

玛湖凹陷西斜坡夏子街组砂砾岩储层差异性特征及控制因素

朱政文¹, 陈佳萌², 马钰卓³, 余兴¹, 师政⁴, 王俊熙⁴, 秦余端⁴

(1. 中国石油新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 中国石油新疆油田分公司 工程技术研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 3. 中国石油新疆油田分公司 第一采油厂, 新疆 克拉玛依 834000; 4. 贵州理工学院 资源与环境工程学院, 贵州 贵阳 550025)

摘要:砂砾岩储层形成机制对盆地油气聚集具有重要影响。采用岩心观察与描述、铸体薄片鉴定、物性测试分析和成岩过程重建等方法,结合构造背景和地层埋藏史,分析玛湖凹陷西斜坡(南区和北区)二叠系夏子街组储层差异性成岩—成储过程及控制因素。结果表明:玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组储层为扇三角洲前缘亚相砂砾岩,分选性差—中等,颗粒多为次棱角—次圆状,成分成熟度和结构成熟度较低,非均质性强。南区和北区储层的差异性明显。南区储层发育在西斜坡二级坡折带上,颗粒较粗,有机酸溶蚀沸石类胶结物产生的次生孔隙是最主要储集空间,平均孔隙度为8.65%,平均渗透率为 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;北区储层发育在坡折带以下低位凹槽区,颗粒较细,碳酸盐岩胶结物及长石、岩屑等产生的次生孔隙为最主要的储集空间,平均孔隙度为11.27%,平均渗透率为 $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层经历压实、胶结和溶蚀等成岩作用,处于中成岩期B阶段。多种控制因素共同作用造成储层的差异性。沉积相带决定储层的物质基础,埋藏条件和成岩环境控制储层的流体性质和演化过程。该结果为研究区储量规模的有效动用提供支持。

关键词:玛湖凹陷;夏子街组;砂砾岩储层;储层特征;成岩演化;控制因素

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)05-0081-10

0 引言

准噶尔盆地玛湖凹陷是中国西部重要的油气聚集区,也是研究油气藏特征和形成机制的理想场所^[1-4]。近期勘探结果表明,玛湖凹陷西斜坡区的砂砾岩储层,在低孔隙度和低渗透率的情况下蕴藏大量的油气资源^[5-8]。其中,二叠系夏子街组(P_2x)是受前陆末期火山活动、干旱气候、碱性成岩环境影响的扇三角洲沉积,具有物源充足、规模较大和砂地比高等特点。夏子街组沉积发育在风城组优质碱湖烃源岩与上覆乌尔禾组砂砾岩之间,具备良好的生储盖组合关系^[9-10]。多口探井(FN052井、BQ1井和MH28井等)的夏子街组储层中见工业油流,探明油气储量达 1.28×10^8 t,勘探潜力巨大。

人们对玛湖凹陷二叠系夏子街组开展研究^[8-12],认为玛湖凹陷夏子街组的沉积空间受古地貌限制,表现为“北断、西剥、东南超”的分布特点;岩性主要为粗—中砾岩,成分成熟度和结构成熟度较低;储层经历快速压实、早期胶结、有机酸溶蚀及晚期碳酸盐胶结等4个成岩阶段。对玛湖凹陷西斜坡的夏子街组砂砾岩储层的研究相对较少。该套储层具有原始物质组成差异大、埋深范围广、成岩演化时间长等特点,造成不同区域储层在主要储集空间、关键成岩事件和活跃流体类型等方面存在显著差异,且储层控制因素不明确等问题突出。

以玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组砂砾岩储层为例,进行岩心精细观察、薄片鉴定和物性测试等,开展不同区域砂砾岩储层的综合表征,在明确岩石学特征、物性特征和储集空间的差异性基础上,恢复储层的成岩—成储演化过程,分析沉积相带、埋藏条件和成岩环境等储层控制因素,为研究区储量规模的有效动用提供支持。

收稿日期:2024-08-22;编辑:关开澄

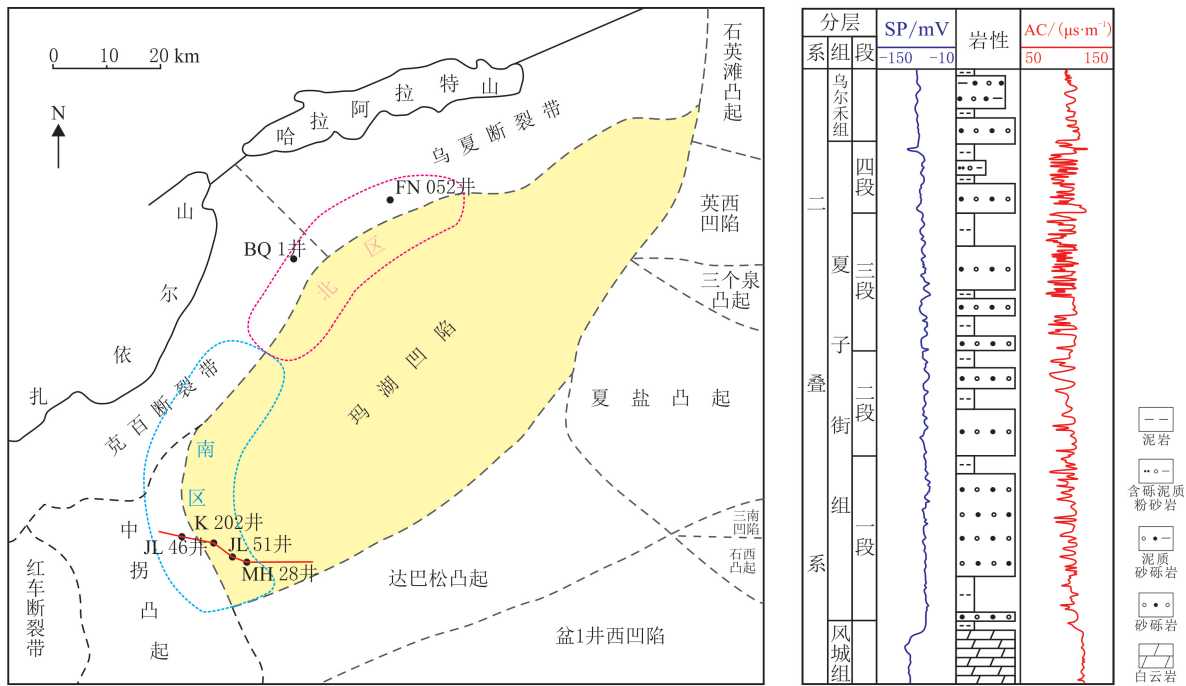
基金项目:国家自然科学基金项目(41972099);贵州省基础研究计划项目(黔科合基础—ZK[2024]一般513);贵州理工学院高层次人才引进项目(2023GCC081)

