

中拐地区二叠系致密砂岩 成岩作用及其控制因素

王孝明¹, 操应长^{1*}, 远光辉¹, 易春燕²

(1 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580; 2 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249)

摘 要:准噶尔盆地中拐地区二叠系佳木河组为扇三角洲环境下形成的富火山岩岩屑的致密砂岩储层。综合运用岩心观察、薄片鉴定、物性测试等对佳木河组储层成岩作用特征及其控制因素进行了研究, 结果表明: 佳木河组储层机械压实作用和胶结作用强, 导致储层致密化; 浊沸石、片沸石和方沸石是主要胶结作用产物; 受佳木河组顶部不整合及烃源岩演化影响, 发育弱酸性大气水溶蚀和晚期有机酸溶蚀 2 期溶蚀作用, 浊沸石和方沸石溶孔是其主要表现形式, 溶蚀面孔率平均为 0.74%。而储层岩性、沸石胶结和逆掩断层活动控制佳木河组储层压实作用; 火山岩岩屑是沸石胶结的物质基础, 沉积相带和岩性控制不同区域沸石胶结物类型的差异性; 弱酸性大气水淋滤是导致佳木河组储层溶蚀的主要原因。

关键词:准噶尔盆地; 中拐地区; 佳木河组; 致密砂岩; 成岩作用; 沸石

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2015.09006

中拐地区二叠系佳木河组储层是新疆油田致密砂岩油气勘探的重点区域和层位, 油气资源较丰富, 储层孔隙度为 0.8% ~ 18.6%, 平均为 7.8%, 渗透率为 $(0 \sim 16.7) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 是典型的致密砂岩储层^[1,2]。对于致密砂岩储层, 前人研究普遍认为, 成岩作用对致密砂岩储层中有利储层的发育和分布具有重要影响^[2-4], 而针对佳木河组储层, 前人研究则多侧重于从储层岩性、物性及储层不整合结构等方面展开论述^[5-7], 对成岩作用尚缺乏系统和深入的研究, 制约了工区油气勘探。因此, 笔者在前人研究

的基础上, 综合测录井资料、物性资料、铸体薄片分析等对中拐地区佳木河组储层主要成岩作用特征及其控制因素进行了分析, 明确了佳木河组储层主要成岩作用特征及其控制因素, 对查明中拐地区佳木河组有利储层形成机理及分布模式具有一定的指导意义。

1 区域地质概况

中拐地区位于准噶尔盆地西北缘中拐凸起东南翼斜坡, 西侧和北侧分别毗邻红车断裂带和红 3 井东侧断裂(图 1)。研究层位二叠系佳木河组为向东南倾斜的单斜构造, 储层埋藏深度为 3 ~ 5.4 km(图 1)。佳木河组地层形成于准噶尔盆地西北缘前陆盆地形成的早期阶段, 受红车断裂和红 3 井东侧断裂断层活动影响, 佳木河组储层主要发育断崖扇三角洲和扇三角洲沉积^[7], 岩性较粗, 多为砾岩、含砾砂岩、粗砂岩等; 由于盆地内火山岛弧发育, 为研究区提供物源, 故储层岩石组分主要为火山岩岩屑和火山碎屑岩岩屑, 石英和长

收稿日期: 2015-03-10

基金项目: 国家自然科学基金“石油化工联合基金”(U1262203); 国家自然科学基金(40972080); 国家科技重大专项(2011ZX05009-003)

作者简介: 王孝明(1988—), 男, 硕士, 主要从事储层地质学方面的研究工作。E-mail: wxm2012upcm@sina.com

* 通讯作者: 操应长(1969—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事层序地层学及储层地质学方面的研究工作。E-mail: cye8391680@163.com

