

文章编号:1000-0550(2017)02-0330-13

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2017.02.011

准噶尔盆地西北缘二叠系碎屑岩次生孔隙发育控制因素

郭沫贞,徐洋,寿建峰,刘占国,韩守华

中国石油杭州地质研究院,杭州 310023

摘要 二叠系碎屑岩储集层是准噶尔盆地西北缘地区重要的勘探层位,埋藏深度大,研究其次生孔隙分布及其控制因素是研究区储集层研究的一项难点。利用岩芯、铸体薄片、荧光薄片、扫描电镜、黏土矿物等资料,结合沉积相、构造演化及有机质演化特征,对二叠系碎屑岩次生孔隙发育控制因素进行了研究。研究表明:二叠系碎屑岩除发育原生粒间孔外,还发育颗粒溶孔、胶结物溶孔及裂缝等次生孔隙。颗粒溶孔、碳酸盐及沸石胶结物溶孔主要受烃源岩热演化产生的有机酸及大气淡水无机酸作用的范围、规模控制。无机酸成因的溶孔主要发育于不整合面和断裂发育的盆地边缘区域,有机酸成因的次生孔主要发育于紧邻烃源岩的盆地中部区域;裂缝主要是在构造挤压应力作用下产生,受构造应力大小、岩性粒级及杂基含量控制,主要分布于西北缘逆冲断裂带内低杂基含量的砂砾岩中。平面分布上,西北缘二叠系碎屑岩储集空间类型在盆地边缘以原生粒间孔为主,其次为无机酸成因的溶蚀孔及裂缝;向盆地中部过渡为有机成因的溶孔为主,原生粒间孔次之的储集空间组合。结合研究区沉积相展布、胶结物分布、构造特征及有机质演化特征,指出盆地中部的扇三角洲前缘区带,浊沸石胶结物发育,靠近烃源岩,处于三期有机酸运移的上倾方向,是有利的浊沸石溶蚀孔隙发育区带。

关键词 次生孔隙;控制因素;碎屑岩;二叠系;准噶尔盆地

第一作者简介 郭沫贞,男,1974年出生,硕士,高级工程师,油气储层地质,E-mail: Guomz_hz@petrochina.com.cn

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

0 引言

准噶尔盆地西北缘地区二叠系碎屑岩,特别是砂砾岩储集体极为发育,一直是新疆油田公司勘探的主战场,已发现了众多的碎屑岩油气藏,具有良好的油气勘探潜力^[1]。目前对准噶尔盆地西北缘地区二叠系碎屑岩储集体的研究多限于沉积环境、沉积相模式及沉积类型的研究,认为二叠系为冲积扇—扇三角洲—湖泊沉积体系,并建立了二叠系冲积扇—扇三角洲的沉积模式^[2-3]。碎屑岩储集体研究主要集中在岩矿特征、成岩作用、储集空间类型及储层性质控制因素等方面,取得了众多认识^[4-9],认为西北缘二叠系碎屑岩储集体岩石成分成熟度极差,岩屑成分占70%以上,岩屑类型主要为火山碎屑^[5,10-11];并指出高刚性颗粒组分含量及扇三角洲前缘相带是原生孔隙型储集层发育的区带^[12-13];孙玉善等^[4,14]探讨了二叠系沸石胶结物类型及分布规律;寿建峰等提出了压实作用、沸石矿物胶结作用是储集层减孔的主要因素,火山碎屑颗粒、沸石矿物溶蚀作用以及颗粒破裂作用形成的各类次生孔隙对储集层性质具重要

改善作用^[15];前人进一步研究了沸石矿物胶结、溶蚀作用对储集层发育的影响作用^[5-11];郭沫贞等^[16]研究了西北缘砂砾岩储集体中压裂缝发育的特征及控制因素,认为粗粒级颗粒中发育的压裂缝是由于颗粒间接触点少、压强大而形成的;朱筱敏等^[17]通过对克百断裂带上、下盘储集层研究,认为除胶结、溶蚀作用外,上、下盘沉积埋藏史的差异对储层性质有控制作用。这些认识促进了准噶尔盆地各区块油气的勘探开发,同时上述认识多局限于油藏范围、局部区块的研究,侧重于剩余原生孔隙的发育规律和控制因素研究,对准噶尔盆地西北缘地区发育的各类次生孔隙的控制因素和区域分布规律缺乏整体、系统的研究。利用研究区120余口井1400多片铸体薄片资料,结合岩芯、扫描电镜、黏土矿物等资料综合分析,对已有资料对研究区二叠系碎屑岩的各类孔隙分布规律进行研究,并综合成岩环境、有机质演化及构造特征等资料,分析了次生孔隙发育的控制因素。在此基础上,对研究区次生孔隙发育区带进行预测,这对二叠系深层碎屑岩油气勘探有重要意义。

收稿日期:2016-03-08;收修改稿日期:2016-05-04

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239002) [Foundation: National Key Basic Research Program of China(973 Program), No. 2014CB239002]

1 地质背景

准噶尔盆地是我国西北大型含油气盆地之一,盆地西北缘是新疆油田公司重要的油气产区,其构造位置处于红车断裂带、克百断裂带、乌夏断裂带等大型逆冲断裂带^[18-21]的东部、东南部及南部,盆1井西凹陷的西北部及沙湾凹陷的北部,含中拐凸起、达巴松凸起、夏盐凸起、英西凹陷及玛湖凹陷(图1)。

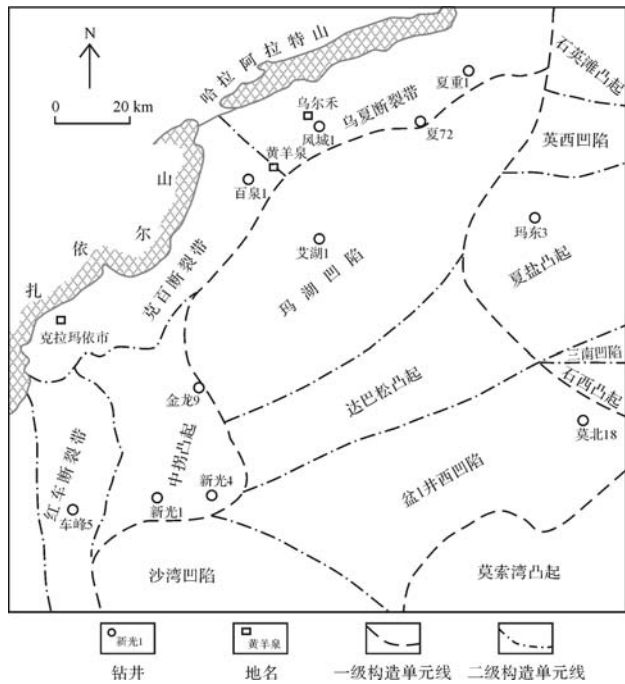


图1 准噶尔盆地西北缘地区构造位置图

Fig.1 Tectonic location of northwest margin of Junggar Basin

研究区二叠系发育佳木河组(P_{1j})、风城组(P_{1f})、夏子街组(P_{2x})、下乌尔禾组(P_{2w})、上乌尔禾组(P_{3w}),二叠系各层组依次超覆在石炭系之上,二叠纪末期抬升加剧,凸起顶部的石炭系、二叠系遭到剥蚀。三叠纪后盆地持续下沉,三叠系至白垩系广泛超覆沉积。在中二叠世至下三叠世,由于盆地西北缘边界大断裂下降盘基底持续下降,形成“箕状式”断陷,在陡坡一侧形成较大的坡度^[19-22],且研究区邻近物源,由阵发性洪水和季节性河流携带的碎屑物质经短距离搬运,在盆地边缘沉积了大套的扇三角洲砂砾岩体^[2-3,21],向湖盆中心方向沉积了湖泊相的粉砂岩及泥岩。故研究区二叠系一下三叠统岩性总体以灰色、灰褐色、棕色的砂砾岩为主,在下三叠统百口泉组上部、二叠系上乌尔禾组上部及下乌尔禾组上部发育三套稳定的灰色和灰褐色泥岩,夏子街组发育不等厚

互层状的砂砾岩、砂岩和泥岩。整体上,二叠系由佳木河组发育的一套火山岩—火山碎屑岩和正常碎屑岩沉积,向上过渡为乌尔禾组发育的扇三角洲和湖泊沉积。岩性主要以砂砾岩为主夹有砂岩、泥质粉砂岩及泥岩。

2 碎屑岩孔隙类型

通过对研究区二叠系铸体薄片鉴定分析,结合扫描电镜资料,二叠系砂砾岩储集层中主要发育原生孔隙、溶蚀孔隙和裂缝三大类孔隙。

2.1 原生粒间孔隙

原生粒间孔为碎屑岩沉积初期的粒间孔在成岩过程中经历机械压实、构造压实及硅质、沸石、碳酸盐岩等矿物胶结充填作用后,剩余的粒间孔隙,多见于砾石支撑及粗砂支撑形成的空间内(图2a,b)。剩余原生粒间孔隙为二叠系湖盆边缘牵引流砂砾岩储集体的主要孔隙类型,向湖盆中心原生孔隙有减少的趋势(表1)。如克拉玛依地区的上乌尔禾组,在玛湖1—玛湖5—金龙10井一线以西的湖盆边缘砂砾岩储集层中,其牵引流砂砾岩储集体中原生孔隙面孔率平均可达1.52%,此线以东向湖盆中部区域,相应牵引流砂砾岩储集体平均原生孔隙面孔率降为0.77%(表1)。目前该类储集空间类型是已发现多数油气藏的主要储集空间类型。