作者简介:朱政文(1994—),男,硕士,工程师,主要从事沉积储层方面的研究。

通信作者:师政,E-mail: shizheng1986@126.com

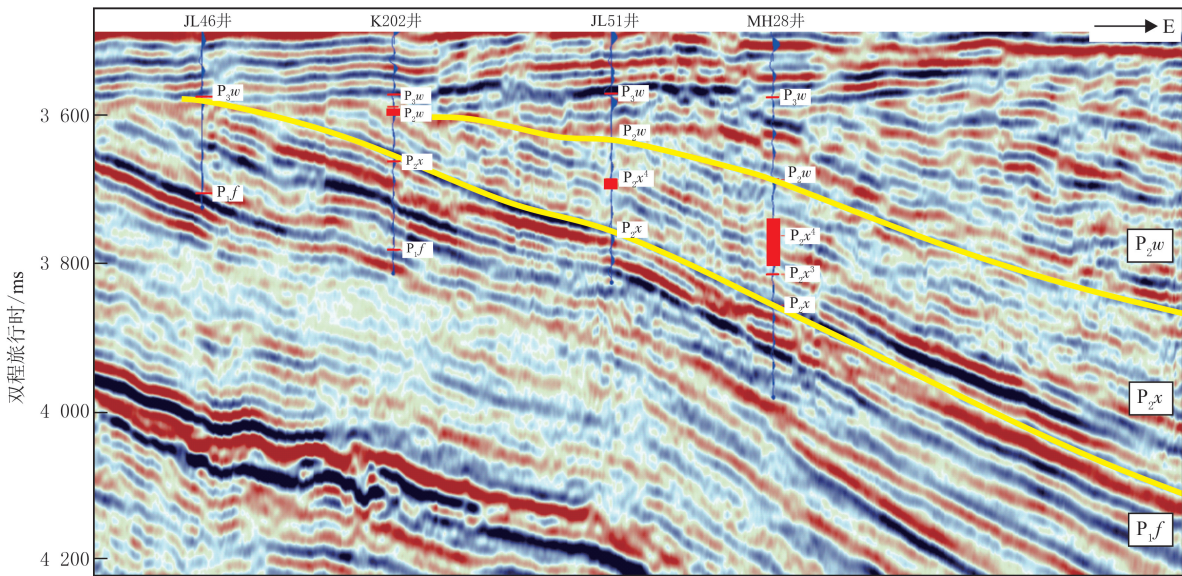
1 区域地质概况

玛湖凹陷位于准噶尔盆地的西部,西为克百断裂带和乌夏断裂带,东为夏盐凸起、三个泉凸起、英西凹陷和石英滩凸起,南为中拐凸起和达巴松凸起^[9],勘探面积约为 $1 \times 10^4 \text{ km}^2$ (见图 1(a))。玛湖凹陷的构造演化特征与周围隆起带的形成演化密切相关^[11-13],经历三期盆地阶段,分别为前陆盆地阶段(P_{1j} — P_{1f})、前陆—坳陷转化阶段(P_{2x} — P_{3w})和坳陷盆地阶段(T—J)。二叠系夏子街组是发育于前陆向坳陷转化阶段的最早期沉积,地震反射特征多见上超、顶超等现象(见图 1(c)),自下而上分为一段、二段、三段和四段(见图 1(b))。该套地层沉积时,整体为高盐度、强碱性的陆相陡坡沉积环境,主要发育长轴扇三角洲—湖泊、辫状河三角洲—湖泊等沉积体系。



(a) 玛湖凹陷构造位置

(b) 夏子街组地层柱状图



(c) 地震剖面

图 1 玛湖凹陷构造位置、夏子街组地层柱状图及地震剖面

Fig. 1 Tectonic units of Junggar Basin and stratigraphic column of Permian in Mahu Sag and Seismic section

2 储层基本特征

玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组发育扇三角洲前缘沉积,在凹陷边缘斜坡的不同区域,扇三角洲沉积的原始物质存在较大差异;在差异埋藏过程和不同流体活动的共同作用下,储层经历不同的埋藏演化和成岩成储过程^[14]。因此,将玛湖凹陷西斜坡划分为南区 and 北区,南区为中拐凸起东部和克百断裂带南部等区域,北区为克百断裂带北部和乌夏断裂带南部等区域(见图 1(a))。

2.1 岩石学特征

玛湖凹陷西斜坡夏子街组主要为扇三角洲砂砾岩,结构成熟度和成分成熟度较低。粒径为 2~100 mm,岩性主要为褐色和灰色砂砾岩、含砾砂岩与泥岩、粉砂岩不等厚互层(见图 2(a-b))。岩石结构组分中,岩屑质量分数较高(见图 2(e))。其中,砾级岩屑颗粒占比为 6%~88%,平均质量分数为 52.8%;砂级岩屑颗粒占比为 5%~100%,平均质量分数为 45.8%。岩石整体分选性差~中等,颗粒主要为次棱角一次圆状,颗粒之间多呈点接触和点一线接触。相比于南区,北区砂砾岩储层的粒度相对较细,颗粒成分以安山岩岩屑、长石和石英等矿物为主。南区储层与北区在分选性和磨圆度上差别不大(见图 2(c)),北区储层的分选性稍好(见图 2(d))。除颗粒以外,储层中杂基平均质量分数为 2.6%,其中主要黏土矿物包括伊/蒙混层(平均质量分数为 54.6%)、少量绿泥石(平均质量分数为 26.2%)和伊利石(平均质量分数为 19.2%)等;胶结物质量分数为 0~9.0%,平均质量分数为 2.8%。