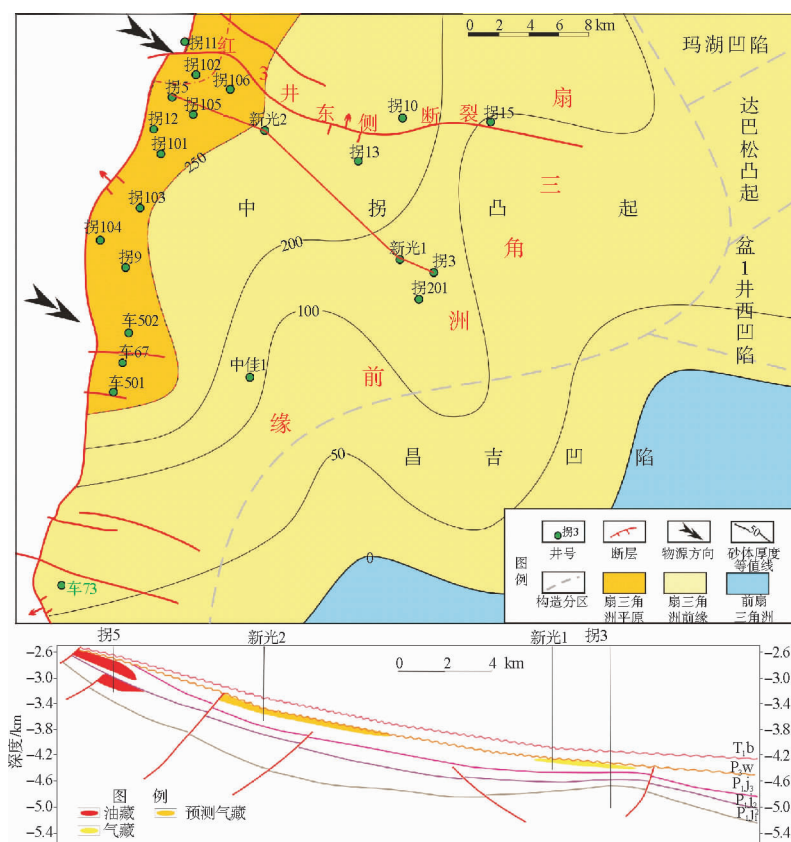


图 1 中拐地区佳木河组二段储层沉积相及地层剖面

Fig. 1 Sedimentary facies map with a stratigraphic section of Jiamuhe Formation in Zhongguai area

石含量较少。安山岩、玄武岩、凝灰岩等火山岩地层在佳木河组地层中亦有发育。受海西运动的影响,佳木河组顶部佳三段地层缺失,顶部发育区域性不整合,对佳木河组储层优质储层发育具有重要影响。

2 储层岩石学特征

佳木河组储层形成于扇三角洲环境,包括平原亚相和前缘亚相沉积砂体(图 1),沉积微相以水上分流河道和下水分流河道为主,决口扇、河口坝等砂体较少,储层岩性以大套砂砾岩为特征,主要为砾岩、砂砾岩、砾状砂岩、含砾粗砂岩、粗砂岩等粗碎屑岩,细砂岩、粉砂岩等细碎屑岩含量较少。

储层岩石颗粒分选差,颗粒磨圆程度不高,多为次棱角状一次圆;储层岩石组分以火山岩岩屑为主(图 2),主要为安山岩岩屑和凝灰岩岩屑,石英、长石含量很低,火山岩岩屑含量为 28.57%~99.21%,平均为 79.23%;石英含量为 0~

9.09%,平均 2.02%;长石含量为 0~61.9%,平均为 6.54%,岩性以岩屑砂砾岩和长石质岩屑砂砾岩岩为主。储层岩石填隙物组分包括杂基和胶结物 2 类:杂基类型多样,包括泥质杂基、凝灰质杂基以及铁泥质等;胶结物主要为沸石类胶结物,其次为碳酸盐胶结物,高岭石、石膏及硬石膏等胶结物含量较少。

扇三角洲平原亚相和前缘亚相佳木河组储层岩石组分组成特征明显不同(图 2):扇三角洲平原亚相颗粒组分主要为凝灰岩岩屑和安山岩岩屑,填隙物类型多样,杂基含量较高,浊沸石含量低;前缘亚相碎屑颗粒组分则主要由安山岩岩屑组成,含量可达 70%,凝灰岩岩屑含量较少,填隙物类型较单一,主要由浊沸石组成,其平均含量可达 8.05%。

