

DOI:10.13247/j.cnki.jcumt.001019

砂砾岩储层成岩作用与物性演化

——以玛湖凹陷北斜坡区三叠系百口泉组为例

朱 宁¹, 操应长¹, 葱克来¹, 吴松涛², 朱如凯², 燕苗苗¹, 宁顺康³

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 中原油田分公司文留采油厂, 河南 濮阳 457073)

摘要:为深化对砂砾岩储层非均质的认识,以玛湖凹陷北部斜坡区三叠系百口泉组砂砾岩储层为例,利用岩心观察、薄片鉴定、扫描电镜、阴极发光、电子探针、背散射、碳氧同位素、流体包裹体及孔渗测试等技术,结合埋藏演化史和油气充注史,对储层的成岩作用和孔隙度演化规律进行研究.通过恢复地质历史时期的孔隙度,对比不同区块储层孔隙演化特征、油气充注差异,综合试油解释成果,总结出 3 种成因类型的储层,其中 I 类强压实改造型储层和 II₁ 类早期碳酸盐强胶结改造型储层勘探潜力最差,III 类强溶蚀改造型储层勘探潜力最大.研究结果表明:储层非均质性强,整体为特低孔低孔—超低渗储层,经历了碱性—酸性—弱碱性—酸性—弱酸性的成岩环境变化,成岩作用类型复杂,主要的成岩序列为绿泥石膜胶结→菱铁矿/方沸石胶结→凝灰质杂基/长石/岩屑/菱铁矿/方沸石溶蚀,自生高岭石/孔隙充填式绿泥石沉淀/石英加大→早期方解石/铁白云石/片钠铝石胶结→凝灰质杂基/长石/岩屑/早期方解石/铁白云石溶蚀,自生高岭石/孔隙充填式绿泥石沉淀→晚期方解石胶结→少量黄铁矿胶结,压实作用贯穿整个埋藏过程.孔隙演化定量恢复结果显示,I 类储层压实作用对孔隙度的影响最大,其减孔量占总减孔量的 93.89%,溶蚀作用绝对增孔量为 1.29%;II₁ 类压实作用占总减孔量的 78.44%,早期碳酸盐胶结减孔量占总减孔量的 21.56%.II₂ 类晚期碳酸盐强胶结改造型储层在第 2 期油气充注过程中致密,含油性较好,勘探潜力中等.III 类强溶蚀改造型储层溶蚀作用绝对增孔量约为 6.83%,且次生溶蚀孔隙发育且保存较好,现今为中低孔储层,为优先勘探方向.

关键词:成岩作用;物性演化;百口泉组;斜坡区;玛湖凹陷

中图分类号:TE 122.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-1964(2019)05-1102-17

Diagenesis and physical properties evolution of sandy conglomerate reservoirs: A case study of Triassic Baikouquan formation in northern slope zone of Mahu depression

ZHU Ning¹, CAO Yingchang¹, XI Kelai¹, WU Songtao²,

ZHU Rukai², YAN Miaomiao¹, NING Shunkang³

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

2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

3. Wenliu Oil Field Production Plant, Zhongyuan Oilfield Branch, Puyang, Henan 457073, China)

收稿日期: 2019-04-28

基金项目: 国家自然科学基金项目(U1762217,41702141); 中国石油天然气股份有限公司科技专项(2016B-03)

通信作者: 操应长(1969—),男,安徽省潜山县人,教授,博士生导师,博士,从事沉积学、层序地层学及油气储层地质学方面的研究.

E-mail: cyc8391680@163.com Tel: 13505325516

引用格式: 朱 宁,操应长,葱克来,等.砂砾岩储层成岩作用与物性演化:以玛湖凹陷北斜坡区三叠系百口泉组为例[J].中国矿业大学学报,2019,48(5):1102-1118.

ZHU Ning, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. Diagenesis and physical properties evolution of sandy conglomerate reservoirs: A case study of Triassic Baikouquan formation in northern slope zone of Mahu depression[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2019, 48(5): 1102-1118.

Abstract: In order to deepen the recognition of the heterogeneity of the gravel reservoir, samples from Triassic Baikouquan formation in the slope zone of Mahu depression were analyzed to reveal the diagenesis and porosity evolution of the gravel reservoir. Methods applied in the tests were: the core observation, the thin section identification, the scanning electron microscopy, the electron probe back scattering, the carbon and oxygen isotope, the fluid inclusions, the porosity-permeability testing. And the histories of burial evolution and hydrocarbon infilling are also studied in this paper. By restoring the porosity in the geological periods and matching relation of the diagenesis, the porosity evolution and the hydrocarbon infilling, combined with the results through testing oil, three types of reservoirs are studied: type I reservoirs with strong compaction reworking and type II₁ reservoirs with early carbonate-cement reworking are characterized with poor exploration potential; type III reservoirs with strong dissolution reworking are characterized with great exploration potential. The results show that Baikouquan formation is characterized with extra low-low porosity and permeability, and may have experienced multi-period alkaline, acidic, weak alkaline, acidic and weak acidic conditions. With the complex diagenesis, the main diagenetic sequence was chlorite membrane precipitation, siderite/analcime cementation, tuff/feldspar/rock fragments/ siderite/analcime dissolution, authigenic kaolinite/ pore-filling chlorite precipitation/ quartz overgrowth/, early calcite/ankerite/dawsonite cementation, tuff/feldspar/rock fragments/ early calcite/ankerite dissolution, authigenic kaolinite/ pore-filling chlorite precipitation, late calcite cementation, and pyrite cementation. The compaction exists throughout the whole diagenetic evolution. The results also demonstrate that the compaction makes the greatest influence on porosity in type I reservoirs. The porosity reduction accounts for 93.89% of the total porosity reduction, and the absolute porosity increment is 1.29%. As for type II₁ reservoirs, the porosity reduction for compaction accounts for 78.44%, and the porosity reduction of early carbonate cementation accounts for 21.56% of the total porosity reduction. Type II₂ reservoirs with late carbonate-cement reworking are becoming tight during the hydrocarbon infilling and characterized with medium exploration potential. The absolute porosity increment of type III reservoirs with strong dissolution reworking is 6.83%. And the type III reservoirs are characterized with optimal exploration potential.

Key words: diagenesis; physical properties evolution; Baikouquan formation; slope zone; Mahu depression

孔隙演化过程的分析不仅是致密砂岩储层研究的重要方法,也为非均质性强、成岩过程复杂的其他碎屑岩储层提供了重要的研究思路。国内外学者对于储层孔隙演化的相关研究可归结为3个方面:1)针对不同类型的储层,探索更加合理、准确的孔隙恢复方法和模型^[1-4];2)通过储层孔隙演化过程的恢复,讨论储层在不同成岩环境(酸碱环境、氧化还原环境)中的孔隙变化规律,并定量分析各类成岩作用对储层物性的具体影响^[5-9];3)以恢复孔隙演化过程为基础,结合区域构造背景、沉积环境、油气充注史等,探讨储层孔隙异常发育、差异发育的控制因素^[10-14]。

玛湖凹陷斜坡区位于准噶尔盆地西北缘地区。近年来,随着勘探优选目标从凹陷中心转向斜坡

区,多口钻井在百口泉组获得工业油流或稳定油流,证实玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组砂砾岩储层具备大面积成藏的特征,勘探潜力巨大^[15-17]。然而,储层整体具有低孔低渗的特点,内部表现为强烈的非均质性,既可作为储层,也可作为封挡层,增大了勘探开发风险^[18]。