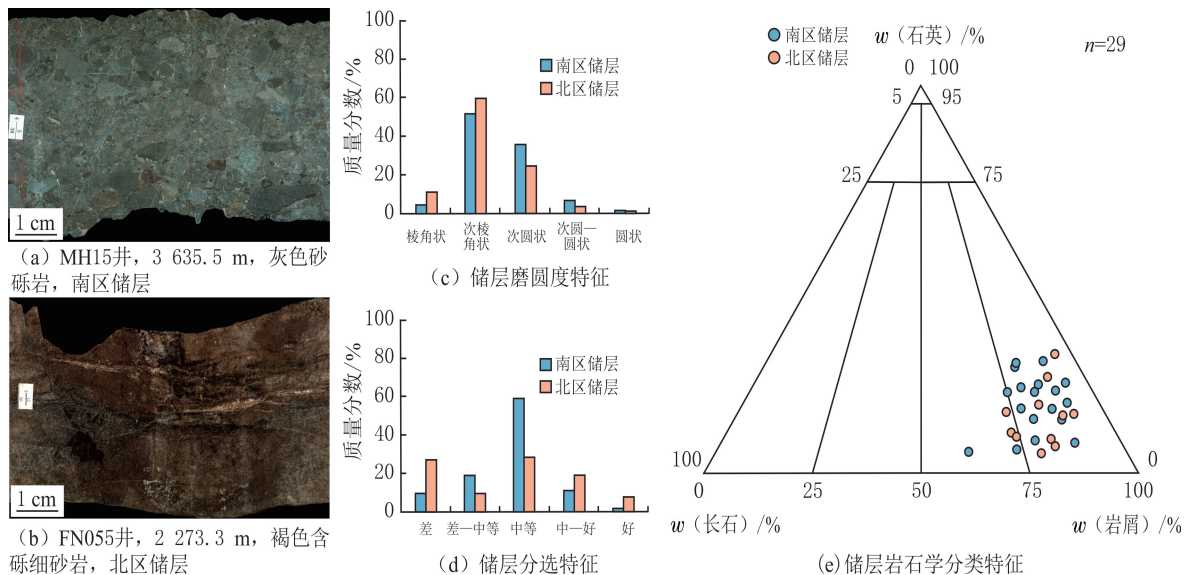


图 2 玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组岩石学特征

Fig. 2 Petrological characteristics of Permian Xiazijie Formation in west slope of Mahu Sag

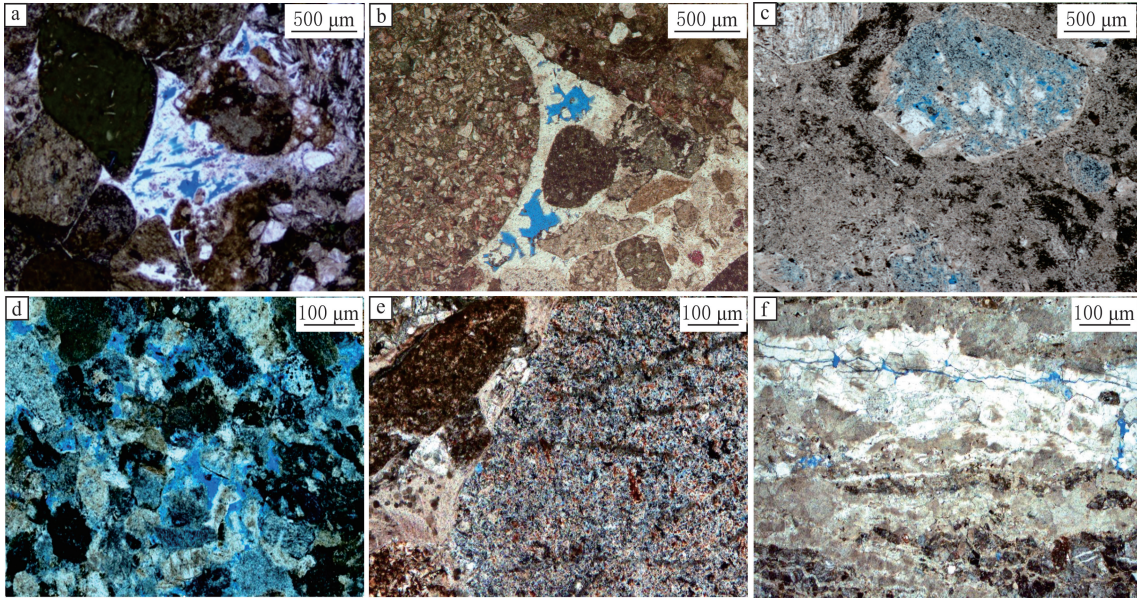
2.2 储集空间类型

根据研究区 68 块铸体薄片分析结果,玛湖凹陷西斜坡夏子街组砂砾岩储集空间类型存在较大差异。其中,南区储集层的孔隙类型以沸石等胶结物溶蚀形成的次生溶孔为主。岩屑颗粒之间可见大量的沸石胶结物(浊沸石和方沸石等),遭受多期、不同程度的溶蚀作用而形成次生溶孔,占比约为 31.6%(见图 3(a-b));其次为粒内溶孔,可见岩屑等颗粒溶蚀殆尽现象(见图 3(c)),占比为 28.7%;发育少量的微裂缝。北区储集层方解石和白云石等碳酸盐岩胶结物的溶孔占比为 34.2%(见图 3(d));其次为长石、岩屑等的粒内孔和粒间溶孔(见图 3(e)),占比分别为 28.1%和 24.3%;原生裂缝及溶蚀扩大缝占比约为 13.5%(见图 3(f))。

2.3 储层物性特征

研究区孔隙度和渗透率数据分析表明,南区储层样品孔隙度为 3.11%~16.62%,中值为 7.84%,平均为 8.65%;渗透率为 $(0.011 \sim 116.550) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中值为 $0.110 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.250 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。北区储层样品孔隙度为 4.84%~23.82%,中值为 10.84%,平均为 11.27%;渗透率为

$(0.012 \sim 121.640) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 中值为 $0.240 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $0.390 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (见图 4(a-b))。夏子街组储层属于中低孔、特低渗储层。北区储层孔隙度比南区储层的略高, 二者渗透率差别不大。垂向上, 随深度加大, 储层孔隙度变小的趋势明显; 南区储层在埋深 3 500 m 处有明显异常孔隙度的发育, 北区储层孔隙度表现为显著的先减小后增大趋势, 拐点位置大致在埋深 3 500 m 处 (见图 4(c))。