3 储层成岩作用特征

3.1 储层成岩作用类型及特征

佳木河组储层埋藏深度大,深埋时间长,储层

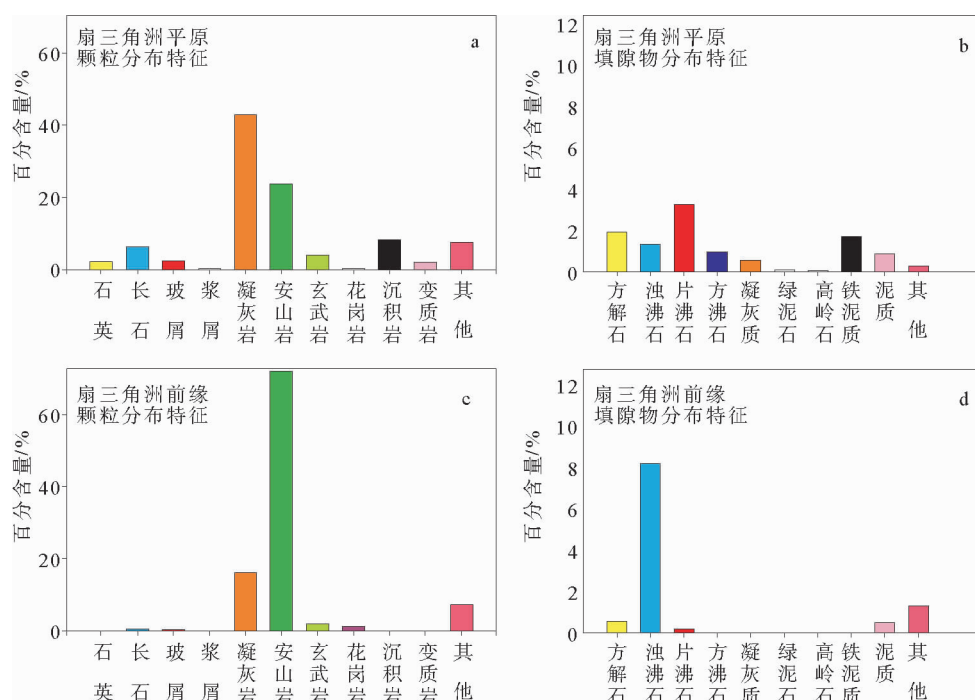


图 2 中拐地区佳木河组储层扇三角洲平原亚相和前缘亚相岩石组分组成特征对比

Fig. 2 Diagram showing the difference of rock components between subfacies of fan delta plain face and fan delta front of Jiamuhe Formation in Zhongguai area

受成岩作用改造强烈,在漫长和复杂的成岩作用改造过程中,佳木河组储层经历的主要成岩作用有机械压实作用、沸石胶结和碳酸盐胶结等胶结作用、溶解作用及交代作用等成岩作用类型。

3.1.1 压实作用

佳木河组储层中石英和长石含量少,压溶作用不发育,压实作用以机械压实作用为主。由于储层埋藏深度大,且经历了多期构造运动挤压,储层机械压实作用强烈。薄片观察发现,佳木河组储层岩石颗粒之间多为线接触、点一线接触,并常见凹凸接触、云母等长条形颗粒弯曲变形及塑性颗粒假杂基化(图 3a)等压实现象,反映储层机械压实作用较强。计算结果表明,佳木河组储层压实作用减孔约占原始总孔隙度的 23%~92%,平均达 65%,压实作用是导致佳木河组储层致密的主要因素之一。