2.2 溶蚀孔隙

目前显微镜下发现的溶蚀孔隙有颗粒溶孔和胶结物溶孔。颗粒溶孔有长石颗粒溶孔、火山碎屑颗粒溶孔;胶结物溶孔有浊沸石溶孔、方沸石溶孔及碳酸盐溶孔。

(1) 颗粒溶孔

该类孔隙类型主要有长石颗粒溶孔和火山碎屑颗粒溶孔。长石溶孔是长石颗粒选择性不均一溶蚀作用形成(图2c)的,大多沿长石的解理面或晶间裂缝发生溶蚀,多为不规则,或呈网状分布。有的长石被溶蚀的同时,还被(铁)方解石交代。该类孔隙在湖盆边缘和湖盆中部都有出现,所占总的面孔率不大,其平均面孔率多为0.1%~0.5%(表1,表1中的颗粒溶孔多为该类孔隙)。火山碎屑颗粒溶孔多为偏基性不稳定的火山岩屑和火山玻璃发生水解作用形成的,多呈不规则或孤立状分布。不稳定的火山颗粒在发生水解作用的同时伴随有自形程度较差的方沸石、钠长石析出,水解后的火山颗粒多呈残骸状或幻影状(图2d)。该类溶孔在研究区只在少数井发

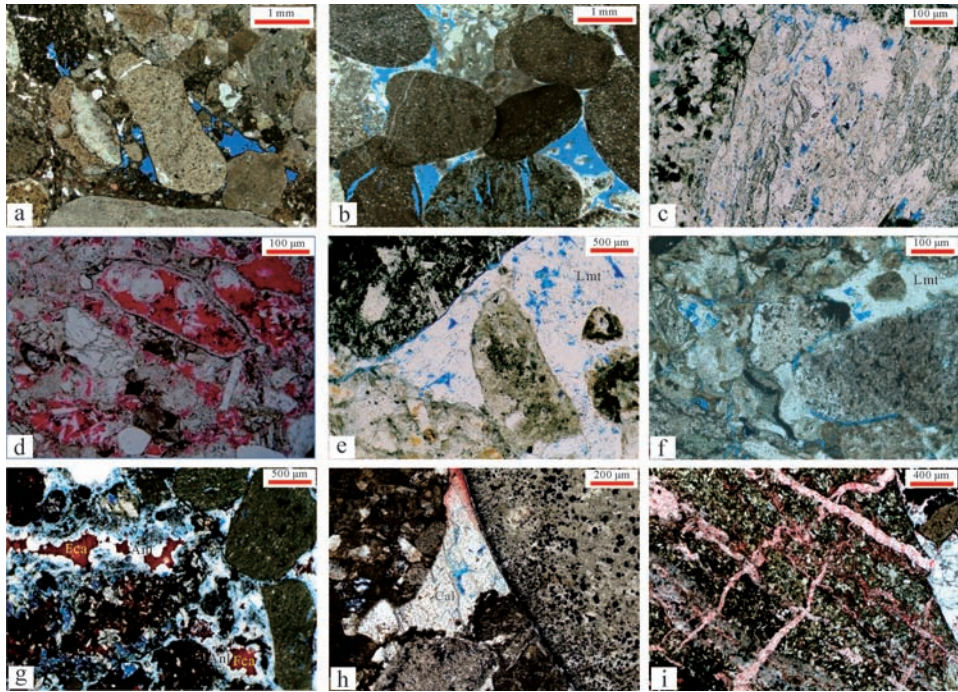


图2 西北缘地区二叠系储集层孔隙类型微观特征

a.粗一中粒长石岩屑砂岩,绿泥石黏土膜,原生粒间孔, P_{3w} ,金208井,4 043.63 m,铸体单偏光;b.岩屑细砾岩,粒内缝, P_{2w} ,百75井,3 090.17 m,铸体单偏光;c.岩屑砂砾岩,长石溶蚀孔、铁方解石交代长石, P_{1j} ,拐15井,4 196.24 m,铸体单偏光;d.砂砾岩,火山碎屑溶蚀,见颗粒幻影及残骸,同时伴随方沸石、钠长石析出, P_{1j} ,82056井,2 609.00 m;e.含砾不等粒岩屑砂岩,粒间充填浊沸石,浊沸石溶孔, P_{1j} ,拐101井,3 217.05 m;f.含砾粗中粒岩屑砂岩,浊沸石(Lmt)胶结及浊沸石溶孔, P_{3w} ,金205井,3 814.30 m,铸体单偏光;g.岩屑砂砾岩,粒间方沸石(Anl)及铁方解石(Fca)充填,方沸石溶孔, P_{1j} ,克85095井,2 916.62 m,铸体单偏光;h.砂质砾岩,少量方解石(Cal)溶孔, P_{3w} ,白27井,3 359.84 m,铸体单偏光;j.岩屑砂砾岩,裂缝,裂缝中充填的方沸石微溶, P_{2w} ,克85095井,3 029.18 m,铸体单偏光。

Fig.2 Micro-features of Permian reservoir pore types in the northwest margin of Junggar Basin

表1 西北缘地区二叠系碎屑岩储集层孔隙类型及面孔率统计表

Table1 Pore types and surface porosity of Permian clastic reservoir in the northwest margin of Junggar Basin

地区	区域位置	层位	杂基 胶结物		孔隙类型/%					分布井区	
			含量 /%	含量 /%	原生 粒间孔	颗粒 溶孔	胶结物溶孔				黏土 收缩孔
							方解石溶孔	方沸石溶孔	浊沸石溶孔		
夏盐	盆缘	P_{2w}	2.74	1.23	1.44	0.12					盐北1井区
	盆中	P_{2w}	2.03	5.41	0.11	0.14			0.33	0.02	夏盐2井区
夏子街	盆中	P_{2w}	2.04	3.32	0.75	0.31	0.06	0.02	0.41	0.42	玛2井区
	盆缘	P_{2x}	1.02	6.51	1.21	0.92			0.01	0.12	风7、风南3井区
乌尔禾	盆中	P_{2x}	2.75	1.42	0.35						风南1、艾克1井区
	盆缘	P_{3w}	2.63	2.01	1.52	0.41	0.01		0.02	0.31	玛湖1—玛湖5—金龙10井一线以西
克拉玛依	盆中	P_{3w}	1.62	5.21	0.77	0.31	0.02		1.21	0.06	克80—克102井一线以东
	盆缘	P_{1j}	1.39	6.08	0.08	0.26		0.87	0.01		五区、八区
	盆中	P_{1j}	0.51	4.21	0.02	0.06					克102—金龙1井以西
中拐以南	盆中	P_{3w}	2.02	4.53	0.75	0.05			0.52		新光1、中佳1井区
	盆缘	P_{1j}	2.53	3.82	0.03	0.43		0.01			拐5井区
	盆中	P_{1j}	0.24	8.61	0.03	0.73			0.73		新光1、中佳1井区

育,分布局限,发育规模小,仅在盆地边缘的五区和八区局部区块发育,对总的面孔率贡献小于0.1%,故本次对该类孔隙未作深入研究。

(2) 沸石胶结物溶孔

研究区主要发育片沸石、方沸石和浊沸石三类沸石胶结物^[4,7,23]。沸石类溶蚀孔主要为浊沸石溶孔

(图 2e、f) 和方沸石溶孔(图 2g), 未见到片沸石溶孔。其中浊沸石溶孔多呈不规则状、溶蚀港湾状、锯齿状, 多发育在结晶良好的浊沸石胶结物中, 溶孔多沿浊沸石的解理面、晶缝发育。主要发育在湖盆的中部, 其平均面孔率主要分布在 0.5%~1.0%(表 1), 湖盆边缘不发育。如克拉玛依地区上乌尔禾组, 其在玛湖 1—玛湖 5—金龙 10 井—线以西的盆缘地区, 浊沸石溶蚀面孔率平均为 0.02%, 而在克 80—克 102 井—线以东的湖盆中部地区, 其面孔率平均可达 1.21%, 主要分布在上、下乌尔禾组及佳木河组(表 1)。

方沸石溶孔多发育于方沸石胶结物的外部(图 2g), 紧靠颗粒边缘, 而充填在孔隙中部的方沸石胶结物溶蚀程度较差或不溶, 方沸石溶孔多呈不规则状、锯齿或孤立状, 主要分布湖盆边缘五、八区佳木河组, 平均面孔率为 0.87%, 盆地边缘其他区域方沸石溶蚀孔面孔率以小于 0.02% 为主(表 1)。

(3) 碳酸盐岩溶孔

主要为方解石溶孔(图 2h), 多沿方解石的解理面发育, 呈不规则状、孤立状分布。面孔率多小于 0.02%, 分布于克拉玛依地区的上、下乌尔禾组及夏子街地区玛 2 井区的下乌尔禾组(表 1)。

2.3 裂缝

研究区裂缝多发育于断裂带和斜坡带的上部, 分为贯穿缝(切穿多个颗粒的裂缝)(图 2i)和粒内缝(限于单个颗粒内部的裂缝)(图 2b)。显微镜下, 裂缝发育规模不一, 粒内缝发育的条数要多于贯穿缝, 但延伸距离要少于贯穿缝。其面孔率多小于 0.05%, 主要分布在盆地边缘的克夏断裂带和乌百断裂带内。