目前对百口泉组的岩相类型、沉积相类型及展布规律等问题的研究较为深入,明确了以扇三角洲平原亚相和前缘亚相为主的沉积相类型,建立了湖侵背景下退积型扇三角洲的沉积模式^[16,19-20]。对储层的研究则侧重于储层表征和评价,并提出了岩性和沉积相是影响储层储集性能的关键控制因素^[21-25]。但随着勘探的推进,现有文献所列举的控制因素过于宏观,所建立的储层孔隙演化模式也较

为单一^[26-28],不能较好解释储层内部强烈的非均质性 & 油气差异性富集的现象,制约了储层成因及其非均质性的进一步研究。

针对上述问题,笔者综合运用多种分析测试手段,在对百口泉组砂砾岩储层成岩作用特征及演化研究的基础上,恢复了孔隙演化过程,并结合油气充注史,总结了不同部位储层的关键成岩作用,对比孔隙演化与油气充注的匹配关系,以试油成果作为验证,进行了储层分类,为精细化的勘探和开发提供理论依据。

1 研究区地质概况

玛湖凹陷斜坡区位于准噶尔盆地西北缘地区,其西北部与乌夏断裂带和克百断裂带接壤,东南部

与夏盐凸起和达巴松凸起相邻,西南部与中拐凸起相邻,整体表现为向东南倾斜的单斜构造^[29]。玛湖凹陷斜坡区发育夏子街、黄羊泉、中拐、克拉玛依、玛东和夏盐等六大扇三角洲沉积体系^[29],本次研究区为夏子街、黄羊泉扇三角洲及其中间过渡部分(图 1)。研究区主要发育三种断裂样式,其中一级断裂和二级断裂分别为近平行和近垂直于边界断裂的深大断裂,三级断裂为与前两组断裂呈剪切关系的层间断裂^[30]。三叠系百口泉组储层是在干旱气候背景下、强水动力条件下沉积的一套砾质粗碎屑沉积物,位于三叠系的底部,上覆地层依次为三叠系克拉玛依组、白碱滩组^[31],下部发育石炭系、二叠系地层,其中二叠系佳木河组和风城组地层为烃源岩层,是百口泉组储层主要的油气来源^[32-33]。

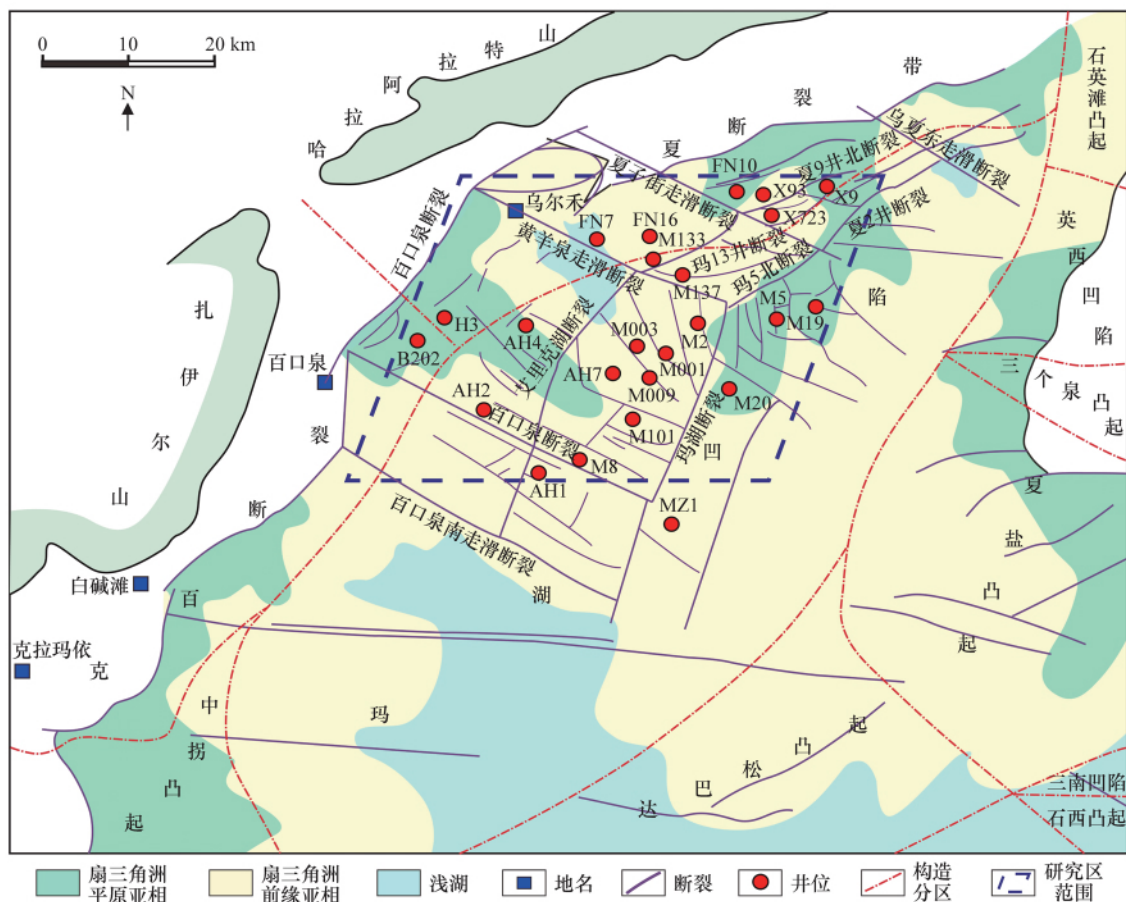


图 1 研究区构造位置(据文献[31]修改)

Fig.1 Location map of research area

2 储层基本特征

研究区储层岩性以细砾岩和中砾岩为主,占储层总厚度的 70%,其次为粗砂岩,约占总厚度的 16%,中砂岩、细砂岩、粉砂岩和泥岩在研究区也有发育,但所占比例较小(图 2)。标准偏差 σ_1 在 1~2 区间内分布最高,占 61.13%,在 2~3 区间内次之,

占 37.54%,表明研究区储层粒度分选较差(图 2)。砾岩的砾石直径变化范围为 2~40 mm,主要分布在 2~10 mm 之间,其成分包括凝灰岩、花岗岩、霏细岩、玄武岩、板岩及其他沉积岩的岩屑。砂岩为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩(图 3),通过镜下薄片圈定发现,石英、长石、岩屑的镜下百分比分别为 19.9%,14.6%,65.5%,沉积物总体上具有成分成熟

度及结构成熟度较低的特点.