(a) MH26井, 4 099.6 m, 沸石胶结物溶孔, 南区储层; (b) MH1井, 4 102.9 m, 粒间溶孔, 南区储层; (c) JL55井, 4 711.8 m, 粒内溶孔, 南区储层; (d) FN055井, 2 278.5 m, 碳酸盐岩胶结物溶孔, 北区储层; (e) FN052井, 2 254.5 m, 岩屑粒内溶孔, 北区储层; (f) FN052井, 2 251.0 m, 裂缝, 部分溶蚀扩大, 北区储层

图 3 玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组储集空间类型

Fig. 3 Reservoir space of Permian Xiazijie Formation in west slope of Mahu Sag

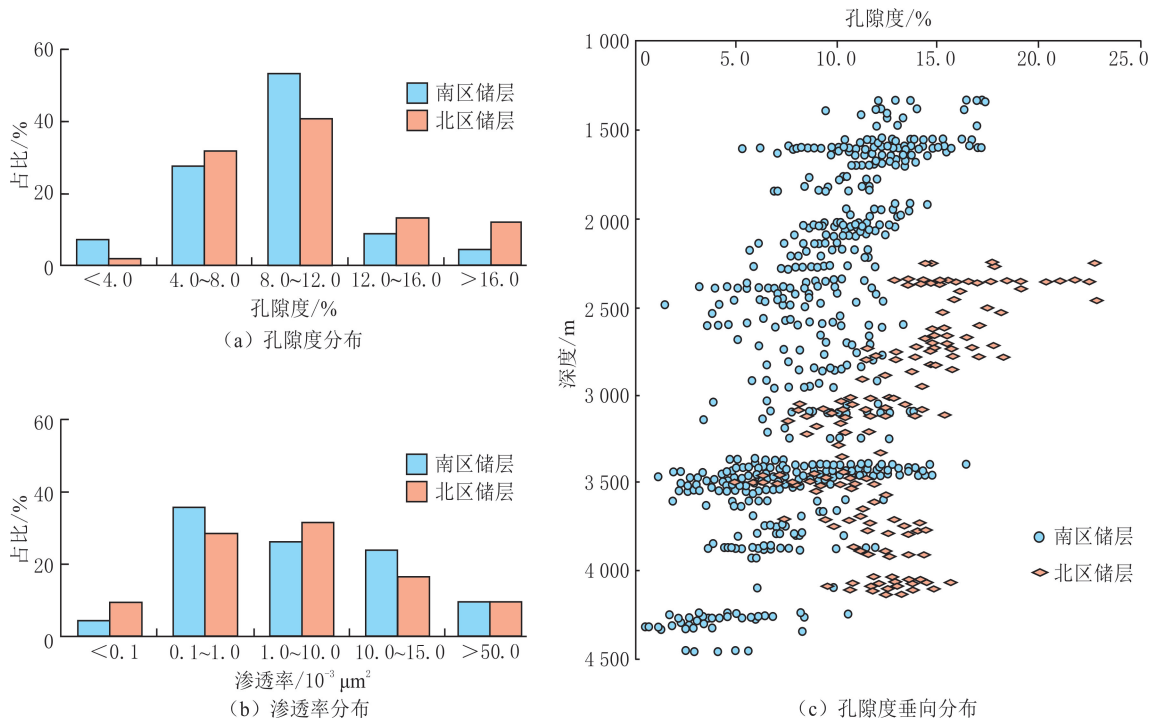


图 4 玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组物性特征

Fig. 4 Physical characteristics of Permian Xiazijie Formation in west slope of Mahu Sag

3 成岩作用及演化过程

3.1 成岩作用类型

3.1.1 压实

机械压实是在上覆沉积物和水静压或构造变形影响下,水被排出,沉积物颗粒紧密堆积,导致孔隙体积减少、孔隙度降低、渗透性恶化的过程。一般机械压实作用影响的深度在2 500 m以内,埋深超过2 500 m时,以压溶作用为主^[15-16]。夏子街组沉积时期,研究区古湖泊环境为碱性的微咸水体,有利于砂砾岩中早期沸石类和碳酸盐岩胶结物的发育。这些胶结物占据砂砾岩的粒间孔隙,支撑作用在很大程度上减缓压实作用对粒间孔隙的破坏。研究区夏子街组砂砾岩储层埋深较大(1 381~4 478 m)。相比于北区储层,南区储层深度范围更大。储层中颗粒多以点—线接触和线接触为主。结合铸体薄片和物性资料分析,研究区夏子街组储层视压实率在48.2%~60.3%之间,平均为55.3%,属于中等—强压实程度。

3.1.2 胶结

胶结作用是孔隙中流体溶解组分的沉淀和结晶将碎屑沉积物胶结成岩石,属于破坏性的成岩作用。胶结物堵塞孔隙和裂缝,从而大幅降低储层物性^[17-18]。研究区夏子街组的胶结物主要有碳酸盐矿物、沸石类矿物、硅质和黏土矿物等。南区和北区储层的胶结作用存在显著差异。南区储层中沸石类胶结物质量分数最高,包括方沸石和浊沸石等类型,质量分数为7%~8%(见图5(a))。沸石类矿物主要是由凝灰质岩屑及细粒的火山灰水解而产生,充填于颗粒之间而起到胶结作用。方解石胶结物多在颗粒间并呈晶粒状,黏土矿物和硅质胶结物质量分数较低。北区储层中碳酸盐岩胶结物占主导地位,主要为白云石、铁白云石和方解石等,质量分数在9%以上(见图5(b))。早成岩期,凹陷内富含钙和镁的碱性流体通过断裂系统到达储层的粒间孔隙,形成大量白云石和方解石等胶结物,是储层致密化的最主要原因。先期形成的方解石与富镁流体继续发生白云石化作用,残留的方解石胶结物相对减少。此外,黏土矿物质量分数在2%左右,硅质胶结物质量分数小于2%。