除上述三大类孔隙之外, 研究区还普遍发育粒间杂基收缩孔, 此类孔所占比例极低, 以小于 0.05% 为主, 主要是颗粒间的泥质、火山尘和细粒凝灰质经脱水、转化而形成的微孔, 多见于泥质含量或火山尘含量较高的地层中, 其形状多为花边状。由于基质收缩孔以微孔为主, 充填其内的流体不可流动, 对储集层开动用作用不大, 故本次研究未对该类孔隙作分析。

2.4 各类孔隙分布规律

各类孔隙的平面展布主要是根据研究区 120 余口井铸体薄片鉴定结果, 在对各井点孔隙类型进行统计的基础上, 结合沉积相进行分析研究。通过分析, 西北缘二叠系不同孔隙类型在平面上呈现规律性变化(图 3)。原生孔隙主要分布在湖盆边缘至湖盆中部由夏盐 2 井、盐北 1、旗 2 井、玛 11、玛 18、玛湖 3、金龙 2 至中佳 1 井组成的半环带区域内, 且由湖盆边

缘向湖盆中心, 原生孔隙所占的比例有减少的趋势, 除佳木河组因其埋藏深度较大, 面孔率整体较低外, 其余层位原生孔隙多从湖盆边缘的面孔率大于 1%, 到湖盆中部降至小于 0.4%(表 1)。方沸石胶结物溶蚀孔发育范围比原生孔范围小, 更靠近湖盆边缘, 是湖盆边缘和由夏 87 井、夏 53 井、乌 8 井、克 88 井、克 021 井、拐 5 井和车排 3 井组成的环带内(图 3), 平面上有向盆内减弱的趋势。裂缝主要发育在盆缘边缘的断裂带及斜坡带的高部位百 76 井和克 86 井一带, 且离断裂带越远, 裂缝发育程度越弱(图 3)。浊沸石溶孔主要发育在湖盆中部一带, 其向湖盆边缘的界线由盐北 1 井、玛 7 井、玛 17 井、艾参 1 井、玛湖 3 井、克 80 井和新光 2 井组成, 向湖盆内部可延伸至湖盆中心一带, 其溶蚀面孔率在中拐凸起东斜坡上乌尔禾组及中拐凸起南斜坡佳木河组较发育, 面孔率平均可达 1.21%(表 1、图 3)。长石颗粒的溶孔其发育范围与方沸石和浊沸石溶孔的发育范围大致相同, 其溶蚀面孔率较小, 多统计在颗粒溶孔中, 其平均面孔率以小于 0.5% 为主。碳酸盐岩溶孔主要发育中拐东斜坡金龙 2 井区上乌尔禾组及夏子街地区下乌尔禾组, 分布范围局限, 仅少数井见到, 面孔率以小于 0.03% 为主。

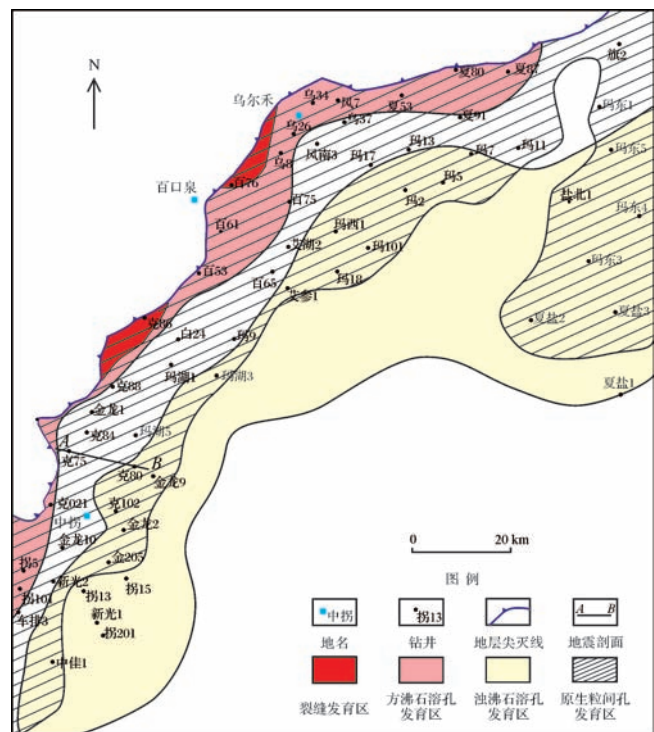


图 3 准噶尔盆地西北缘地区二叠系储集层不同孔隙类型发育带叠合图

Fig.3 The distribution overlay map of Permian reservoir pore types in the northwest margin of Junggar Basin

总体上,从湖盆边缘向湖盆中心,碎屑岩储集空间类型由原生孔为主、溶蚀孔次之的孔隙类型向湖盆中心变为溶蚀孔为主,原生孔次之的孔隙类型,裂缝主要发育在湖盆边缘的断裂带和斜坡带的高部位。

3 各类孔隙发育控制因素

碎屑岩中储集空间的类型、多少及形态既受沉积相的控制,又受成岩作用和构造作用的影响,是多种因素综合作用的结果。通过研究各类孔隙与碎屑岩的岩石学特征、沉积相、构造特征及成岩演化特征的相互关系,明确了各类孔隙类型形成的控制因素。

3.1 原生孔隙控制因素

研究区二叠系碎屑岩原生孔隙主要受压实作用和胶结作用控制^[16],成岩压实减孔和胶结减孔是储集层原生孔隙损失的主要因素,地层埋藏深度越大,成岩压实减孔作用越强。在研究区压实减孔和胶结减孔是控制原生孔发育程度的关键因素。如中拐地区上乌尔禾组其平均压实减孔量约22%,胶结减孔量平均约4.5%(图4)。压实作用和胶结作用增强,孔隙体积缩小、喉道变细变小甚至消失。

对相同层位,在压实减孔和胶结减孔的基础上,原生孔的发育程度受粒级粗细和杂基含量控制,杂基含量越少,粒级越粗,分选越好的碎屑岩,其原生孔保存的越多。如在中拐地区上乌尔禾组储集层中,原生孔的发育程度明显与杂基含量成反比、与粒级成正比(图5),随杂基含量增高,各粒级岩性原生孔隙明显降低,且中粗砂岩、粗中砂岩、中砂岩和砂砾岩对杂基含量的敏感性明显高于不等粒砂岩和细砂岩,表明粒级越粗,杂基含量对其控制作用越明显。而在相同的杂基含量情况下如杂基含量为2%左右,粒级越粗,原生孔越发育,如中粗砂岩、粗中砂岩的原生孔明显高于中砂岩、不等粒砂岩和细砂岩。砂砾岩、不等粒砂岩与杂基含量关系不明显与其分选差有关;细砂岩与杂基含量关系不明显,与细砂岩易压实、抗压性小有关。而杂基含量多少、岩性粒级粗细及分选性又与沉积相密切相关,因研究区二叠系储集体多为扇三角洲沉积,水流方向多由湖盆边缘流向湖盆中心,因此湖盆边缘除泥石流、碎屑流等泥质含量高的砂砾岩体外,扇三角洲平原和前缘的牵引流沉积砂体,因其分选好、杂基含量少、粒级粗成为原生孔最为发育的区域,而向湖盆中心,因其粒级变细、埋藏深度增加,压实作用增强,使原生孔隙发育规模减弱。因此由湖盆边缘向湖盆中心,原生孔发育程度呈减弱的趋势。

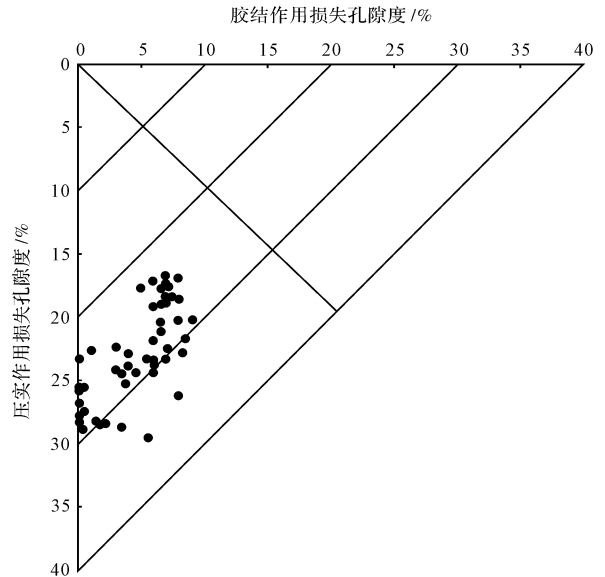


图4 上乌尔禾组碎屑岩储集层压实和胶结作用减孔评价图
Fig.4 Pore reduction assessment of compaction and cementation in the upper Wuerhe Formation clastic rock

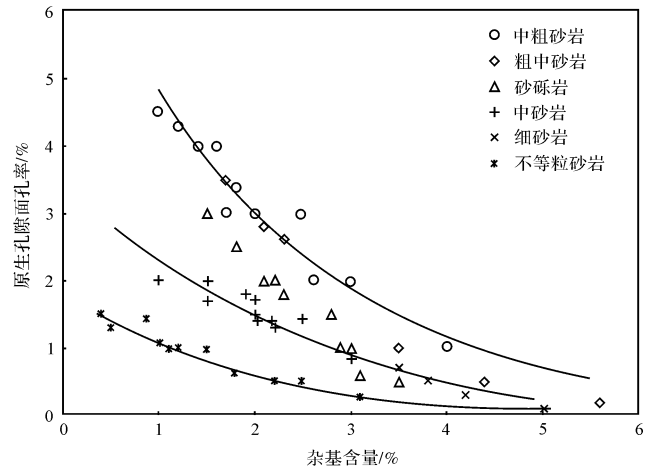


图5 中拐地区上乌尔禾组岩性、杂基含量和原生孔隙关系图
Fig.5 The relationship between lithology, matrix content and primary intergranular pore of the upper Wuerhe Formation in Zhongguai area