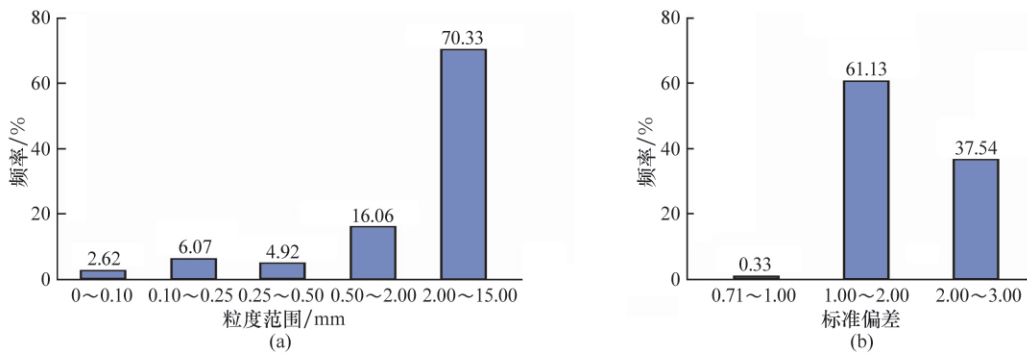


图 2 百口泉组储层岩石粒度与标准偏差分布直方图
Fig.2 Histogram of rock size and standard deviation distribution in Baikouquan formation reservoirs

研究区 17 口取心井, 1 460 个样品的孔渗数据显示, 储层的孔隙度平均为 8.22%, 其中孔隙度为 6%~10% 的储层所占比例为 58.4%, 孔隙度为 10%~15% 的储层所占比例为 22.7%. 渗透率平均为 1.73 mD, 其中渗透率为 (0.1~1.0) mD 的储层所占比例为 40.9%, 渗透率为 (1.0~5.0) mD 的储层所占比例为 36.1%, 渗透率为 (5.0~10.0) mD 的储层所占比例为 5.8%. 储层整体表现为特低—低孔、超低渗储层.

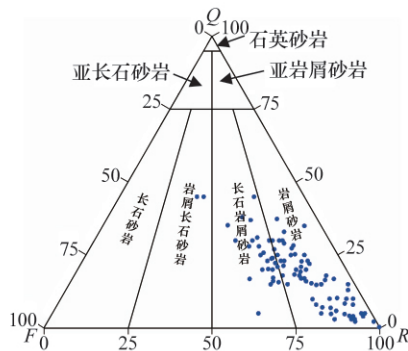


图 3 百口泉组储层砂岩类型三角图
Fig.3 Triangulation of sandstone types in Baikouquan formation reservoirs

3 储层成岩作用类型与特征

3.1 压实作用

研究区储层现今埋深为 2 400~3 800 m, 压实作用强烈, 中酸性岩浆岩、凝灰岩、低级变质岩等塑性岩屑含量高, 储层的抗压实能力弱, 原生孔隙几乎不可见. 主要表现为: 1) 颗粒呈线-凹凸接触, 云母等塑性碎屑颗粒压实变形; 2) 塑性岩屑颗粒被挤压变形, 呈假杂基状产出; 3) 凝灰质杂基充填于颗粒间, 呈致密接触.

3.2 胶结作用

研究区胶结物种类较多, 对储层物性及含油性影响较大. 主要的胶结物类型为: 碳酸盐胶结物、自

生黏土矿物、方沸石、硅质胶结物等. 在自生矿物镜下鉴定的基础上, 从 X723 井、M003 井、M19 井、M18 井、M5 井、AH7 井等 10 余口取心井中选取 62 件样品, 分别进行电子探针 (EPMA) 分析和碳氧同位素分析. EPMA 测试在中国海洋大学完成, 测试仪器为 JXA-8230, 测试条件为: 加速电压 20 kV, 束流 1×10^{-8} A, 束斑直径为 1~5 μm . 碳氧同位素分析在中国科学院地质与地球物理研究所稳定同位素地球化学实验室完成, 样品采用 Gas Bench 与 Delta V Plus 同位素比值质谱仪在线测定完成, $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 的标准偏差小于 0.15‰.

3.2.1 碳酸盐胶结物

碳酸盐胶结物是研究区普遍存在且含量最多的一种胶结物. 据新疆油田内部 XRD 测试数据显示, 其质量分数变化范围为 1%~18%, 平均值为 6.45%. 类型多样, 包括方解石、铁方解石、菱铁矿、铁白云石和片钠铝石, 且不同类型碳酸盐含量差异较大.

最常见的碳酸盐胶结物为方解石和铁方解石. 方解石多呈孔隙式充填的片状晶体, 部分交代长石碎屑 (图 4d). 晶体大小为 10~100 μm , 阴极发光图像下呈亮黄色 (图 4e), 质量分数变化范围为 3.6%~16.8%, 平均值为 7.68%. 电子探针数据显示, 这类方解石中 Mn 元素富集, MnO 质量分数平均值为 5.95%, 最高可达 11.40%, FeO 质量分数平均值为 0.37%, 最高仅为 1.53%. 通过统计 X723 井、X89 井和 X93 井的 45 个样品中方解石含量、孔隙度及距砂泥界面的距离之间的关系发现, 方解石含量由砂泥界面向砂体内部减少, 受其胶结的影响, 储层孔隙度与方解石含量呈负相关关系, 在距砂泥接触界面 2 m 范围内, 孔隙度约为 2%~7%, 在距砂泥接触界面 2~9 m, 孔隙度约为 6%~11%, 距离大于 9 m 时, 孔隙度大于 10% (图 5). 这

种分布特征的差异是由于泥岩和烃源岩中有机质演化过程中,释放大量 Ca^{2+} , Fe^{2+} 等金属阳离子进

入邻近储集体,在边部强烈胶结^[34].