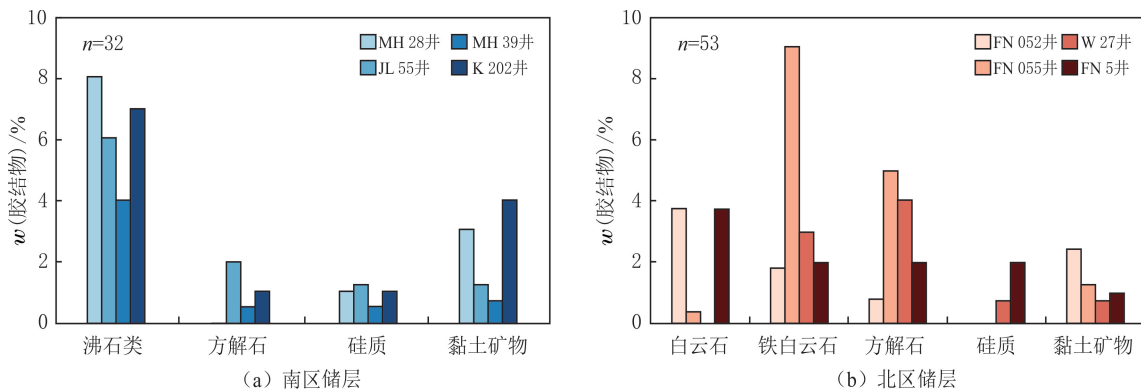


图5 玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组胶结物类型

Fig. 5 Cement types of Permian Xiazijie Formation in west slope of Mahu Sag

3.1.3 溶蚀

溶蚀是各类流体对可溶性岩石的化学侵蚀过程。储层溶解主要包括近同生淡水溶解、早成岩碱水溶解、地表期大气淡水溶解和成岩酸性水溶解^[19]。薄片和扫描电子显微镜观察表明,南区储层中存在沸石胶结物的溶蚀(见图3(a-b))和岩屑的溶蚀现象(见图3(c)),北区储层中多见碳酸盐岩胶结物和长石的溶蚀现象(见图3(d-e)),以及裂缝的溶蚀扩大(见图3(f))。由于夏子街组不发育有效烃源岩,主要的酸性溶蚀流体为下伏二叠系风城组有机质热演化过程中形成的有机酸。这些有机酸对储层中的沸石胶结物进行溶蚀,在南区储层中形成大量的浊沸石次生溶孔。在北区储层中,长石溶蚀多形成蜂窝状粒内溶孔或溶蚀扩大孔;被溶蚀长石颗粒的外围可见发育良好的绿泥石包壳,未见长石溶蚀颗粒的压实变形,表明长石溶蚀的时间在主要压实期之后和绿泥石形成之前。

3.2 成岩演化过程

参照 SY/T 5477—2003《碎屑岩成岩阶段划分》，根据原生矿物的溶蚀充填特征及自生矿物的转化关系，结合区域埋藏史和热史，建立玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组砂砾岩储层的成岩—成储模式(见图 6-7)。

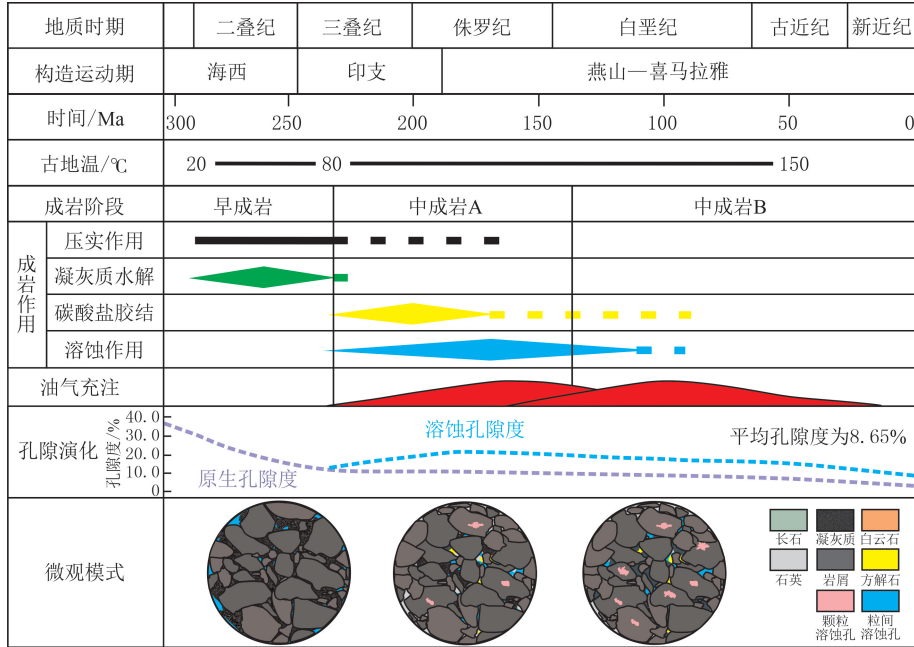


图 6 玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组成岩—成储模式(南区)
Fig. 6 Diagenetic and storage models of Permian Xiaizijie Formation in west slope of Mahu Sag(south area)

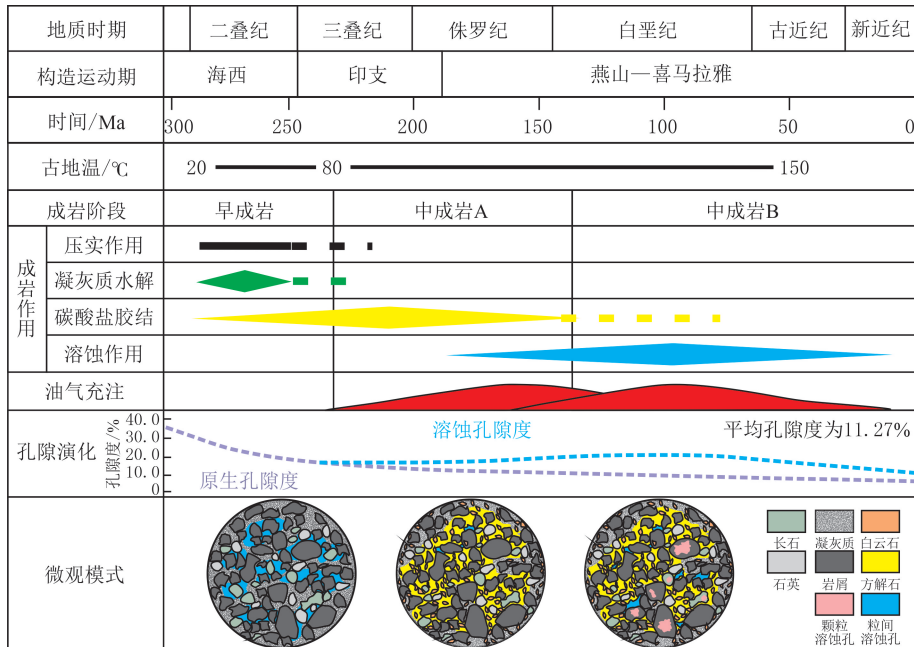


图 7 玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组成岩—成储模式(北区)
Fig. 7 Diagenetic and storage models of Permian Xiaizijie Formation in west slope of Mahu Sag(north area)