3.2 溶蚀孔隙控制因素

各类孔隙平面展布特征表明,研究区二叠系溶蚀孔发育区呈两个明显的区带,一是靠近湖盆边缘,由方沸石、碳酸盐岩及长石颗粒溶蚀形成的溶蚀孔隙带(图3);一是靠近湖盆中部,由沸石、碳酸盐岩和长石颗粒溶蚀形成的溶蚀孔隙带(图3)。综合岩矿特征、黏土矿组合特征、成岩史、包裹体测温、油气充注关系及地层接触关系研究,认为研究区溶蚀孔隙的分带性主要受沸石胶结物分布、溶蚀流体类型、溶蚀期

次及溶蚀规模所控制。

3.2.1 沸石胶结物分布对溶蚀孔的影响

笔者曾结合岩芯、铸体薄片、扫描电镜、电子探针、流体盐碱度、黏土矿物及物源区母岩性质等综合因素分析,认为研究区发育方沸石、片沸石和浊沸石三类沸石胶结物,在母岩性质、成岩流体介质盐度及碱度等因素的综合控制作用下,不同沸石呈规律性的分布^[22]。由湖盆中心向湖盆边缘,由于水介质盐度和碱度的降低,造成沸石由低硅的浊沸石向高硅的片沸石发育的特征。在准噶尔盆地西北缘表现为从盆缘向盆内,依次发育片沸石胶结带、方沸石胶结带和浊沸石胶结带^[22](图6)。此沸石胶结物的分布规律,控制了沸石胶结物溶蚀的范围和类型,在湖盆中部地带易形成浊沸石溶蚀带,而在湖盆边缘易形成方沸石溶蚀带。

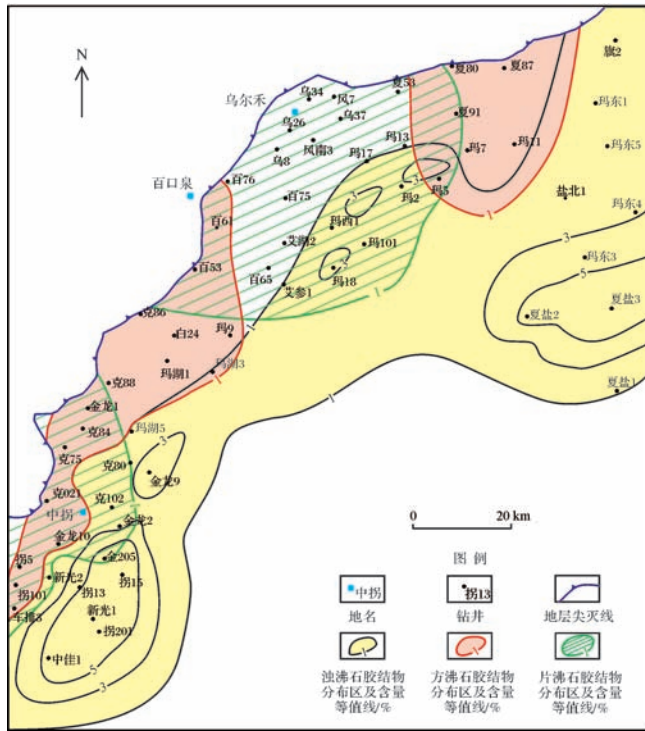


图6 准噶尔盆地西北缘地区二叠系不同沸石胶结物分布叠合图

Fig.6 The distribution overlay map of Permian clastic zeolite cements in the northwest margin of Junggar Basin

3.2.2 大气水和有机酸对溶蚀孔的影响

对该区发生溶蚀作用的流体性质的判别主要是基于自生矿物组合和黏土矿物成分。从图7的矿物组合可知,纵向上自生矿物类型及X衍射黏土矿物成分呈现明显分带性^[23]。以二叠系上乌尔禾组为

界,其下部中、下二叠统碎屑岩杂基成分主要为泥杂基及蚀变的伊蒙混层、绿泥石等黏土矿物,常呈薄膜状产出。胶结物类型主要为碱性矿物沸石+方解石组合,主要为浊沸石、方沸石、片沸石及方解石,反映成岩早期高pH值、高碱金属浓度的碱性流体成岩环境。在上乌尔禾组局部地区粒间发育有硅质和高岭石自生矿物,表明成岩后期成岩环境在局部转化为酸性成岩环境。三叠系百口泉组以上层系胶结物类型主要为高岭石及硅质(以二氧化硅加大边和析出的小晶体为主),代表中性—偏酸性流体。

二叠系碎屑岩目前发现的溶蚀孔隙主要是沸石溶孔、长石溶孔及碳酸盐岩溶孔,主要属于碱性矿物溶蚀,因此其溶蚀孔的成因主要是在成岩表生期及后期,成岩流体环境由早期的高pH值、高碱金属浓度的碱性流体转为酸性流体所致。

高岭石+硅质组合可以是大气水环境的产物,也可以是偏酸性地层流体的产物,如地层水中含有机酸。因此从矿物组合较难对其进行识别。本文基于高岭石+硅质组合的发育位置对其进行判别,如高岭石+硅质组合分布于盆地边缘或构造高部位的剥蚀区或离剥蚀区比较近,则认为该组合是大气水作用的产物;如该组合分布于生烃凹陷区或离生烃凹陷区比较近,则认为该组合是酸性水作用的产物。

(1) 大气水溶蚀作用

从构造演化及地层接触关系可以判别出研究区存在三期大气水溶蚀作用(图8),分别是上乌尔禾组沉积末期至三叠系百口泉组沉积前;中下二叠统沉积后至上乌尔禾组沉积前;以及佳木河组沉积后的抬升暴露剥蚀期。据其剥蚀程度可分析出三期大气水的侵入规模,剥蚀程度从佳木河组、下乌尔禾组至上乌尔禾组逐渐增加,反映大气水流体侵入规模逐渐增强,尤其是上乌尔禾组的大气水流体侵入规模显著大于其他层位,该结论也得到自生矿物组合的佐证。这三期大气淡水的作用结果,控制了研究区湖盆边缘的溶蚀孔隙发育带。

(2) 有机酸的溶蚀作用

研究区发育三套烃源岩,分别为佳木河组、风城组和下乌尔组^[24-26]。根据中拐地区金龙2井区上乌尔禾组油藏中荧光薄片的显示特征,该区荧光显示有两种,一种是在颗粒边缘及杂基中呈黄色和淡黄色的荧光显示(图9a),一种是在颗粒边缘及裂缝中呈蓝色和浅蓝色的荧光显示(图9b)。由于不同期次油气在运移过程中,会形成具有不同成分特征及热演化程

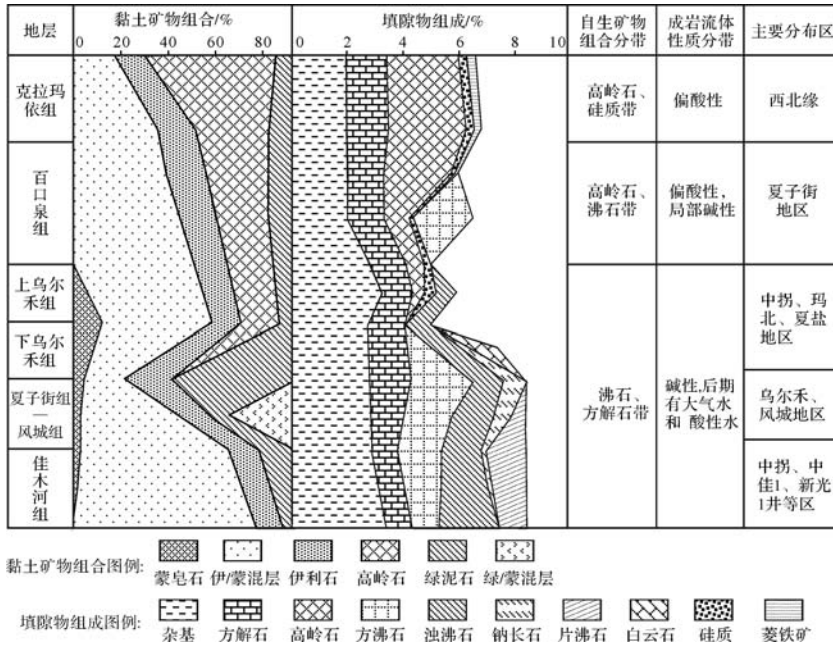


图 7 准噶尔盆地西北缘地区三叠—二叠系自生矿物、黏土矿物组合及流体性质综合分析图
 Fig.7 Comprehensive analysis chart of Triassic-Permian clay minerals, interstitial material components and fluid properties in the northwest margin of Junggar Basin