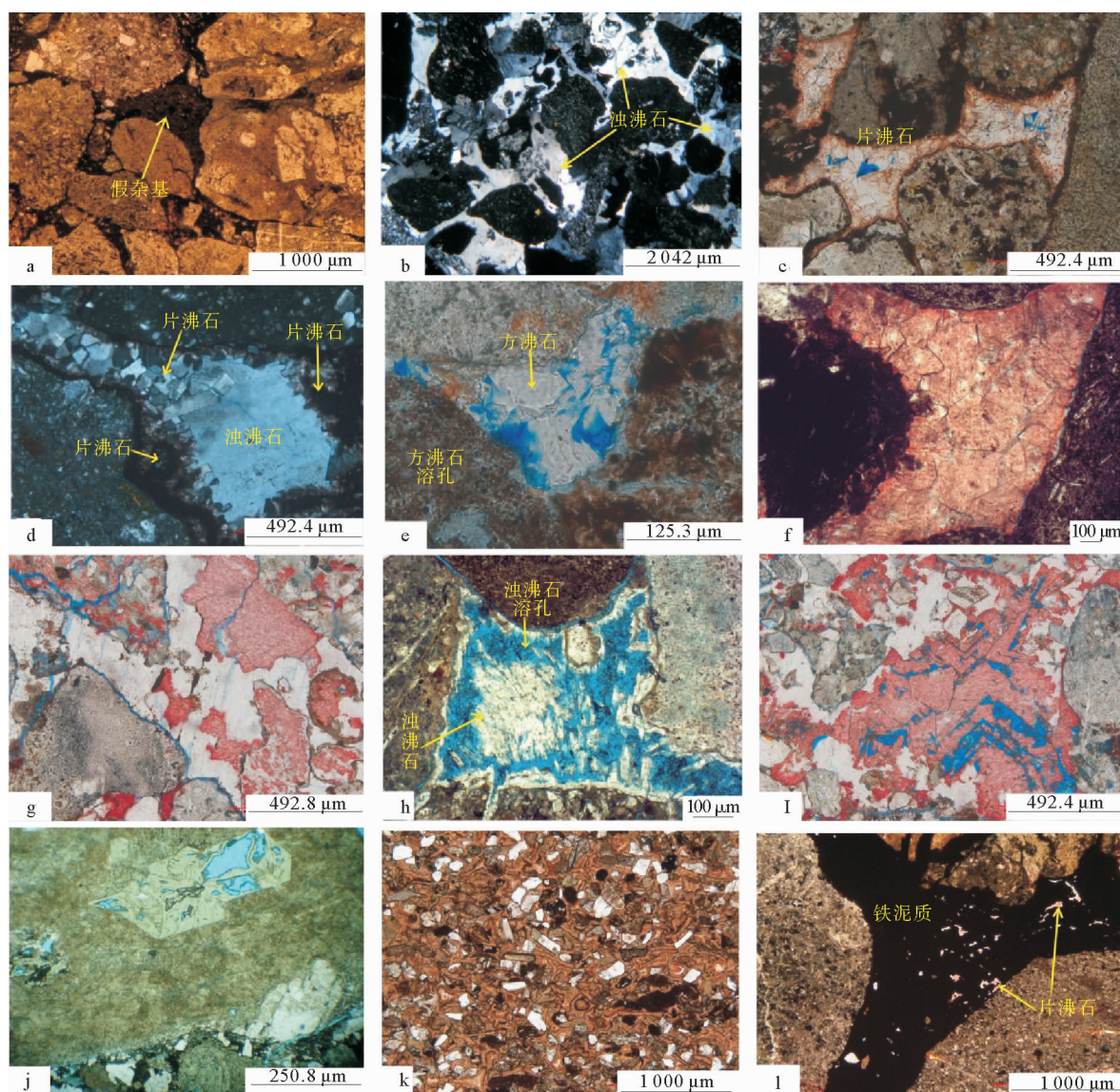
3.1.2 胶结作用

佳木河组储层胶结作用强,粒间孔隙主要被胶结物充填,少见残余孔隙。胶结物主要为沸石类胶结物,包括浊沸石、片沸石和方沸石等,碳酸盐胶结物以及少量的高岭石、石膏及硬石膏等。

浊沸石 $[\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12} \cdot 4\text{H}_2\text{O}]$ 是佳木河组储层主要胶结物类型之一,对有利储层发育有重要影响,其常以连晶胶结和致密充填的方式出现于佳木河组储层中(图 3b、d),主要分布于中佳 1 井、拐 3 井等扇三角洲前缘亚相区域,是该区域储层最主要的胶结物类型,含量可达 15.6%,平原亚相浊沸石含量较少(图 4)。浊沸石早期胶结抑制压实作用,并为后期溶蚀和储层物性改善提供物质基础。

片沸石 $[(\text{Ca}, \text{Na}_2)\text{Al}_2\text{Si}_7\text{O}_{18} \cdot 6\text{H}_2\text{O}]$ 亦是佳木河组储层主要胶结物类型之一,常以孔隙充填和致密胶结的方式使储层致密化,产状多为橙色或无色的粒状或板条状集合体(图 3c、d),主要分布于靠近红车断裂带的扇三角洲平原亚相储层中,平均含量约 3.1%,而前缘亚相片沸石发育较少,主要在车 73 井附近发育(图 4)。片沸石性质稳定,难以溶蚀,对储层物性主要起破坏作用。

方沸石 $[\text{NaAlSi}_2\text{O}_6 \cdot \text{H}_2\text{O}]$ (图 3e)为等轴晶系矿物,单偏光下无色透明,正交光下全消光,发育分布范围局限,主要在车 501 井和拐 101 井附近发育,其他区域少见方沸石(图 4)。



(a)塑性颗粒假杂基化,拐102井,3 669.4 m, P_{1j2} ,普通薄片($\times 10$, -);(b)浊沸石致密胶结,中佳1井,4 864.33 m, P_{1j2} ,普通薄片($\times 5$, +);(c)片沸石胶结,拐102井,3 417.31 m, P_{1j2} ,铸体薄片($\times 40$, -);(d)浊沸石充填片沸石胶结残余孔,拐102井,3 454.3 m, P_{1j2} ,普通薄片($\times 40$, +);(e)方沸石溶孔,车67井,3 701.01 m, P_{1j2} ,铸体薄片($\times 160$, -);(f)早期方解石镶嵌状胶结,车73井,4 425 m, P_{1j2} ,普通薄片($\times 100$, -);(g)晚期方解石充填浊沸石溶孔,车67井,3 750.39 m, P_{1j2} ,铸体薄片($\times 40$, -);(h)浊沸石溶蚀孔,拐103井,3 452.6 m, P_{1j2} ,铸体薄片($\times 100$, -);(i)方解石溶蚀孔,车67,3 750.39 m, P_{1j2} ,铸体薄片($\times 40$, -);(j)安山岩屑内长石斑晶溶孔,新光1井,4 558.06 m, P_{1j2} ,铸体薄片($\times 80$, -);(k)片沸石交代玻屑和长石,拐103井,3 466.2 m, P_{1j2} ,普通薄片($\times 10$, -);(l)铁泥质交代片沸石,拐102井,3 469.13 m, P_{1j2} ,普通薄片($\times 10$, -)。

图3 中拐地区佳木河组储层成岩作用特征

Fig. 3 Diagenetic characteristics of Jiamuhe Formation in Zhongguai area

碳酸盐胶结物以方解石为主,主要于沉积砂体的底部发育,分布较普遍,主要包括2期胶结:早期方解石以充填沸石胶结残余孔为主,主要呈粒状或镶嵌状胶结(图3f),晚期方解石则以充填沸石溶孔为主(图3g)。高岭石、石膏和硬石膏等胶结物发育较少,分布非常局限,对储层物性影响