南区储层多位于玛湖凹陷西斜坡的近源坡折带,原始物质搬运距离相对较短,粒度较粗,分选差。进入早成岩阶段后,在压实作用的影响下,沉积物开始快速深埋,颗粒发生滑动、转动和变形等,原始孔隙度大幅下降;同时,凝灰质岩屑发生水解作用,大量钾、钠和钙等碱质离子与硅、铝发生反应,在原生孔隙之间

形成沸石胶结物,储层的储集性能遭受严重破坏。中成岩 A 阶段,压实作用减孔的效率开始大幅降低,方解石胶结物发生沉淀。中成岩 B 阶段,随风城组烃源岩进入生油窗,伴生的有机酸通过垂向断层进入夏子街组,对先期形成的沸石类等胶结物发生溶蚀作用^[20]。随地层埋深加大,压溶作用增强,硅质等晚期胶结物相继沉淀,颗粒支撑方式由点—线接触演变为以线接触为主。储层演化为现今状态,平均孔隙度约为 8.65%(见图 6)。

北区储层多位于靠近凹陷沉积中心位置。储层原始物质搬运距离相对较长,粒度较细,分选相对好。相比于南区储层,北区储层埋藏深度小,压实作用持续时间较短。进入早成岩阶段后,压实作用使沉积物中的粒间孔隙减小,原始孔隙度快速下降,颗粒间为点接触状态;凝灰质少量岩屑发生水解作用;同时,白云石、方解石等碳酸盐岩胶结物大量出现。胶结物充填于孔隙而降低储层物性,同时起抵抗压实作用,为后续储层物性的提升提供可能性。中成岩 A 阶段,压实作用减孔的效率开始大幅降低。中成岩 B 阶段,溶蚀作用逐步增强,被溶蚀的组分包括碳酸盐岩胶结物和长石、岩屑等颗粒。地层埋深加大,颗粒支撑方式由点—线接触演变为线接触。储层演化为现今状态,平均孔隙度约为 11.27%(见图 7)。

4 储层影响因素

玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组储层分类见表 1。根据玛湖凹陷西斜坡(南区和北区)的二叠系夏子街组砂砾岩储层特征,沉积相带、埋藏条件和成岩环境是影响储层品质的主要因素。

表 1 玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组储层分类

Table 1 Reservoirs division standard of the Permian Xiazijie Formation in west slope of Mahu Sag

| 储层分类 | 沉积相带 | 岩石类型 | 发育位置 | 孔隙类型 | 关键成岩作用 | 孔隙度/% |
|------|--------------|----------|-------|-------|--------------|-------|
| 南区 | 扇三角洲前缘水下分流河道 | 砂砾岩、砂岩 | 斜坡区上部 | 沸石溶孔 | 火山灰浊沸石化、溶蚀作用 | 3~17 |
| 北区 | 扇三角洲前缘滩坝砂体 | 砂砾岩、云质砂岩 | 低位体系域 | 粒间微溶孔 | 白云石化、溶蚀作用 | 5~24 |

4.1 沉积相带

不同沉积相带形成的原始物质(陆源、生物源、深源和宇宙源等)是储层形成和演化的物质基础,决定碎屑岩储层最终的矿物组成、粒径大小和成熟度等^[20]。分析研究区沉积相,储层主要为扇三角洲前缘的砂砾岩(见图 8)。其中,南区储层的原始物质为扇三角洲前缘河道砂体,沉积物粒度较粗,成熟度相对低。岩石组分中含大量凝灰质岩屑颗粒,为沸石类胶结物的形成提供条件。北区储层的原始物质为扇三角洲前缘低位滩坝砂体,粒度较细,成熟度相对高,为后期形成大量的碳酸盐岩胶结物提供条件。储层原始物质的差异是形成后续差异性的根本原因。

4.2 埋藏条件

埋藏条件包括埋藏位置和地层温度,是影响储层品质的 2 个重要因素^[21-23]。在埋藏位置上,南区储层分布于玛湖凹陷西斜坡的二级坡折带。由于埋藏深度较大,储层中压实作用持续至中成岩期 A 阶段晚期。北区储层主要分布于二级坡折带以下低位凹槽区,埋藏深度较浅,压实作用强度相对较弱。在平面上,北区储层距离下伏二叠系风城组碱矿中心更近,更容易受富钙和镁的碱性流体影响,发育大量碳酸盐岩胶结物。地层温度对储层的影响不可忽略,地层温度越高,碎屑岩的压实速率越大。玛湖凹陷一直处于较低的地温场,夏子街组砂砾岩储层的孔隙度衰减比较缓慢,有利于粒间孔的保存。

4.3 成岩环境

通过沉积环境和成岩演化等判断,玛湖凹陷西斜坡夏子街组砂砾岩储层经历先碱性后酸性的成岩环境^[24-25]。二叠纪早—中期,玛湖凹陷属于干旱气候条件。夏子街组砂砾岩储层发育自生碱性矿物,包括沸石、钠长石和白云石等。黏土矿物主要类型为伊/蒙混层、绿泥石和伊利石等,为碱性环境的产物。风城组烃源岩生烃产生大量有机酸,强烈溶蚀各类胶结物和长石、岩屑颗粒。在整个成岩过程中,在早期碱性环境中形成的碳酸盐岩胶结物(白云石等)起一定的保孔作用;在晚期酸性环境中,除溶蚀产生次生溶孔形成储层最主要的储集空间,硅质矿物的析出提高储层的脆性,有利于各类裂缝的发育。