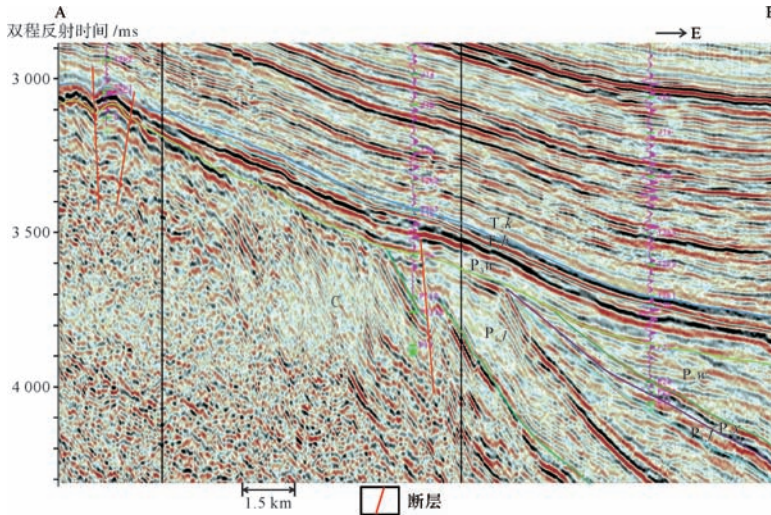


图 8 准噶尔盆地西北缘地区东西向地层接角关系地震剖面图(位置图见图 3)
 Fig.8 The stratigraphic contact relationship in seismic profile of Permian in the northwest margin of Junggar Basin(location is shown in Fig.3)

度的流体,因而其荧光色在一定程度上可代表着充注油气的性质^[27]。另外在薄片和岩芯中还发现有固体沥青充填在粒间孔隙中(图 9c)。表明研究区至少有三期充注,前人对二叠系包裹体所测的均一温度,分别为 30℃~50℃,70℃~90℃和 110℃,分别代表了晚二叠世之前、中晚三叠世—早侏罗世成熟油和早—中白垩世高熟油的三期烃类充注^[28],其中孔隙中固体沥青代表了最早一期的油气充注,为晚二叠世之前,

因其埋藏较浅,封闭条件较差,该期充注的油气未得到保存所致。

烃源岩在大量生油以前,可产生大量的有机酸,形成的有机酸可对储集层的成岩作用有很大的影响,这一认识已被众多学者认可^[29-32]。认为烃源岩中的干酪根在 80℃~120℃热作用下,会脱去含氧官能团(羧基及酚等)而形成大量的有机酸(如草酸、醋酸和酚等),这些有机酸易与 Al³⁺形成络合物,增加了

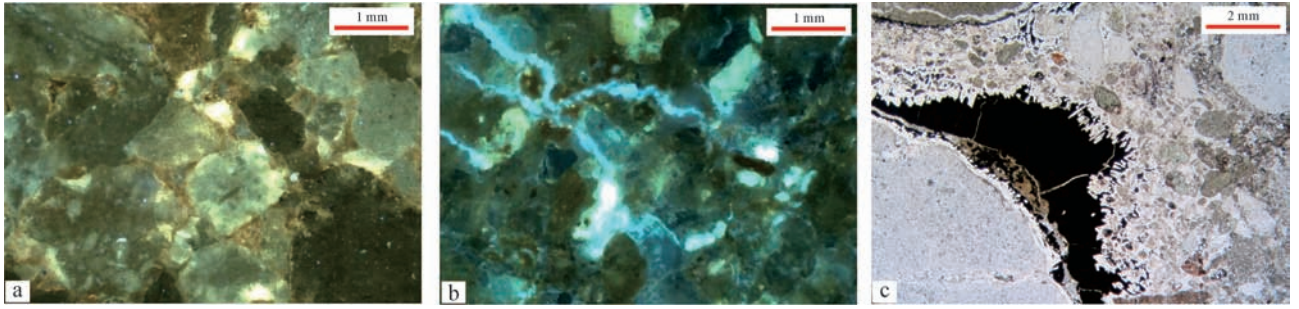


图 9 西北缘地区二叠系储集层孔隙流体镜下特征

a.含砾中砂岩,部分颗粒及杂基具黄色、淡黄色荧光显示,P_{3w},金 208 井,4 079.42 m,荧光薄片;b.中砂岩,颗粒及裂缝具蓝色、淡蓝色荧光显示,P_{3w},金 201 井,4 116.44 m,荧光薄片;c.岩屑砾岩,浊沸石溶孔含沥青,P_{1j},新光 1 井,4 556.34 m,铸体单偏光。

Fig.9 Micro-features of pore fluid of Permian reservoirs in the northwest margin of Junggar Basin

Al³⁺的活度,促进了铝硅酸盐和方解石的溶解;当温度升高到 120℃~160℃时,羧酸阴离子将发生热脱羧作用而转变成烃类和 CO₂,使溶液中的 CO₂浓度提高,从而降低了有机酸的浓度^[31-32]。Crossey *et al.*^[29],Surdam *et al.*^[30]认为烃源岩大量生油以前形成的有机酸对铝硅酸盐矿物的溶解能力远大于对碳酸盐矿物的溶解,这也是研究区碳盐岩矿物溶蚀程度要小于沸石矿物的重要原因之一。

由于研究区存在三期油气充注,因此在每一期油气充注期间,都会伴有大量有机酸的产生,特别是前两期,产生的大量有机酸由构造低部位向高部位运移,由烃源岩中心向湖盆边缘碎屑岩中运移,以及沿沟通烃源岩的断裂向上部地层运移,在碎屑岩中溶蚀碱性成岩矿物沸石和碳酸盐岩等矿物,形成大量的溶蚀次生孔隙。特别是研究区湖盆中部地区二叠系的佳木河组、乌尔禾组地层,更有利于溶蚀次生孔隙的形成。原因包括:1)处于烃源岩的上倾方向,是烃源岩产生的有机酸运移方向。同时佳木河组、乌尔禾组湖盆边缘沉积的粗碎屑岩向湖盆中心沉积的就是烃源岩,有利于有机酸的侧向运移;2)断裂、不整合面发育。研究区处于断裂带的前缘,沟通深部烃源岩的断裂发育,为有机酸的运移提供了垂向通道。此外,研究区也是三叠系百口泉组与上乌尔禾组、上乌尔禾组与下伏地层不整合面,以及地层尖灭线发育位置^[33],这为有机酸的侧向运移提供了重要通道;3)该区域浊沸石胶结物发育,笔者对该区的沸石分布规律研究后发现,由于该区域临近湖盆中心、成岩早期该区域的盐度、碱度更利于浊沸石的沉淀,形成了浊沸石发育带^[22],在中拐东斜坡金龙 2 井区一带,浊沸石含量平均达 6%,玛北斜坡区玛 6 井平均含量在 1%~

3%,夏盐凸起夏盐 2 井区平均含量大于 3%(图 6)。对中拐东斜坡上乌尔禾组油藏沸石胶结物含量与溶蚀孔面孔率含量分析(图 10),发现溶蚀孔的发育程度与胶结物的含量成正比关系,表现在胶结物含量增多,溶蚀孔面孔率增加。这是由于浊沸石胶结物越多,酸性流体通过断裂、不整合面及残余粒间孔接触浊沸石的几率越大,从而形成较多的溶蚀孔隙。这也是研究区靠湖盆中部一带溶蚀孔较发育的主要原因。

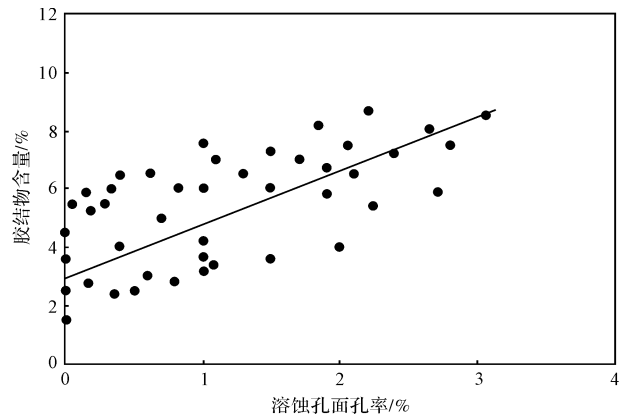


图 10 中拐东斜坡上乌尔禾组胶结物含量与溶蚀孔面孔率关系图

Fig.10 The relationship between cement content and dissolution thin section porosity of the upper Wuerhe Formation in the east slope of Zhongguai slope

综上所述,研究区湖盆边缘发育的方沸石、碳酸盐岩、长石颗粒等溶蚀孔发育带主要受三期大气水规模和作用时间长短控制,而湖盆中部至湖盆中心的浊沸石、碳酸盐岩及长石颗粒溶蚀孔发育带主要受三期有机酸规模、沸石胶结带及有机酸的作用范围控制。

3.3 裂缝控制因素

通过对裂缝的发育程度及与断裂带的关系分析,

研究区裂缝主要分布于西北缘逆冲断裂带的三叠系储集层及二叠系局部区域,远离断裂带的斜坡区及湖盆中心地区裂缝不发育。

对断裂带内不同层位 5 个样品,利用超显微构造一位错密度统计方法测得的古构造应力,对研究区的裂缝发育程度与构造应力的关系进行分析。研究表明断裂带砂砾岩的裂缝颗粒(发育裂缝的颗粒)含量与古构造应力值呈现明显的正相关关系(图 11),高古构造应力值对应于高的裂缝颗粒含量,裂缝颗粒含量大于 15% 对应古构造应力值约大于 100 MPa,裂缝颗粒含量小于 5% 对应古构造应力值约小于 90 MPa;当古构造应力值约小于 75 MPa,裂缝颗粒含量已小于 1.5%,说明裂缝颗粒含量对储集层物性的影响已很小。对研究区二叠系—三叠系而言,垂向上裂缝主要发育于中下三叠统,这与古构造应力纵向分布规律是一致的(图 11)。