不大。

3.1.3 溶解作用

佳木河组储层为致密砂岩储层,溶解作用对储层物性改善和有利储层发育具有重要影响。自生矿物溶解充填关系表明佳木河组储层中发育有2期溶蚀作用,早期表现为沸石溶蚀,晚期表现为

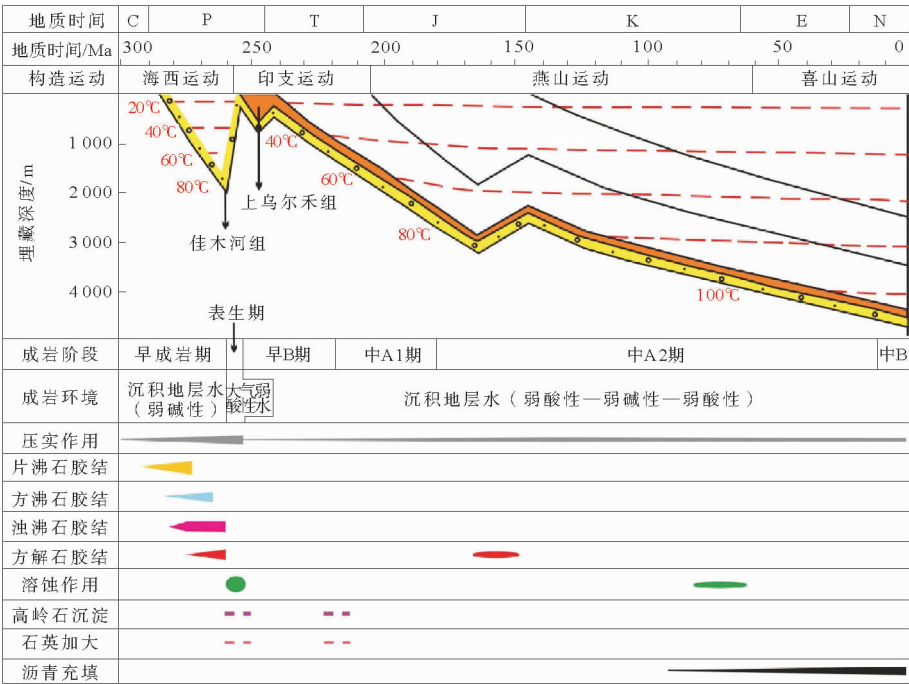


图 5 佳木河组储层埋藏演化史—成岩演化序列综合图

Fig. 5 Burial history and reservoir diagenetic sequence of Jiamuhe Formation in Zhongguai area

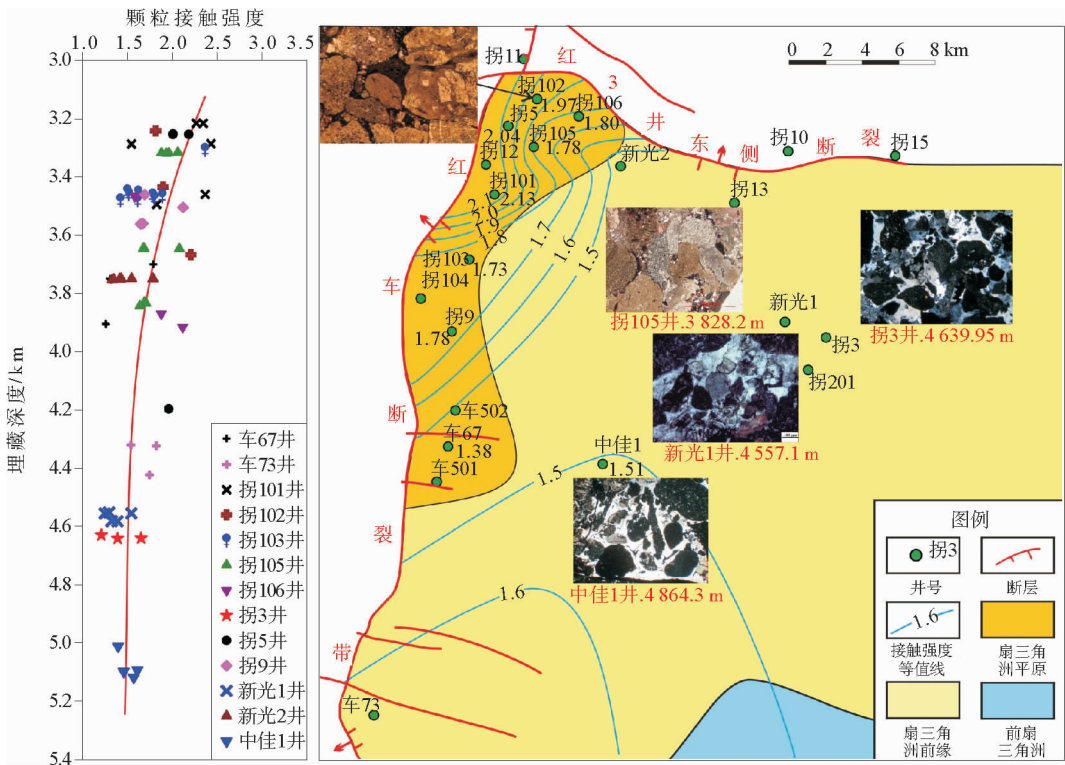


图 6 佳木河组储层岩石颗粒接触强度纵向分布剖面(左)及平面等值线图(右)