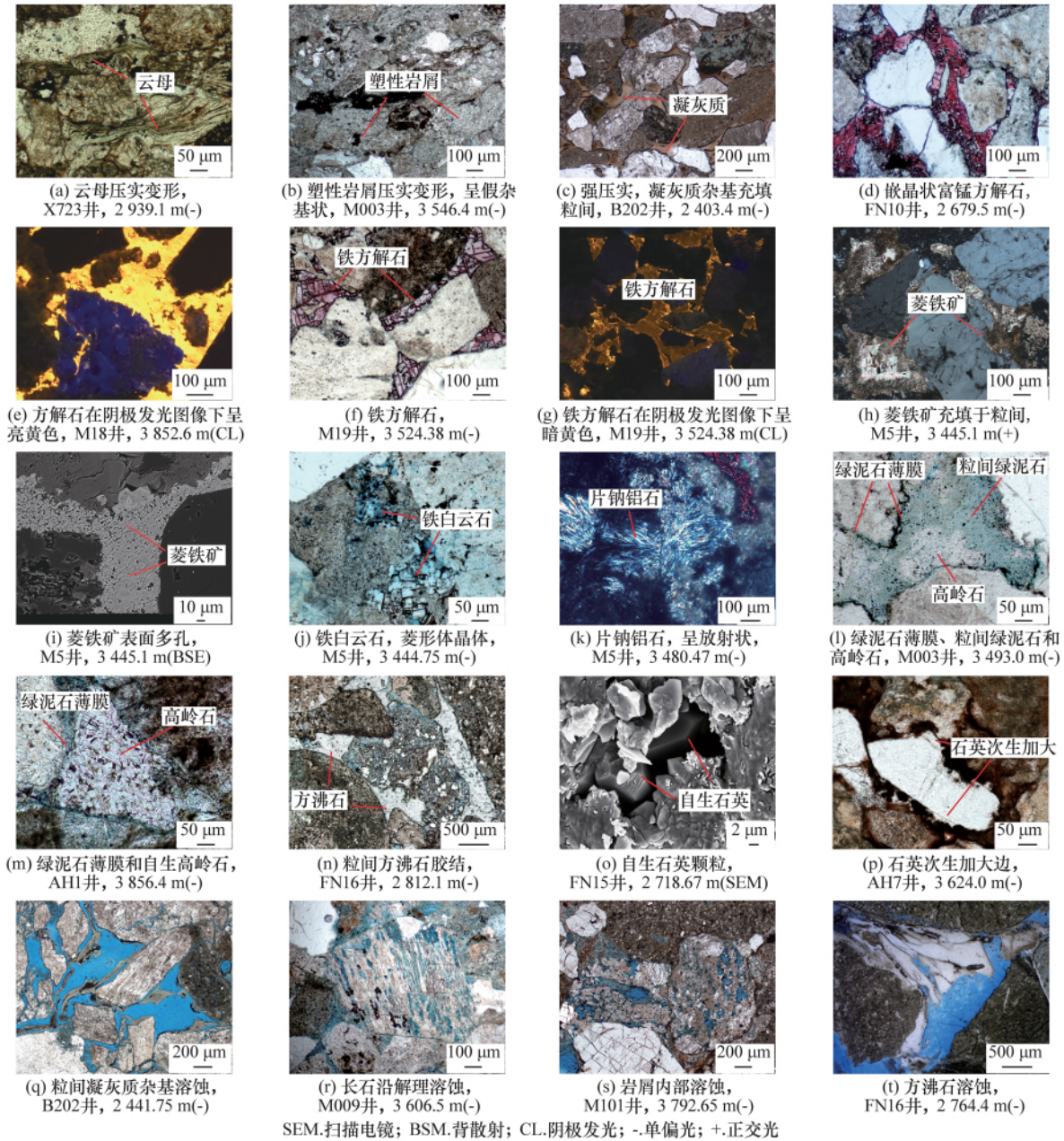


图 4 三叠系百口泉组储层成岩特征

Fig.4 Diagenetic characteristics of the Triassic Baikouquan formation reservoir

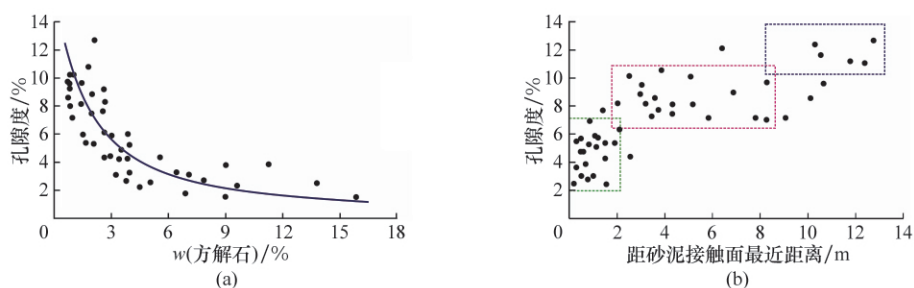


图 5 百口泉组储层方解石含量、孔隙度及距砂泥接触面的关系

Fig.5 Relationship between carbonate cement content, porosity and distance to sandstone-mudstone contact surface in Baikouquan formation reservoirs

铁方解石表现为充填粒间孔隙的多孔块状晶体,晶体大小为 $20\sim 200\ \mu\text{m}$ (图4f),阴极发光图像下呈暗黄色(图4g),其质量分数变化范围为 $2.3\%\sim 10.08\%$,平均值为 5.93% 。电子探针数据显示,铁方解石中的Mn元素含量远远低于方解石,MnO质量分数平均值为 1.18% ,最高为 2.9% ,FeO质量分数平均值为 1.59% 。

与上述胶结物相比,菱铁矿、铁白云石和片钠铝石的胶结较为局限。其中菱铁矿多充填于原生粒间孔,矿物表面多孔(图4h~4i),质量分数约为 5.82% 。铁白云石镜下表现为菱形晶体和不规则晶体,在茜素红染色薄片呈淡蓝色(图4j),片钠铝石在镜下呈放射状、针状、束状充填于次生孔隙中(图4k),单偏光镜下无色,二者质量分数均为 1% 左右。

3.2.2 黏土矿物

研究区自生黏土矿物包括自生绿泥石和自生高岭石。自生绿泥石广泛存在,表现为2种赋存方式:孔隙衬里绿泥石薄膜和孔隙充填式绿泥石(图4l)。孔隙衬里绿泥石以薄膜状环绕颗粒表面,向孔隙中心生长,厚度一般较均匀。孔隙充填式绿泥石以针状、鳞片状充填于孔隙中心。孔隙衬里绿泥石薄膜可阻碍孔隙水与碎屑颗粒直接接触,减缓其它自生矿物的沉淀,同时也可增加碎屑颗粒的抗压实能力^[26],但孔隙中充填过量的绿泥石,会破坏储集空间,降低储层物性。自生高岭石多充填于粒间凝灰质和长石的次生溶蚀孔隙中,分布范围较广,晶型较好,呈书页状集合体(图4m)。

3.2.3 方沸石

沸石类胶结物是西部富火山物质储层中常见的胶结物之一,是火山碎屑物质与成岩流体相互作用的产物^[35-36]。研究区百口泉组储层主要发育方沸石,充填于颗粒较粗、杂基较少的砂砾岩的粒间孔隙中(图4n)。能谱数据计算可知,本区方沸石的硅铝原子比约为 2.3 ,属于硅铝原子比较低的一类方沸石^[37]。研究表明,偏碱、富 SiO_2 、 Ca^{2+} 、 Na^+ 、高矿化度的地层水是形成沸石的有利条件^[38-40]。

3.2.4 自生硅质

研究区自生硅质胶结物含量较低且发育不均匀,有2种产出类型:晶型较好的自形石英颗粒和围绕石英颗粒边缘生长的次生加大边。石英颗粒以自形棱柱状充填于粒间孔隙中(图4o),与自生高岭石、伊蒙混层等黏土矿物伴生。石英加大边发育程度较弱,厚度不到 $5\ \mu\text{m}$ (图4p)。笔者认为研究区石英加大边发育程度低,有以下两个原因:1)塑性

岩屑含量较高,储层抗压实能力弱,在经历一定压实作用后孔隙度迅速减少,没有足够的空间供石英加大边沉淀;2)储层中绿泥石薄膜十分发育,一定程度抑制了石英加大边的生长^[41]。

3.3 溶蚀作用

研究区溶蚀物质包括原始沉积物和自生矿物。原始物质溶蚀的具体表现为:1)凝灰质填隙物溶蚀强烈且完全,次生溶孔间连通性好(图4q);2)长石颗粒沿着其解理缝发生选择性溶蚀,形成粒间孔和粒内孔(图4r);3)岩屑颗粒虽溶蚀较为普遍,但强度较弱,通常沿微裂缝、粒内缝发生选择性溶蚀(图4s)。胶结物的溶蚀以方沸石为主,其溶蚀面孔率可达 7% (图4t);碳酸盐胶结物的溶蚀微弱,仅在X723井、M19井、FN10井局部井段可见,早期铁方解石溶蚀后,又被晚期方解石充填,溶蚀面孔率小于 1% 。

4 储层成岩演化特征

4.1 储层胶结溶蚀序列

根据矿物交代切割关系、溶解充填现象及矿物形成条件等分析成岩作用序列。研究区三叠系百口泉组储层中绿泥石薄膜普遍发育,主要分布在孔隙边缘(图4l),研究表明绿泥石薄膜形成于同生成岩阶段,温度约为 $10\sim 35\ ^\circ\text{C}$ ^[25]。孔隙充填式绿泥石和自生高岭石的自形程度较高,发育在绿泥石薄膜环边的次生溶蚀孔隙中(图4l,6a),表明其形成晚于绿泥石薄膜。而自生高岭石、自生硅质通常由长石、凝灰质等不稳定物的溶蚀提供主要物质来源^[42],因此认为自生高岭石沉淀和石英加大边的形成,与长石、凝灰质的溶蚀同期发生。