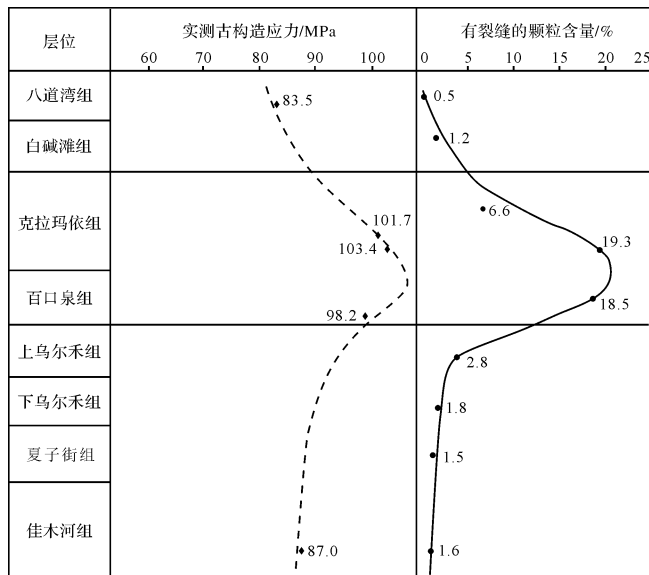


图 11 西北缘断裂带古构造应力与裂缝发育程度关系图
Fig.11 The relationship between ancient tectonic stress and fracture development in fault zone of the northwest margin

在应力对裂缝宏观控制的基础上,对研究区裂缝发育程度与岩性和杂基含量关系分析表明,裂缝的发育程度受岩性粒级和杂基含量控制作用明显(图 12, 13)。表现为在断裂带内,裂缝主要发育于杂基含量低的砾岩、砂砾岩和含砾砂岩等粗粒级碎屑岩中,而相同粒级时,由于泥质杂基含量高的碎屑岩颗粒间因杂基支撑的缓冲作用,裂缝不发育。从图 12 可知,在断裂带内杂基含量低于 3% 的条件下,裂缝的发育程度随碎屑岩粒级变小而减少,中—粗砂岩有裂缝的颗

粒含量约为 5%,含砾砂岩为 15%,而砂砾岩为 20%,即含砾砂岩及以上粒级碎屑岩是裂缝发育的岩石粒级条件。同样在断裂带内,含砾砂岩和砂砾岩的裂缝颗粒含量随碎屑岩杂基含量变高而减少(图 13),当杂基含量高于 8% 时,有裂缝的颗粒含量小于 5%;杂基含量低于 3% 时,有裂缝的颗粒含量大于 15%,即净砂砾岩(杂基含量小于 3%)是裂缝发育的岩石结构条件。因此,断裂带内,杂基含量小于 3%,岩性为含砾砂岩、砂砾岩及砾岩是裂缝发育的有利部位(图 13)。

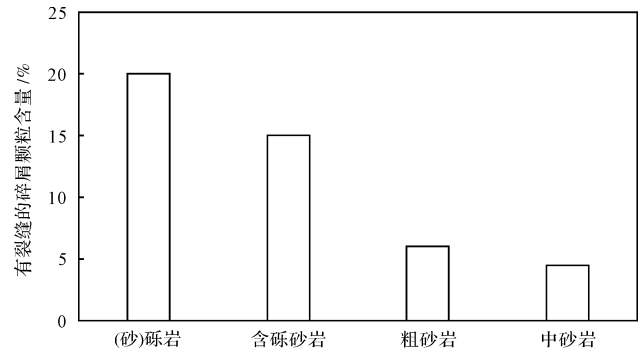


图 12 断裂带地区碎屑岩有裂缝的颗粒含量与粒级关系图
Fig.12 The relationship between fracture particle content and rock grain size in clastic rock in fault zone

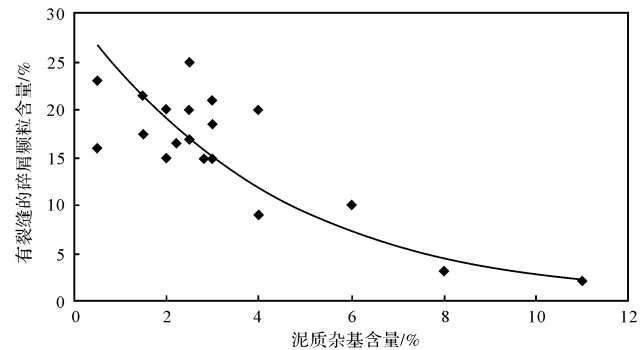


图 13 断裂带地区碎屑岩有裂缝的颗粒含量与泥杂基关系图
Fig.13 The relationship between fracture particle content and matrix content in clastic rock in fault zone

4 储集层评价及油气勘探意义

4.1 储集层评价

研究区二叠系储集层性质主要受构造作用、沉积作用、成岩作用、有机质演化及区域位置控制。不同层位、不同相带及区域位置,决定了研究区孔隙类型及储层性质的优劣。

纵向上,区域构造特征决定了研究区裂缝主要发育在古构造应力作用较强的中下三叠统逆冲推覆断裂带附近一带,二叠系古构造应力不高,整体裂缝不

发育,主要在盆地边缘推覆带克86井、百76井一带发育。原生孔隙因受压实作用明显,随二叠系层位变老,压实减孔量增大(图14)。图14为研究区靠近湖盆中部的中拐凸起东斜坡和南斜坡区域,岩性为中砂以上粒级,二叠系储集层孔隙度及孔隙类型随不同层位的变化关系。图中,该区带压实减孔量由百口泉组的平均20.5%,至佳木河组增至26.5%。但该区带乌尔禾组和佳木河组储层性质明显好于百口泉组和二叠系其他层位,这主要是因为该区在这两个层位沉相带为扇三角洲前缘(图15),杂基含量少,原生孔隙保存好,其压实减孔量仅比百口泉组略低;同时,该区位于烃源岩的上倾方向,利于三期烃源岩热演化产生的有机酸向该区运移,从而使该区在碱性环境下形成的胶结物浊沸石、长石颗粒及不稳定的中基性火山岩屑发生溶蚀,产生溶蚀孔隙,保存较好的原生孔隙和溶蚀孔隙的规模发育是造成该区带乌尔禾组和佳木河组储层性质优于其他层位的主要原因。

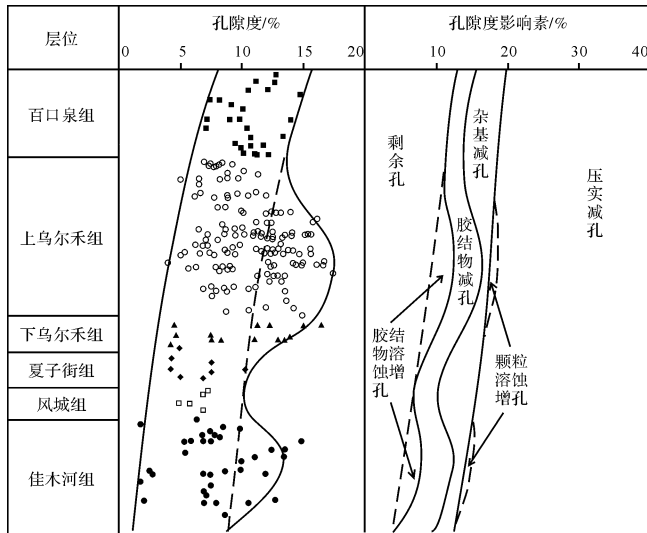


图14 中拐凸起东、南斜坡区二叠系各层位孔隙度变化及孔隙类型组成图

Fig.14 Porosity distribution and pore type components of Permian Formations in the east and south slope of Zhongguai uplift

横向上,沉积相带和区域位置对储层性质的影响明显。盆地边缘多以扇三角洲平原为主,主要以泥石流、碎屑流及辫状河道沉积为主,除辫状道外,其余沉积泥质含量较高,分选差,原生孔保存差。同时,该区带胶结物不发育,大气水产生的溶蚀孔有限,在断裂带附近发育,其溶蚀孔多以小于0.5%为主,故湖盆中部储集层性质在研究区除辫状河道发育有较好的I类储层外,多以较差的III类非储层为主,其孔隙度以

小于6%为主,可作为油藏上倾方向的侧向遮挡层(图15)。湖盆中部一带沉积相带多为扇三角洲前缘,以水下分流河道储集层为主,其泥质含量较扇三角洲平原变低、颗粒分选性变好,刚性颗粒含量增多,胶结物含量变多,剩余原孔隙较盆地边缘辫状河道稍差,但紧临烃源岩,处于烃源岩演化过程有机酸运移的上倾方向,有利于碱性胶结物浊沸石及长石和火山岩屑颗粒的溶蚀,从而在湖盆中部形成了溶蚀孔隙发育带,故该区带储层性质为研究区中最好的I类储层,其孔隙度分布以大于8%为主(图15)。湖盆中部靠近湖盆中心一带为扇三角洲前缘远端沉积,储集层岩性粒级更细,抗压性小,因而其原生孔保留程度比前缘相带要差,但胶结程度高,仍为有利的溶蚀孔发育带,为研究区中等储层性质的II类储层,孔隙度主要分布在6%~10%(图15)。