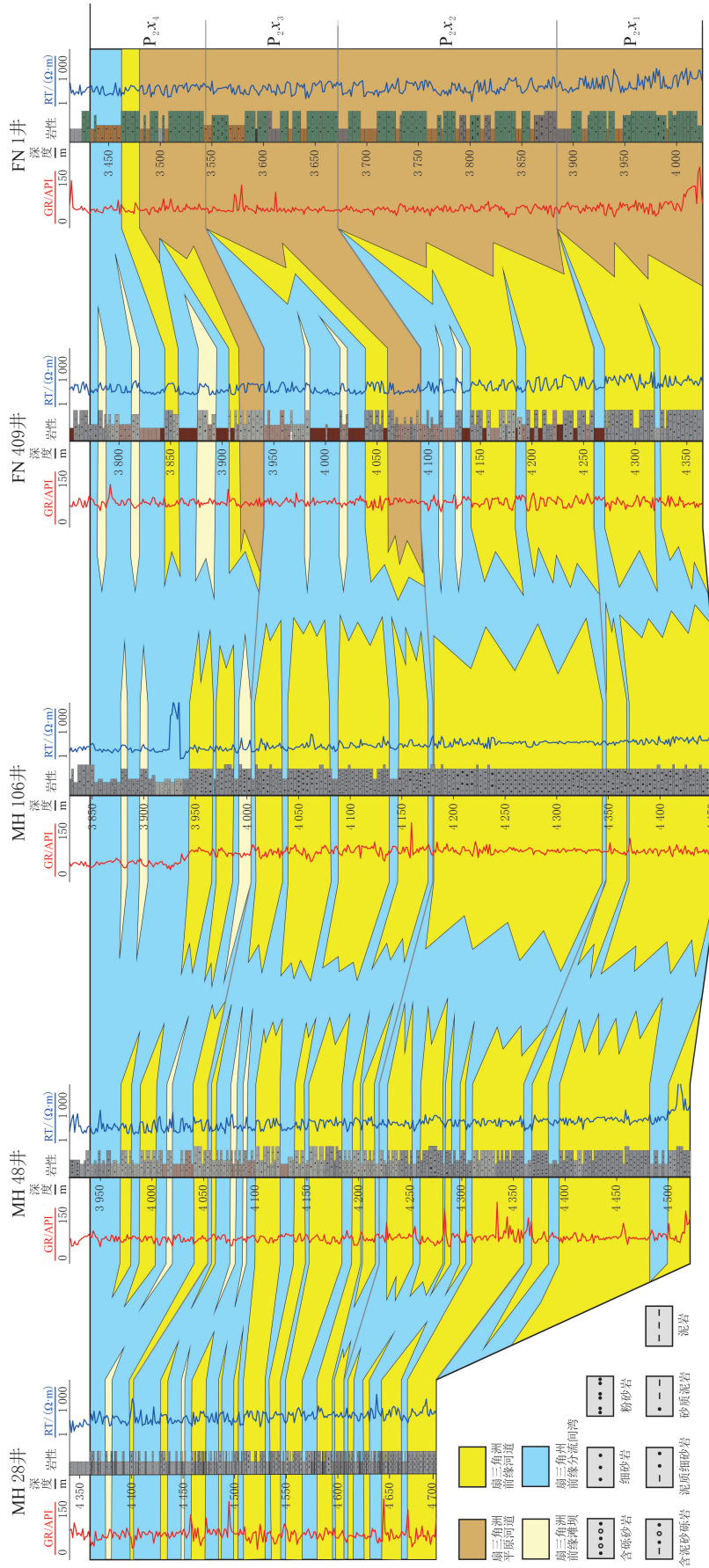


图 8 玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组沉积相

Fig. 8 Sedimentary facies of the Permian Xiaozijie Formation in west slope of Mahu Sag

5 结论

(1)玛湖凹陷西斜坡二叠系夏子街组储层南区、北区差异性明显。南区储层主要发育在玛湖凹陷西斜坡二级坡折带上,颗粒较粗,为扇三角洲前缘水下分利河道沉积;北区储层多发育在坡折带以下低位区,颗粒较细,为扇三角洲前缘滩坝砂体沉积。

(2)研究区南区储层主要储集空间为沸石类胶结物的溶蚀孔隙,平均孔隙度为8.65%,平均渗透率为 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;北区储层碳酸盐岩胶结物及长石、岩屑的溶孔为主要的储集空间,平均孔隙度为11.27%,平均渗透率为 $0.39 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。凤城组烃源岩生烃产生的有机酸为主要溶蚀流体。

(3)扇三角洲前缘是砂砾岩储层形成的优势沉积相带,原始物质的不同决定储层的差异性;埋藏位置决定储层的压实程度和流体性质,较低地层温度有利于储层的孔隙保存;先碱性后酸性的成岩环境是影响储层品质的重要因素。

参考文献(References):

- [1] 支东明,唐勇,郑孟林,等. 玛湖凹陷源上砾岩大油区形成分布与勘探实践[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 1-8.
ZHI Dongming, TANG Yong, ZHENG Menglin, et al. Discovery, distribution and exploration practice of large oil provinces of above-source conglomerate in Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 1-8.
- [2] 唐勇,郭文建,王霞田,等. 玛湖凹陷砾岩大油区勘探新突破及启示[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(2): 127-137.
TANG Yong, GUO Wenjian, WANG Xiayan, et al. A new break-through in exploration of large conglomerate oil province in Mahu Sag and its implications[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(2): 127-137.
- [3] 雷德文,陈刚强,刘海磊,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油(气)区形成条件与勘探方向研究[J]. 地质学报, 2017, 91(7): 1604-1619.
LEI Dewen, CHEN Gangqiang, LIU Hailei, et al. Study on the forming conditions and exploration fields of the Mahu giant oil(gas) province, Junggar Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(7): 1604-1619.
- [4] 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 hydrocarbon accumulation in the northwest edge of Junggar Basin[J]. Xinjiang Geology, 2005, 23(3): 278-282.
- [5] 何登发,吴松涛,赵龙,等. 环玛湖凹陷二叠—三叠系沉积构造背景及其演化[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 35-47.
HE Dengfa, WU Songtao, ZHAO Long, et al. Tectono-depositional setting and its evolution during Permian to Triassic around Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 35-47.
- [6] 何登发,尹成,杜社宽,等. 前陆冲断带构造分段特征:以准噶尔盆地西北缘断裂构造带为例[J]. 地学前缘, 2004, 11(3): 91-101.
HE Dengfa, YIN Cheng, DU Shekuan, et al. Characteristics of structural segmentation of foreland thrust belt: a case study of the fault belts in the northwestern margin of Junggar Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2004, 11(3): 91-101.
- [7] 蒋庆平,孔垂显,李维锋,等. 陆相湖盆大型扇三角洲沉积特征与演化规律:以准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡区三叠系百口泉组为例[J]. 沉积学报, 2020, 38(5): 923-932.
JIANG Qingping, KONG Chuixian, LI Weifeng, et al. Sedimentary characteristics and evolution law of a lacustrine largescale fan delta: a case study from the Triassic Baikouquan Formation on the west slope of Mahu Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(5): 923-932.
- [8] 马永平,王国栋,张献文,等. 粗粒沉积次生孔隙发育模式:以准噶尔盆地西北缘二叠系夏子街组为例[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(5): 34-43.
MA Yongping, WANG Guodong, ZHANG Xianwen, et al. Development model of secondary pores in coarse-grained deposits: a case study of Permian Xiazijie Formation in northwestern margin of Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(5): 34-43.
- [9] 杨帆,卞保力,刘慧颖,等. 玛湖凹陷二叠系夏子街组限制性湖盆扇三角洲沉积特征[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(5): 63-72.
YANG Fan, BIAN Baoli, LIU Huiying, et al. Sedimentary characteristics of fan delta in restricted lacustrine basin of Permian Xiazijie Formation in Mahu Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(5): 63-72.
- [10] 杨帆,卫延召,阿布力米提·依明,等. 准噶尔盆地环玛湖凹陷中—上二叠统有利储盖组合优选[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(2): 131-137.
YANG Fan, WEI Yanzhao, Abulimiti, et al. Optimization of favorable reservoir-caprock assemblages of Middle-Upper Permian in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(2): 131-137.
- [11] 陈静,陈军,李卉,等. 准噶尔盆地玛中地区二叠系—三叠系叠合成藏特征及主控因素[J]. 岩性油气藏, 2021, 33(1): 71-80.