研究区的碳酸盐胶结物类型包括菱铁矿、铁方解石、方解石、铁白云石、片钠铝石。主要根据各类碳酸盐岩矿物胶结交代关系及包裹体、碳氧同位素所显示的沉淀温度来判断其胶结次序。镜下可见铁方解石交代菱铁矿(图6b),方解石交代铁方解石(图6c),由此推断菱铁矿、铁方解石、方解石依次胶结、交代。铁方解石充填次生溶孔并交代石英加大(图6d),说明长石、岩屑、凝灰质溶蚀、石英加大均早于铁方解石沉淀。盐水包裹体和氧同位素可指示碳酸盐矿物的沉淀期次和时间,但找到的盐水包裹体数量较少,因此利用氧同位素计算碳酸盐矿物的沉淀温度。计算出的温度大致可分为3个峰值范围(图7),第1个峰值范围为低于 $65\ ^\circ\text{C}$,是菱铁矿发生沉淀的适宜温度;第2个峰值范围为 $75\sim 85\ ^\circ\text{C}$,该温度下形成的铁方解石胶结物的物质基础,

由早期酸性流体溶解斜长石、岩屑等物质提供;第 3 个峰值范围为 105~125 °C,此时有机质进入高成熟演化阶段,产生的羧酸阴离子发生热脱羧并大量释放 CO₂,使储层中 CO₂ 分压升高,有利于晚期

方解石沉淀^[43].此外,片钠铝石和铁白云石的形成与侏罗世的幔源岩浆活动有关^[44-46],指示形成时间为中晚侏罗世.

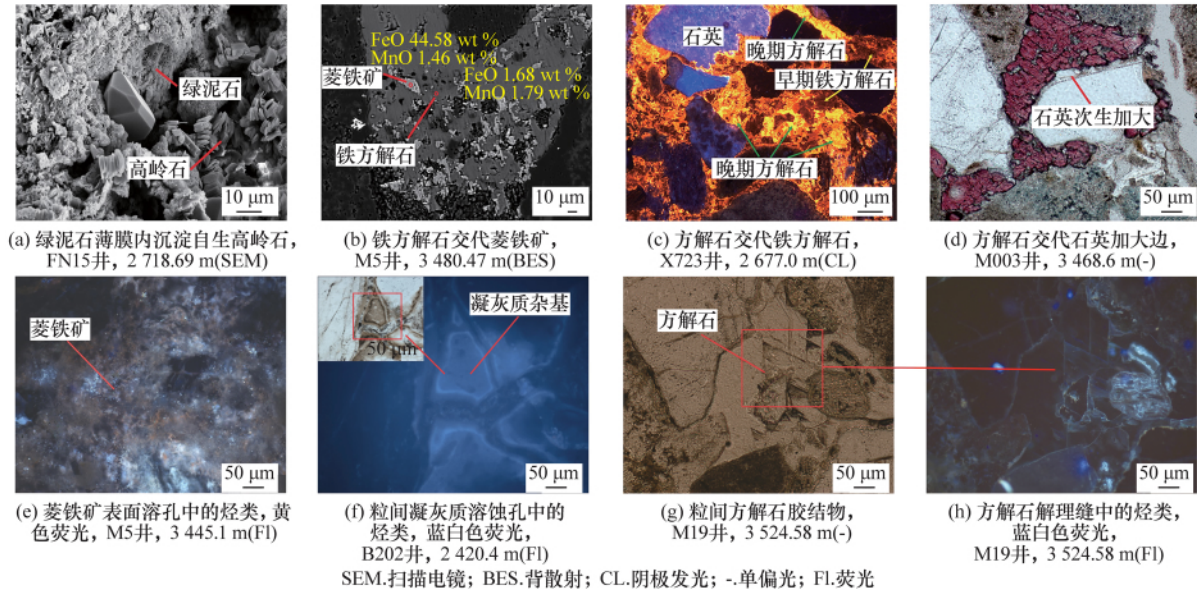


图 6 百口泉组储层自生矿物交代关系和荧光特征

Fig.6 Metasomatism of authigenic minerals and fluorescence characteristics in Baikouquan formation reservoir

研究区方沸石胶结物分布局限,且多被强烈溶蚀,相关研究表方沸石形成温度较低,一般形成于早期浅埋藏的碱性环境^[47],形成时期与菱铁矿近似.因此认为方沸石与菱铁矿同期胶结.

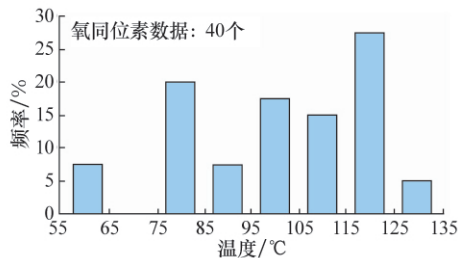


图 7 百口泉组储层碳酸盐胶结物沉淀温度分布

Fig.7 Precipitation temperature distribution of carbonate cements in Baikouquan formation reservoir

综合上述分析,百口泉组储层胶结溶解序列为:绿泥石膜胶结→菱铁矿/方沸石胶结→凝灰质杂基/长石/岩屑/菱铁矿/方沸石溶蚀,自生高岭石/孔隙充填式绿泥石沉淀/石英加大→早期方解石/铁白云石/片钠铝石胶结→凝灰质杂基/长石/岩屑/早期方解石/铁白云石溶蚀,自生高岭石/孔隙充填式绿泥石沉淀→晚期方解石胶结→少量黄铁矿胶结,压实作用贯穿整个埋藏过程.