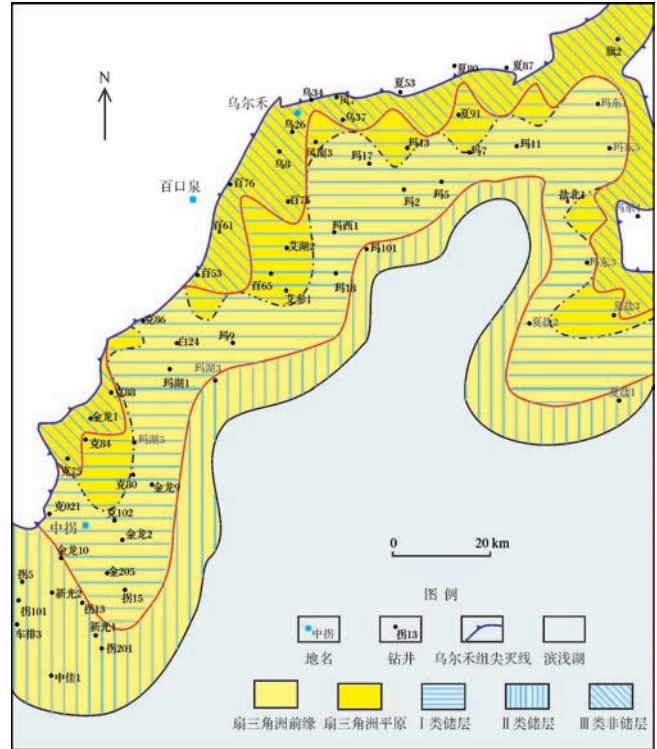


图15 准噶尔盆地西北缘地区乌尔禾组沉积相与储层评价叠合图

Fig.15 The distribution overlay map of Wuerhe Formation sedimentary facies and reservoir evaluation in the northwest margin of Junggar Basin

4.2 油气勘探意义

通过对研究区二叠系碎屑岩孔隙类型、分布规律及其主控因素的研究,特别是对湖盆中部溶蚀次生孔的成因及规模研究,表明湖盆中部中拐凸起东斜坡

带、玛北斜坡南部、夏盐凸起西部等临近盆地中心的区域是溶蚀次生孔,特别是浊沸石溶孔的发育带,指出在二叠系在湖盆中部区带,目前主要勘探区域向湖盆方向仍是有利储集体发育带。近期在中拐凸起东斜坡区发现了金龙2井区上乌尔禾组中型规模油气藏,其油藏中部埋藏深度为3 900 m,储集层岩性主要为砂砾岩和含砾中粗砂岩,其储集层属中低孔低渗型储层,储集空间中浊沸石次生溶蚀孔隙(图2f)占到总孔隙的60%^[8]。中拐凸起南斜坡已钻井在浊沸石胶结矿物中,常见有浊沸石溶蚀现象(图2e)。表明准噶尔盆地西北缘地区靠近湖盆中心、埋藏深度大于3 600 m的二叠系浊沸石发育带中,沸石类溶蚀孔隙可形成主要的油气储集空间。这拓宽了西北缘地区靠近湖盆中心二叠系深层勘探的思路,对深层二叠系油气勘探有重要指导意义。

5 结论

(1) 准噶尔盆地西北缘地区二叠系碎屑岩中主要发育原生粒间孔、溶蚀孔和裂缝三大类孔隙,其中溶蚀孔可分为火山碎屑溶孔、长石颗粒溶孔及胶结物溶孔,胶结物溶孔有方沸石溶孔、浊沸石溶孔及碳酸盐溶孔。原生粒间孔总体上由湖盆边缘向湖盆中心,发育程度依次减弱;溶蚀孔主要呈两个区带分布,一是分布在湖盆边缘区带,以大气水溶蚀为主的溶蚀孔发育区,溶蚀物质以火山碎屑溶孔、长石颗粒及方沸石胶结物为主;一是分布湖盆中部至湖盆中心一带,以烃源岩热演化过程中产生的有机酸溶蚀形成的溶蚀孔发育区,溶蚀物质以浊沸石胶结物为主,长石颗粒和碳酸盐岩胶结物为辅;裂缝主要发育在盆地边缘的断裂带及斜坡区的高部位,斜坡区的低部位至湖盆中心,裂缝不发育。

(2) 原生粒间孔主要以压实减孔为主,其次为胶结减孔。在此基础上,原生孔的发育程度受粒级粗细和杂基含量控制,杂基含量越少,粒级越粗,分选越好的扇三角洲平原及前缘牵引流沉积砂体是有利的原生孔发育带;溶蚀孔隙主要受烃源岩热演化产生的有机酸及大气淡水的无机酸作用范围控制,其次受沸石胶结物分布控制。靠近湖盆中部,因其靠近烃源岩、浊沸石发育,形成了浊沸石溶蚀孔隙发育带;裂缝发育程度主要受构造应力作用范围、应力大小及岩性粒级和杂基含量控制,主要发育于西北缘逆冲断裂带及斜坡区高部位的低杂基砂砾岩中。

(3) 靠近湖盆中心发育的溶蚀孔隙带,可作为准

噶尔盆地西北缘地区深层二叠系寻找有利储集体发育的目标区域,这对准噶尔盆地西北缘地区深层二叠系油气勘探有重大意义。

参考文献(References)

- [1] 张越迁,张年富. 准噶尔大型叠合盆地油气富集规律[J]. 中国石油勘探, 2006, 11(1): 59-64. [Zhang Yueqian, Zhang Nianfu. Oil/gas enrichment of large superimposed basin in Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2006, 11(1): 59-64.]
- [2] 张顺存,陈丽华,周新艳,等. 准噶尔盆地克百断裂下盘二叠系砂砾岩的沉积模式[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 740-746, 753. [Zhang Shuncun, Chen Lihua, Zhou Xinyan, et al. Sedimentary model of the Permian sandy conglomerate in the footwall of the Kebai fault, the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(6): 740-746, 753.]
- [3] 史基安,何周,丁超,等. 准噶尔盆地西北缘克百地区二叠系沉积特征及沉积模式[J]. 沉积学报, 2010, 28(5): 962-968. [Shi Ji'an, He Zhou, Ding Chao, et al. Sedimentary characteristics and model of Permian system in Ke-Bai area in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(5): 962-968.]
- [4] 孙玉善,曹自强. 克拉玛依油田沸石类矿物特征及分布规律[J]. 新疆石油地质, 1991, 12(3): 253-261. [Sun Yushan, Cao Ziqiang. Characteristics and distribution of zeolite group minerals in Karamay oilfields [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1991, 12(3): 253-261.]
- [5] 韩守华,余和中,斯春松,等. 准噶尔盆地储层中方沸石的溶蚀作用[J]. 石油学报, 2007, 28(3): 51-54, 62. [Han Shouhua, Yu Hezhong, Si Chunsong, et al. Corrosion of analcite in reservoir of Junggar Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 51-54, 62.]
- [6] 朱世发,朱筱敏,王一博,等. 准噶尔盆地西北缘克百地区三叠系储层溶蚀作用特征及孔隙演化[J]. 沉积学报, 2010, 28(3): 547-555. [Zhu Shifa, Zhu Xiaomin, Wang Yibo, et al. Dissolution characteristics and pore evolution of Triassic reservoir in Ke-Bai area, northwestern margin of Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(3): 547-555.]
- [7] 朱世发,朱筱敏,王绪龙,等. 准噶尔盆地西北缘二叠系沸石矿物成岩作用及对油气的意义[J]. 中国科学(D辑): 地球科学, 2011, 41(11): 1602-1612. [Zhu Shifa, Zhu Xiaomin, Wang Xulong, et al. Zeolite diagenesis and its control on petroleum reservoir quality of Permian in northwestern margin of Junggar Basin, China [J]. Science China (Seri. D): Earth Sciences, 2011, 41(11): 1602-1612.]
- [8] 孟祥超,徐洋,韩守华,等. 中拐地区上乌尔禾组浊沸石展布规律及优质储层预测[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(1): 16-23. [Meng Xiangchao, Xu Yang, Han Shouhua, et al. Distribution rule of laumontite and favorable reservoir forecast of P_{3w} in Zhongguai region [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(1): 16-23.]