Fig. 6 Profile (left) and plane isopach map (right) of particle contact strength of Jiamuhe Formation in Zhongguai area

平原亚相储层埋藏深度小,但压实作用强,颗粒接触强度大;扇三角洲前缘亚相佳木河组储层埋藏深度深,但压实作用较弱,颗粒接触强度小。

综合佳木河组储层岩性特征、成岩作用特征和研究区构造活动特征分析认为,佳木河组储层压实作用主要受储层岩性、胶结作用和逆掩断层活动等因素控制。扇三角洲平原亚相储层塑性岩屑凝灰岩岩屑、泥质和铁泥质等杂基含量较多,胶结物含量较低,平均含量 5.2%(图 2a、b),储层抗压能力较弱,加之在红车断裂带的海西运动时向研究区强烈逆冲推覆^[7],对扇三角洲平原亚相储层造成强烈的侧向挤压,致使平原亚相储层现今埋藏虽浅,但压实作用较强;而扇三角洲前缘亚相储层以刚性岩屑—安山岩岩屑为主,杂基含量少,胶结物含量高,平均含量达 9.2%(图 2c、d),浊沸石常以基底式致密胶结的方式产出(图 3b),大大增强储层抵抗后期压实的能力,且扇三角洲前缘亚相储层远离红车断裂带,断层逆冲影响较小,导致前缘亚相储层埋藏深度虽大,但压实作用较弱(图 6)。

4.2 胶结作用控制因素

沸石是研究区佳木河组储层主要胶结物类型,沸石的发育和分布对有利储层发育具有重要影响。如前文所述,佳木河组储层沸石胶结物主要包括浊沸石、片沸石和方沸石,3 种沸石各具有自己的分布区域:扇三角洲平原亚相储层主要为片沸石胶结,局部以方沸石为主;而前缘亚相储层则主要为浊沸石(图 4)。

针对研究区佳木河组储层沸石分布特征,对自生沸石成因机制及其影响因素进行了文献调研。前人研究表明,沸石类胶结物的沉淀析出与火山碎屑关系密切^[4,10-14],火山碎屑富含低温不稳定矿物和火山玻璃,遇水易发生水解反应,释放出大量 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等离子和 SiO_2 等,形成碱性富 SiO_2 地层水环境,有利于沸石类胶结物沉淀。基性、中基性火山碎屑 CaO 含量高, NaO 和 SiO_2 含量低,水解易形成低硅沸石,如浊沸石(硅铝比 1.75~2.28)和方沸石(硅铝比 1.8~2.8)^[12-15];酸性和中酸性火山碎屑 CaO 含量较低, NaO 和 SiO_2 含量高,水解易于形成高硅沸石(硅铝比 2.43~3.73),如片沸石^[11-15]。

佳木河组储层富含凝灰岩岩屑和安山岩岩

屑,且发育多套凝灰岩夹层,易于水解形成碱性并富含 SiO_2 的地层水环境,是自生沸石大量沉淀的物质基础。扇三角洲前缘亚相储层则主要为安山岩岩屑,安山岩岩屑偏中基性,富含斜长石微晶和中基性火山玻璃,水解释放出大量的 Ca^{2+} ,形成富钙低硅的地层水环境,有利于浊沸石的形成;而平原亚相储层则以中酸性凝灰岩岩屑为主,安山岩岩屑含量也较高,水解释放出的 Na^+ 、 Ca^{2+} 和 SiO_2 含量均较高,有利于高硅复成分沸石—片沸石的形成,在扇三角洲平原局部区域由于中基性凝灰岩岩屑的发育,则易于形成低硅沸石—方沸石。

4.3 溶解作用控制因素

在中二叠世末期,受海西运动影响,佳木河组被抬升至地表遭受风化剥蚀,佳木河组储层在不整合下发育风化淋滤带^[5,16],溶蚀作用较强。储层物性垂向分布特征表明,不整合面附近佳木河组储层浊沸石溶蚀最强,物性最好,而随着距不整合距离的增大,浊沸石溶蚀强度逐渐减弱,储层孔隙度和渗透率逐渐降低(图 7),反映了大气水淋滤对储层溶蚀作用的影响。除顶部储层溶蚀外,佳木河组储层中亦发育深层浊沸石溶蚀(如图 7,中佳 1 井距不整合 364.8 m 处浊沸石溶蚀)和晚期方解石的溶蚀作用(图 3i),由于深层浊沸石远离不整合,且研究区佳木河组储层内缺乏断层沟通顶部不整合,并受到多层佳木河组内部泥岩的遮挡,弱酸性大气水难以对佳木河组深层沸石溶蚀,而晚期方解石则形成于晚期再埋藏阶段,不受大气水的影响,在佳木河组储层晚期再埋藏阶段,盆 1 井西凹陷和昌吉凹陷主力烃源岩—二叠系风城组和下乌尔禾组烃源岩逐渐成熟并释放出含有机酸酸性水进入研究区^[17,18],导致佳木河组深层浊沸石和晚期方解石发生溶蚀。