4.2 储层成岩演化过程

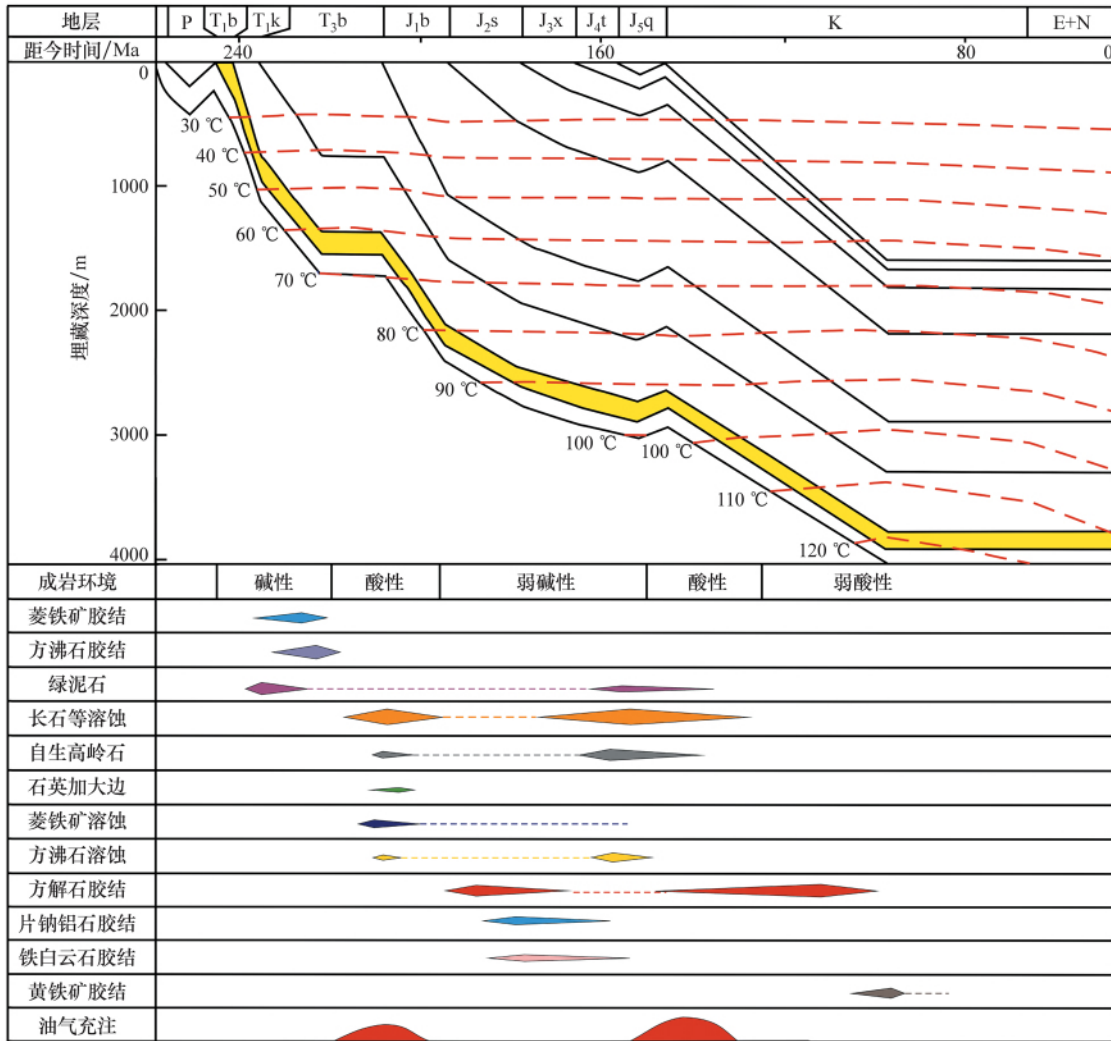
以埋藏史为主线,结合油气充注时期、成岩环境变化,总结储层成岩演化过程.总体上,研究区储

层经历了碱性—酸性—弱碱性—酸性—弱酸性的成岩环境演化过程(图 8),经历了两期油气充注过程,原油主要来源于二叠系佳木河组、风城组和下乌尔禾组,第 1 期发生在晚三叠世—早侏罗世,距今约 220~200 Ma,第 2 期发生在晚侏罗世—早白垩世,距今约 150~125 Ma,以第 2 期油气充注为主^[48].

从三叠世到中白垩世,储层处于持续沉降的状态,距今 249~225 Ma,地层处于快速埋藏阶段,地层底界温度低于 65 °C,岩石处于半固结状态,成岩环境保持沉积初期的碱性还原环境^[48].这种低温、碱性还原条件,有利于绿泥石薄膜、方沸石及菱铁矿等胶结物的沉淀.

距今约 220 Ma,地层温度达到 70 °C,发生第 1 次油气充注,油气沿不整合及断裂进入储层.受有机酸影响,成岩环境由碱性转化为酸性,长石、凝灰质杂基、早期沉淀的方沸石、菱铁矿等酸不稳定性物质开始溶蚀,同时伴随自生高岭石、绿泥石的沉淀以及石英加大边的形成.证据为菱铁矿、部分长石、岩屑颗粒的表面溶蚀孔中保留早期油气充注的痕迹,呈黄色荧光(图 6e).随着溶蚀的进行,有机酸浓度降低,岩屑、长石在溶蚀过程产生的 Fe²⁺, Mg²⁺, Ca²⁺ 等碱性金属离子进入孔隙水中,成岩环境由酸性逐渐变为弱碱性,为铁方解石沉淀提供物

质基础.该时期地层温度约为 80 °C,与氧同位素计算的铁方解石沉淀温度吻合(图 8).因此,铁方解石 主要在第 1 期油气充注之后形成.



P.二叠系; T₁.百口泉组; T₂k.克拉玛依组; T₂b.白碱滩组; J₁.八道湾组; J₂.三工河组; J₃.西山窑组; J₄.头屯河组; J₅.齐古组; K.白垩系; E+N.古近系和新近系

图 8 百口泉组储层成岩演化史(据文献[48]修改)

Fig.8 Diagenetic evolution history in Baikouquan formation reservoirs

距今 200~170 Ma,在准噶尔盆地西北缘地区发生过相当规模的幔源岩浆喷发^[42-43],后期幔源岩浆 CO₂ 流体进入百口泉组储层,通过交代长石颗粒,在局部地区形成片钠铝石、铁白云石等碳酸盐胶结物^[49].

距今 150 Ma,发生第 2 期油气充注,下部油气沿着燕山运动造成的深大断裂及其次级断裂向上运移至三叠系储层^[35],成岩环境变为酸性.凝灰质、岩屑、长石再次发生溶蚀,并在次生溶蚀孔隙中保留大量晚期油气充注的痕迹,呈蓝白色荧光(图 6f).同时,下部烃源岩地层在高温作用下,羧酸阴离子发生热脱羧产生大量 CO₂,一方面有机酸浓度逐渐降低,另一方面岩屑等物质的溶蚀产生 Fe²⁺,Ca²⁺ 等离子,储层中碱金属离子进一步富集,使成岩环境变为弱酸性,有机质脱羧形成的

CO₂ 则为方解石沉积提供碳源.也就是说,第 2 期油气之后,晚期方解石开始沉淀,该期方解石解理缝中可见晚期油气的痕迹,呈蓝白色荧光(图 6g~6h).此外,该期方解石的同位素测温及富 Mn 的特征为此提供了有利的证据.一方面,氧同位素计算的晚期方解石的形成温度与此时的地温(为 100~110 °C)有较好的匹配关系.另一方面,电子探针数据显示,晚期方解石中 Mn 元素含量较高,而研究表明,Mn 元素的含量和储层中含油气的丰度具有良好的正相关关系^[50],富晚期油气的酸性流体沿着断裂向上运移的过程中,沿途对二叠系火山岩进行溶蚀,使有机流体中富集大量的 Mn²⁺ 离子,当这类有机流体进入储层,与储层发生水岩反应,最终可形成与油气充注同期的富 Mn 方解石胶结物^[51].

5 孔隙度演化规律及其油气意义

在明确储层演化特征的基础上,通过定量计算恢复孔隙演化过程,是比较各类成岩作用对储层储集性能影响的重要思路.以成岩演化序列约束下的地质历史时期储层孔隙度恢复方法为指导^[52],开展地质历史时期储层孔隙度演化规律研究.1) Beard 等^[52]通过实验建立的求取原始孔隙度的经验公式 $\varphi_0 = 20.91 + 22.9/S_0$,所求取储层的原始孔隙度平均值为 35.62%,因此取研究区储层原始孔隙度值为 36%;2) 选取 37 块样品,借助铸体薄片,利用蔡司 Axio Scope A1 光学显微镜拍摄 3 行×3 列共 9 个视域进行拼接,然后利用 IPP Image-Pro Plus 6.0 图像分析软件统计其面孔率值,建立面孔率与孔隙度之间的函数关系;3) 利用上述图像分析软件,定量统计各胶结、溶蚀作用对面孔率的贡献量,利用函数关系,计算得到各胶结、溶蚀作用对应孔隙度的贡献量,进行成岩序列约束下的孔隙度反演;4) 选取以压实作用为主的样品,埋藏深度范围为 928.9~3 851.4 m,根据其孔隙度值和深度,建立正常压实图版;5) 根据正常压实图版,进行机械压实校正,结合各关键成岩作用发生的时间和深度,确定实际孔隙度的演化过程.