- [9] 李嵘. 准噶尔盆地西北缘二叠系储层特征及分类[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(1): 78-81, 87. [Li Rong. Characteristics and classification of Permian reservoirs in northwestern margin of Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(1): 78-81, 87.]
- [10] 牛海青, 陈世悦, 张鹏, 等. 准噶尔盆地乌夏地区二叠系碎屑岩储层成岩作用与孔隙演化[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2010, 41(2): 749-758. [Niu Haiqing, Chen Shiyue, Zhang Peng, et al. Diagenesis and porosity evolution of Permian reservoir in Wu-Xia area, Junggar Basin[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2010, 41(2): 749-758.]
- [11] 邹才能, 侯连华, 匡立春, 等. 准噶尔盆地西缘二叠—三叠系扇控成岩储集相成因机理[J]. 地质科学, 2007, 42(3): 587-601. [Zou Caineng, Hou Lianhua, Kuang Lichun, et al. Genetic mechanism of diagenesis-reservoir facies of the fan-controlled Permo-Triassic in the western marginal area, Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2007, 42(3): 587-601.]
- [12] Jiao Yangquan, Yan Jiaxin, Li Sitian, et al. Architectural units and heterogeneity of channel reservoirs in the Karamay Formation, outcrop area of Karamay oil field, Junggar Basin, Northwest China[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(4): 529-545.
- [13] 郑占, 吴胜和, 许长福, 等. 克拉玛依油田六区克下组冲积扇岩石相及储层质量差异[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(4): 463-471. [Zheng Zhan, Wu Shenghe, Xu Changfu, et al. Lithofacies and reservoirs of alluvial fan in the lower Karamay Formation in the Block-6 of Karamay oilfield, the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(4): 463-471.]
- [14] 孙玉善. 应用沸石组合特征分析克拉玛依油田石炭二叠系成岩阶段与含油关系[J]. 新疆石油地质, 1993, 14(1): 25-33. [Sun Yushan. Significance of diagenetic stages to oil-bearing in Carboniferous and Permian Formations of Karamay oilfield as depicted by zeolite combination characteristics[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1993, 14(1): 25-33.]
- [15] 寿建峰, 斯春松, 张惠良, 等. 砂岩动力成岩作用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 1-153. [Shou Jianfeng, Si Chunsong, Zhang Huiliang, et al. Dynamic Diagenesis of Sandstone[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 1-153.]
- [16] 郭沫贞, 朱国华, 寿建峰, 等. 碎屑岩压裂缝的特征、成因与油气勘探意义[J]. 沉积学报, 2006, 24(4): 483-487. [Guo Mozhen, Zhu Guohua, Shou Jianfeng, et al. Features, origin and petroleum exploration significance of crushed fracture in clastic rock[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2006, 24(4): 483-487.]
- [17] Zhu Xiaomin, Zhu Shifa, Xian Benzong, et al. Reservoir differences and formation mechanisms in the Ke-Bai overthrust belt, northwestern margin of the Junggar Basin, China[J]. Petroleum Science, 2010, 7(1): 40-48.
- [18] 王惠民, 吴华, 靳涛, 等. 准噶尔盆地西北缘油气富集规律[J]. 新疆地质, 2005, 23(3): 278-282. [Wang Huimin, Wu Hua, Jin Tao, et al. Rule of hydrocarbons accumulation in the northwest edge of Junggar Basin[J]. Xinjiang Geology, 2005, 23(3): 278-282.]
- [19] 陶国亮, 胡文瑄, 张义杰, 等. 准噶尔盆地西北缘北西向横断裂与油气成藏[J]. 石油学报, 2006, 27(4): 23-28. [Tao Guoliang, Hu Wenxuan, Zhang Yijie, et al. NW-trending transverse faults and hydrocarbon accumulation in the northwestern margin of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 23-28.]
- [20] 曲国胜, 马宗晋, 张宁, 等. 准噶尔盆地及周缘断裂构造特征[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(3): 290-295. [Qu Guosheng, Ma Zongjin, Zhang Ning, et al. Fault structures in and around Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(3): 290-295.]
- [21] 雷振宇, 鲁兵, 蔚远江, 等. 准噶尔盆地西北缘构造演化与扇体形成和分布[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(1): 86-91. [Lei Zhenyu, Lu Bing, Wei Yuanjiang, et al. Tectonic evolution and development and distribution of fans on northwestern edge of Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(1): 86-91.]
- [22] 郭沫贞, 寿建峰, 徐洋, 等. 准噶尔盆地中拐—西北缘地区二叠系沸石胶结物分布与控制因素[J]. 石油学报, 2016, 37(6): 695-705. [Guo Mozhen, Shou Jianfeng, Xu Yang, et al. Distribution and controlling factors of Permian zeolite cements in Zhongguai-Northwest margin of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(6): 695-705.]
- [23] 孟祥超, 徐洋, 韩守华, 等. 准噶尔盆地西北缘夏子街组次生孔隙成因及储层预测[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(6): 11-15. [Meng Xiangchao, Xu Yang, Han Shouhua, et al. Origin of the secondary pores and reservoir prediction in Xiazijie Formation of northwest Junggar Basin margin[J]. Petroleum Geology and Oil-field Development in Daqing, 2013, 32(6): 11-15.]
- [24] 张立平, 王社教, 瞿辉. 准噶尔盆地原油地球化学特征与油源讨论[J]. 勘探家, 2000, 5(3): 30-35. [Zhang Liping, Wang Shejiao, Qu Hui. Geochemistry of crude oil and oil-source analysis of Junggar Basin[J]. Petroleum Explorationist, 2000, 5(3): 30-35.]
- [25] 王绪龙, 康素芳. 准噶尔盆地腹部及西北缘斜坡区原油成因分析[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(2): 108-112. [Wang Xulong, Kang Sufang. Analysis of crude origin in hinterland and slope of northwestern margin, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(2): 108-112.]
- [26] 张义杰, 向书政, 王绪龙, 等. 准噶尔盆地含油气系统特点与油气成藏组合模式[J]. 中国石油勘探, 2002, 7(4): 25-35. [Zhang Yijie, Xiang Shuzheng, Wang Xulong, et al. Characteristics of petroleum system and pattern of oil and gas formation reservoir assemblage in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2002, 7(4): 25-35.]
- [27] George S C, Ruble T E, Dutkiewicz A, et al. Assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually-determined fluorescence colours[J]. Applied Geochemistry, 2001, 16(4): 451-473.
- [28] 曹剑, 胡文瑄, 姚素平, 等. 准噶尔盆地西北缘油气成藏演化的包裹体地球化学研究[J]. 地质论评, 2006, 52(5): 700-707. [Cao Jian, Hu Wenxuan, Yao Suping, et al. Evolution of petroleum migration and accumulation in the northwestern margin of the Junggar Basin: fluid inclusion geochemistry[J]. Geological Review, 2006, 52(5): 700-707.]

- [29] Crossey L J, Frost B R, Surdam R C. Secondary porosity in laumontite-bearing sandstones: Part 2. Aspects of porosity modification[M]//McDonald D A, Ronald R C. *Clastic Diagenesis*. Austin, TX, USA: AAPG, 1984: 225-237.
- [30] Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S, et al. Organic-inorganic interaction and sandstone diagenesis[J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(1):1-23.
- [31] 黄思静,张萌,朱世全,等. 砂岩孔隙成因对孔隙度/渗透率关系的控制作用——以鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组为例[J]. *成都理工大学学报:自然科学版*, 2004, 31(6):648-653. [Huang Sijing, Zhang Meng, Zhu Shiquan, et al. Control of origin of pores over relationship of porosity to permeability in sandstone reservoir: A case study from Yanchang sandstone of Triassic of eastern Gansu, Ordos Basin[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2004, 31(6): 648-653.]
- [32] Heydari E, Wade W J. Massive recrystallization of low-Mg calcite at high temperatures in hydrocarbon source rocks: implications for organic acids as factors in diagenesis[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(7): 1285-1303.
- [33] 吴孔友,查明,柳广弟. 准噶尔盆地二叠系不整合面及其油气运聚特征[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(2): 53-57. [Wu Kongyou, Zha Ming, Liu Guangdi. The unconformity surface in the Permian of Junggar basin and the characters of oil-gas migration and accumulation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(2): 53-57.]

Controlling Factors of Secondary Pore Development and Petroleum Exploration Significance of Permian Clastic Rocks in Northwest Margin of Junggar Basin

GUO MoZhen, XU Yang, SHOU JianFeng, LIU ZhanGuo, HAN ShouHua

PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou 310023, China

Abstract: Permian clastic reservoir is an important exploration horizon in the northwest margin of Junggar Basin, with the burial depth more than 3 600 meters. And it is very important to study Permian clastic reservoir secondary pore development and its controlling factors. Based on the thin section analysis of 1 400 pieces in more than 120 wells, core observation, fluorescent thin-section, scanning electron microscopy, clay mineral, and in combination with sedimentary facies, tectonic evolution and organic evolution characteristics, Permian clastic reservoir secondary porosity developed law and controlling factors are studied. Casting thin section show that Permian clastic reservoir has development not only primary intergranular pore, but also grain dissolved pore, cement dissolution pore and fracture of secondary porosity. It is concluded that primary intergranular pore is mainly controlled by sedimentary facies belt, compaction and cementation. The primary intergranular pore developed in coarse, well-sorted, high maturity of structure and composition. The corresponding microfacies are braided channel of fan delta plain and underwater channel of fan delta front. The primary intergranular pore are developed in basin edge, and decreased to basin center. The dissolved pore of grains, carbonate cements and zeolite cements are controlled by the scale and scope of inorganic acid and organic acids. The inorganic acid dissolution pore is developed regionally in basin edge where the unconformity surface and faults are developed. The organic acid dissolution pore is developed in near hydrocarbon of source rock, mainly distributed in basin center. Fractures are generated under the action of tectonic compression, and it is controlled by tectonic stress strength, grade size and matrix content. Fractures are mainly distributed in low matrix content sandy conglomerate in fault zone of northwest margin. Horizontally in the basin edge, the mainly Permian reservoir pore type is primary intergranular pore, followed by the inorganic acid dissolution pore and fracture. In basin center, the major pore type is organic acid dissolution pore, secondly is primary intergranular pore. Integrating with distribution characteristics of sedimentary facies and zeolite cements, structural feature and the evolution history of organic matter, it is considered that middle-belt of basin is the favorable zone to form laumontite dissolution pore because it is the fan delta front sub-facies and laumontite cement development area, meanwhile it is near hydrocarbon source rocks and located in the updip direction of three periods organic acid migration. It points out that central basin is laumontite dissolution pore development area, and it's the favorable Permian clastic reservoir for Permian petroleum exploration.

Key words: secondary pores; controlling factors; clastic rock; Permian; Junggar Basin