弱酸性大气水淋滤溶蚀形成了佳木河组顶层淋滤溶蚀带,其沸石溶蚀较彻底(图 7),储层孔隙度渗透率最高,是佳木河组储层溶蚀的主要原因;晚期再埋藏阶段,含有机酸酸性流体对佳木河组较深层储层溶蚀较弱,沸石和晚期方解石溶蚀少,残余多,且浊沸石溶孔多被沥青充填(如图 7,中佳 1 井距不整合 364.8 m 处浊沸石溶蚀),储层物性较差,有机酸对佳木河组储层溶蚀和物性改善贡献相对较弱。

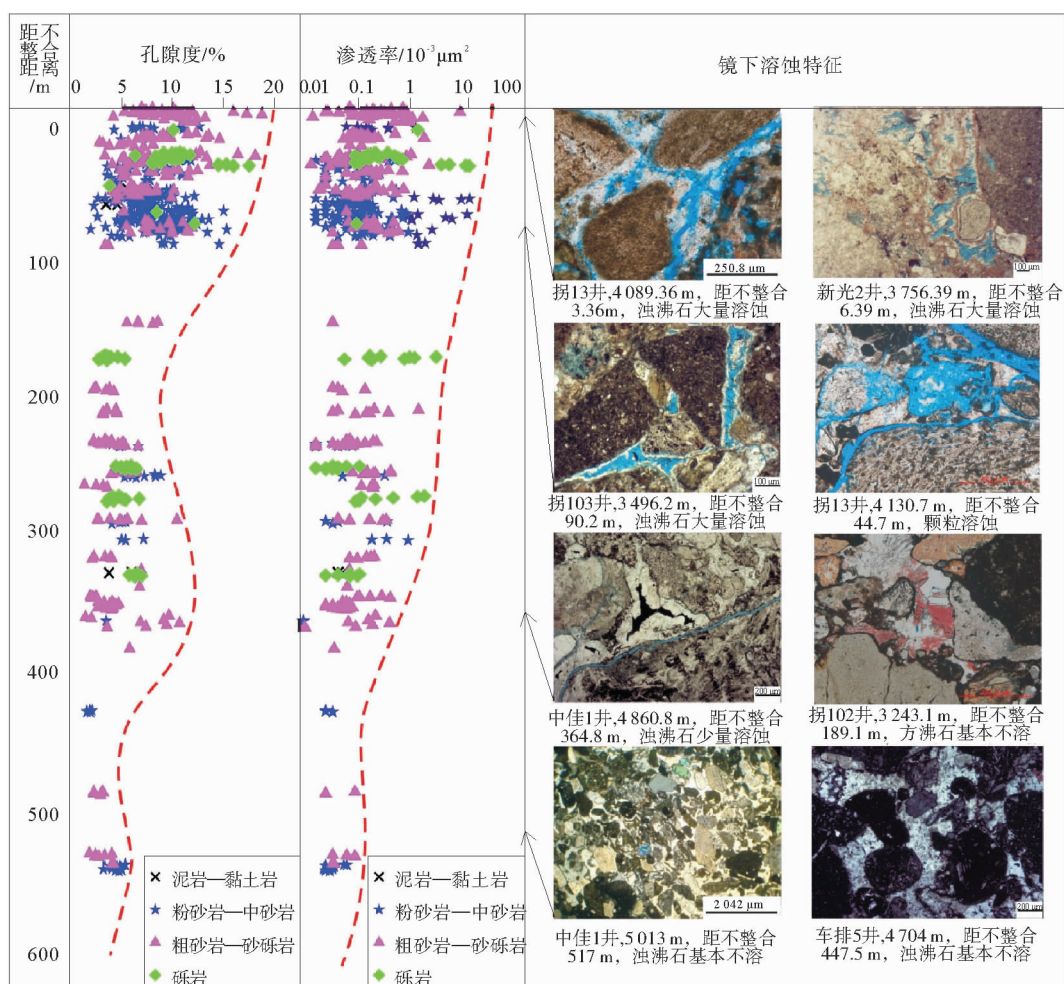


图 7 佳木河组不整合下储层物性分布特征及溶蚀特征

Fig. 7 Vertical distribution of physical property and dissolution characteristic of Jiamuhe Formation under the unconformity