以 M18 井 3 852.6 m 砾岩储层为例,原始孔隙

表 1 M18 井砾岩储层孔隙度演化恢复结果(3 852.6 m)
Table 1 Results of recovery of porosity evolution in Well M18

关键成岩事件	发生时间/ Ma	成岩作用发生时 古埋深/m	胶结、溶蚀面孔率/ %	胶结、溶蚀孔隙度/ %	机械压实孔隙度 校正量/%	实际恢复孔隙度/ %
沉积初期	249	0	0	0	0	36.00
绿泥石薄膜	239	490	0	0	12.40	23.60
长石、岩屑溶蚀	220	1 550	3.28	6.98	11.30	12.30
自生高岭石	220	1 550	0.73	1.51	11.30	12.30
方解石胶结	142	2 720	0.49	1.16	5.10	12.67
黄铁矿胶结	105	3 615	0	0	1.15	10.46
现今	0	3 853			0.15	10.31(实测)

研究区成岩作用复杂多样,是储层非均质性和油气差异富集的重要原因.在储层孔隙演化规律探讨的基础上,对比不同区块储层的主要成岩作用差异和油气充注差异,并结合试油解释资料,将工区储层划分为三大类型.

I 类储层为强压实改造型储层,其溶蚀作用和胶结作用均较弱(如 M003 井,3 497.0 m),是研究区分布最广的一类储层,岩性包括砾岩、粗砂岩、中砂岩和细砂岩.储层现今孔隙度范围为 5.3%~10.7%,平均值为 6.35%,物性较差,压实作用是导致储层孔隙度损失的主要因素(图 10b).压实减孔量占总减孔量的 93.89%,溶蚀作用的绝对减孔量

约为 36%,进行孔隙度演化规律研究.距今约 249 Ma 时,百口泉组开始沉积;距今约 239 Ma 时,埋深约为 490 m,机械压实造成储层损失的孔隙度为 12.4%,恢复的储层孔隙度为 23.6%(36.0% - 12.4%);距今约 220 Ma 时,储层埋藏深度约为 1 550 m,绿泥石薄膜对储层孔隙度的影响可忽略,压实损失的孔隙度为 11.3%,恢复的储层孔隙度为 12.3%(23.6% - 11.3%);距今约 142 Ma 时,储层埋藏深度约 2 720 m,长石、岩屑等溶蚀增加的孔隙度为 6.98%,自生高岭石沉淀使孔隙度减少 1.51%,正常压实损失孔隙度为 5.1%,恢复的储层孔隙度为 12.67%(12.3% + 6.98% - 1.51% - 5.1%),为低孔隙度储层;距今约 105 Ma 时,地层埋深约为 3 615 m,此时方解石胶结使孔隙度减少 1.06%,此时储层中胶结物含量小于 5%,仍为正常压实,损失孔隙度为 1.15%,恢复的储层孔隙度为 10.46%(12.67% - 1.06% - 1.15%);现今储层埋藏深度 3 852.6 m,实测孔隙度为 10.31%,为低孔隙度储层(表 1,图 10a).可见,压实作用是孔隙度减小的主要原因,但溶蚀作用极好地改善了储层物性.结合两期油气充注时间,该样品点在第 2 期油气充注前形成大量次生溶蚀孔隙,有利于油气充注.

约 1.29%. I 类储层在第 2 期油气充注前为特低-低孔型储层,整体的勘探潜力有限.

II 类储层为碳酸盐强胶结改造型储层,该类储层可进一步分为 II₁ 和 II₂ 两小类. II₁ 类储层(如 M5 井,3 479.57 m)位于 M5 井区,主要岩性为砾岩和粗砂岩,杂基含量较低.压实作用、早期菱铁矿和铁方解石胶结作用是储层致密的主控因素(图 10c),其中早期碳酸盐胶结减孔量占总减孔量的 21.56%,压实减孔占 78.44%.可见压实作用是主要的减孔因素,但胶结是储层致密的决定性因素.从试油解释结论来看(表 2),多为致密层,含油性差,勘探潜力有限(图 11). II₂ 类储层(如 X723 井,

2 818.81 m)位于 X723 井区,主要岩性为砾岩和粗砂岩,杂基含量较低,压实作用和富锰方解石胶结作用是储层致密的主控因素(图 10d).通常情况下胶结作用使储层孔隙度减少,但该类储层试油结果显示含油性较好(图 11),日产油量为 1.44~4.36 t

(表 2).从孔隙度演化规律来看,在第 2 期油气充注之前,储层为中低孔储层,富锰方解石与第 2 期油气充注同期形成,储层在第 2 期油气充注过程中形成特低孔储层,因而储层的含油性较好,勘探潜力较好.