- CHEN Jing, CHEN Jun, LI Hui, et al. Characteristics and main controlling factors of Permian-Triassic superimposed reservoirs in central Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021,33(1):71-80.
- [12] 雷德文,吕焕通,刘振宇,等.准噶尔盆地西北缘斜坡区冲积扇储集层预测与效果[J].*新疆石油地质*,1998,19(6):470-472.
LEI Dewen, LYU Huantong, LIU Zhenyu, et al. Prediction of alluvial fan reservoir on slope in northwestern margin of Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 1998,19(6):470-472.
- [13] 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. Northwest-trending transverse faults and hydrocarbon accumulation in the northwestern margin of Junggar Basin[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2006,27(4):23-28.
- [14] 张昌民,尹大举,唐勇,等.准噶尔盆地西北缘及玛湖凹陷沉积储集层研究进展[J].*古地理学报*,2020,22(1):129-146.
ZHANG Changmin, YIN Taiju, TANG Yong, et al. Advances in sedimentological reservoir research in Mahu Sag and northwest margin of Junggar Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2020,22(1):129-146.
- [15] 王小军,王婷婷,曹剑.玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩基本特征及其高效生烃[J].*新疆石油地质*,2018,39(1):9-15.
WANG Xiaojun, WANG Tingting, CAO Jian. Basic characteristics and highly efficient hydrocarbon generation of alkaline lacustrine source rocks in Fengcheng Formation of Mahu Sag[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2018,39(1):9-15.
- [16] 陈永波,程晓敢,张寒,等.玛湖凹陷斜坡区中浅层断裂特征及其控藏作用[J].*石油勘探与开发*,2018,45(6):985-994.
CHEN Yongbo, CHENG Xiaogan, ZHANG Han, et al. Fault characteristics and control on hydrocarbon accumulation of middle-shallow layers in the slope zone of Mahu Sag, Junggar Basin, Northwest China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018,45(6):985-994.
- [17] 李振华,邱隆伟,师政,等.准噶尔盆地中拐地区佳二段沸石类矿物成岩作用及其对油气成藏的意义[J].*中国石油大学学报(自然科学版)*,2014,38(1):1-7.
LI Zhenhua, QIU Longwei, SHI Zheng, et al. Diagenesis of zeolite minerals and its significance for hydrocarbon accumulation in the second member of Jiamuhe Formation of Zhongguai Area, Junggar Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2014,38(1):1-7.
- [18] 王小娟,张少敏,庞小婷,等.四川盆地天府气田中侏罗统沙溪庙组砂岩储层致密化机理及其与油气充注的耦合关系[J].*天然气工业*,2024,44(6):33-43.
WANG Xiaojuan, ZHANG Shaomin, PANG Xiaoting, et al. Coupling relationship between tight sand reservoir formation mechanism and hydrocarbon charge in Shaximiao Formation of Tianfu Gas Field in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2024,44(6):33-43.
- [19] 汪孝敬,白保军,芦慧,等.深层—超深层高温极强超压砂砾岩储层特征及主控因素:以准噶尔盆地南缘四棵树凹陷高泉地区白垩系清水河组为例[J].*东北石油大学学报*,2022,46(3):54-65.
WANG Xiaojing, BAI Baojun, LU Hui, et al. Characteristics and main controlling factors of deep and ultra-deep glutenite reservoirs with high temperature and very strong over pressure: a case study from the Cretaceous Qingshuihe Formation in Gaoquan Area, Sike-shu Sag, southern margin of Junggar Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2022,46(3):54-65.
- [20] 何周,史基安,唐勇,等.准噶尔盆地西北缘二叠系碎屑岩储层成岩相与成岩演化研究[J].*沉积学报*,2011,29(6):1069-1078.
HE Zhou, SHI Jjian, TANG Yong, et al. Characteristics of diagenesis and diagenetic facies of Permian clastic reservoir in northwest margin of Junggar Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011,29(6):1069-1078.
- [21] 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 & Gas Geology*, 2014,35(1):77-85.
- [22] 唐勇,袁云峰,李辉,等.准噶尔盆地阜康凹陷二叠系上乌尔禾组砂砾岩储层特征及发育模式[J].*石油实验地质*,2024,46(5):965-978.
TANG Yong, YUAN Yunfeng, LI Hui, et al. Glutenite reservoir characteristics and development model of Permian Upper Wuerhe Formation in Fukang Sag, Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024,46(5):965-978.
- [23] 张新涛,曲希玉,许鹏,等.渤海湾盆地深层砂砾岩储层孔—缝成因机制及演化特征:以渤中 19-6 构造古近系孔店组为例[J].*石油与天然气地质*,2023,44(3):707-719.
ZHANG Xintao, QU Xiyu, XU Peng, et al. Genesis and evolution of pore-fractures in deep sandy conglomerate reservoirs in Bohai Bay Basin: taking the Paleogene Kongdian Formation in Bozhong 19-6 structure as an example[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023,44(3):707-719.

(下转第 109 页)