5 结论

(1) 佳木河组储层机械压实作用和胶结作用强, 导致储层致密化; 浊沸石、片沸石和方沸石是主要胶结作用产物; 受佳木河组顶部不整合及烃源岩演化影响, 发育弱酸性大气水溶蚀和晚期有机酸溶蚀 2 期溶蚀作用, 浊沸石和方沸石溶孔是其主要表现形式, 溶蚀面孔率平均为 0.74%; 储层成岩作用演化序列为: 片沸石胶结—浊沸石/方沸石胶结—早期方解石胶结—大气淡水淋滤作用—晚期方解石胶结—晚期溶蚀作用, 机械压实作用伴随整个埋藏过程。

(2) 储层岩性、沸石胶结和逆掩断层活动控制

了佳木河组储层压实作用特征; 储层中大量的火山碎屑是沸石类胶结物大量析出的物质基础, 不同区域由于火山岩岩屑类型的不同, 导致了沸石胶结类型不同; 佳木河组储层发育 2 期溶蚀作用, 以早期弱酸性大气水淋滤溶蚀作用为主, 晚期有机酸溶蚀作用较弱。

参考文献:

- [1] 国家能源局. SY/T6832-2011. 致密砂岩气地质评价方法 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- [2] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-266.
- [3] 张晓峰, 侯明才, 陈安青. 鄂尔多斯盆地东北部下石盒子组致密砂岩储层特征及主控因素 [J]. 天然气工业, 2010, 30(11): 34-38.
- [4] 杨晓萍, 张保民, 陶士振. 四川盆地侏罗系沙溪庙组浊沸石

- 特征及油气勘探意义 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(3): 37-40.
- [5] 吴晓智, 蒋宜勤, 李佰华, 等. 准噶尔盆地西北缘中拐-五八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.
- [6] 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.
- [7] 赵玉光. 准噶尔盆地西北缘二叠纪沉积相模式 [J]. 新疆石油地质, 1999, 20(5): 397-401.
- [8] 鲁新川, 刘振宇, 鲁阳, 等. 克一百地区二叠系成岩作用 [J]. 断块油气田, 2010, 17(4): 397-401.
- [9] 姜在兴. 沉积学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 142-143.
- [10] 朱世发, 朱筱敏, 王旭龙, 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: 地球科学, 2011, 41(11): 1 602-1 612.
- [11] 付国民, 董满仓, 张志升, 等. 浊沸石形成与分布及其对优质储层的控制作用——以陕北富县探区延长组长 3 油层为例 [J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2010, 35(1): 107-114.
- [12] 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.
- [13] Koichi A, Toshie K. Transformational changes of clay minerals, zeolites and silica minerals during diagenesis [J]. Sedimentology, 1980, 27(2): 179-188.
- [14] Mariner R H, Surdam R C. Alkalinity and formation of zeolites in saline alkaline lakes [J]. Science, 1970, 170(3961): 977-980.
- [15] 陈世悦. 矿物岩石学 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2002: 171-176.
- [16] 邵浩. 准噶尔盆地西北缘二叠系不整合空间结构特征及控藏作用 [J]. 山东科技大学学报: 自然科学版, 2010, 29(5): 24-28.
- [17] 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.
- [18] 邹华耀, 郝芳, 张柏桥, 等. 准噶尔盆地流体疏导格架及其对油气成藏与分布的控制 [J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2005, 30(5): 609-616.

DIAGENETIC CHARACTERISTICS AND CONTROLLING FACTORS OF THE PERMIAN TIGHT SANDSTONE RESERVOIRS IN ZHONGGUAI AREA

WANG Xiaoming¹, CAO Yingchang^{1*}, YUAN Guanghui¹, YI Chunyan²

(1 School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2 School of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: The Jiamuhe Formation of the Permian in the Zhongguai area of the Junggar basin is a sort of tight sandstone reservoirs with a large amount of volcanic detritus, which were believed to be formed in a fan delta environment. Comprehensive studies of core observation, thin section identification and core geophysical property test, the deep research of diagenetic characteristics and controlling factors of tight sandstone reservoirs has been conducted. It shows that the intense compaction and cementation of the reservoirs in Jiamuhe Formation may lead to the densification of reservoirs, and that laumontite, heulandite and analcite occur as the main cements of the sandstones. Because of the unconformity above the Jiamuhe Formation and the thermal maturation of the source rock, there occur weak acidic meteoric water dissolution and organic acid dissolution in the reservoirs of the Jiamuhe Formation, which lead to the dissolution of zeolite cement. As the result, the plane porosity averages 0.74%. Petrology, zeolites cementation and thrust fault activity controlled the mechanical compaction of Jiamuhe reservoirs. Volcanic detritus were the material basis of zeolite cement precipitation, and sedimentary facies and lithology resulted in the differentiation of zeolite cement in different regions. Weak acidic meteoric water was the main factor that leads to the dissolution of Jiamuhe reservoirs.

Key words: Junggar basin; Zhongguai area; Jiamuhe Formation; tight sandstones; diagenesis; zeolites