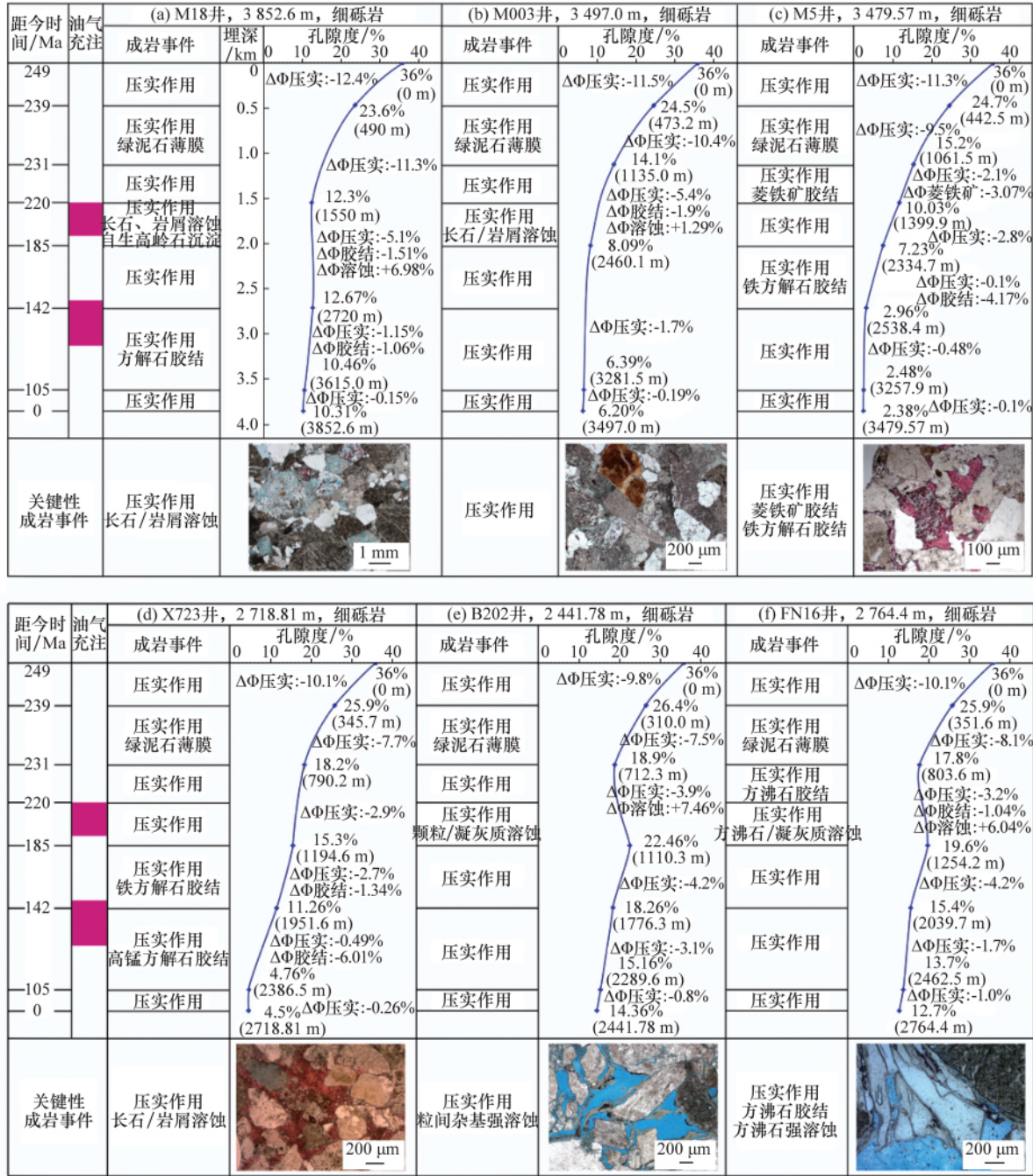


图 10 三叠系百口泉组储层孔隙度演化分析
Fig.10 Porosity evolution analysis of Triassic Baikouquan formation

表 2 三叠系百口泉组储层试油数据
Table 2 Test data of Triassic Baikouquan formation reservoir

井号	顶界深度/ m	底界深度/ m	产油量/ (t · d ⁻¹)	产气量/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	试油结论	w(方解石)/ %	孔隙度/ %
X723	2 726.0	2 743.0	1.51	0	油水层	3.61	5.99
X723	2 669.5	2 687.0	3.75	0	油层	5.86	7.18
X93	2 727.0	2 737.0	3.45	0.675	油层		8.34

续表 2

井号	顶界深度/ m	底界深度/ m	产油量/ (t · d ⁻¹)	产气量/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	试油结论	w(方解石)/ %	孔隙度/ %
X94	2 914.0	2 923.0	1.44	0	含油层		5.72
X94	2 835.0	2 876.0	4.36	0.834	油层		8.20
X94	2 792.0	2 827.0	3.38	0	油层		7.36
M18	3 898.0	3 920.0	33.23	0.690	油层		12.33
M18	3 065.0	3 076.5	2.38	0	含油层		7.50
M19	3 522.0	3 538.0	9.92	0.343	油层	5.9	9.49
FN16	2 762.0	2 773.0	10.46	0	油层	1.22	10.59
FN16	2 810.0	2 817.0	1.92	0	含油层	0.85	7.80

Ⅲ类储层为强溶蚀改造型储层(如 B202 井, 2 441.78 m和 FN16 井, 2 764.4 m), 主要位于 B202 井区、M18 井区和 FN16 井区, 主要为砾岩, 凝灰质杂基含量较高. 压实作用是储层孔隙度降低的主控因素, 但后期溶蚀改造使储层物性变好(图 10a, 10e, 10f). 溶蚀作用的绝对增孔量约为 6.83%. 从孔隙度演化曲线来看, 在第 1 期油气充注时, 储

层压实作用较弱, 原生孔隙得以保存, 有利于油气充注, 在第 2 期油气充注之前, 虽然经历了较强的压实作用, 但凝灰质杂基、方沸石等物质发生强烈溶蚀, 使储层物性得到极大的改善, 储集空间以次生溶蚀孔隙为主. 从试油成果来看, 这类储层试油成果最佳, 日产油量为 1.92~33.23 t(表 2), 是本工区勘探最优的储层.

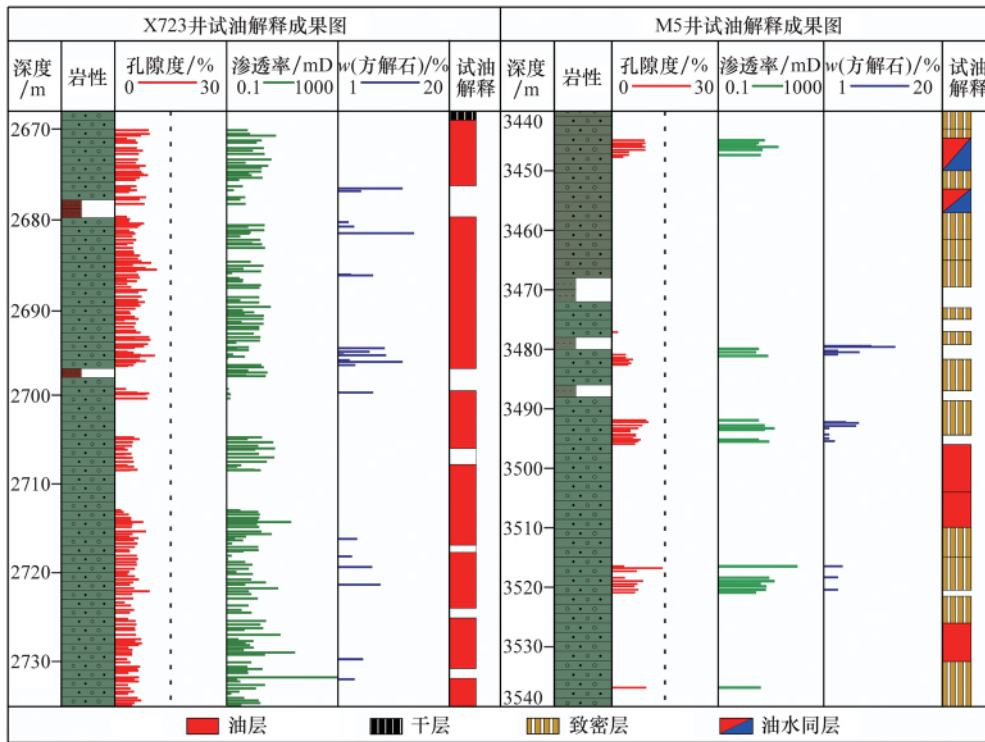


图 11 三叠系百口泉组Ⅱ类储层试油解释成果

Fig.11 Oil test interpretation of type II reservoir in Triassic Baikouquan formation

以薄片资料为主导, 结合孔渗测试数据和试油成果资料, 对玛湖凹陷北斜坡区过 M18—M101—M001—M5—M19—X723 井和过 B202—AH7—M009—M20 井百口泉组储层的两条连井剖面特征开展相关研究(图 12 和图 13), 以明确三大类储层在平面上的分布规律. 总的来说, I 类储层在整个研究区均有发育, II₁ 类储层分布范围较为局

限, II₂ 类储层主要分布在研究区的北东部, III 类储层则主要分布在研究区的北西部(图 14). III 类储层在 B202, M18 等工区西部的井区发育较广, 垂向上多分布在厚层砂砾岩体的中部, 储层的横向连续性较好. 由西向北东方向, III 类储层逐渐减少, 逐渐过渡为 II₁ 和 II₂ 类储层, 但 II₁ 类储层的横向连续性较差, 仅在 M5 井区可见. 在研究区北东部, 则以

II₂ 类储层为主, III 类储层也有少量发育.

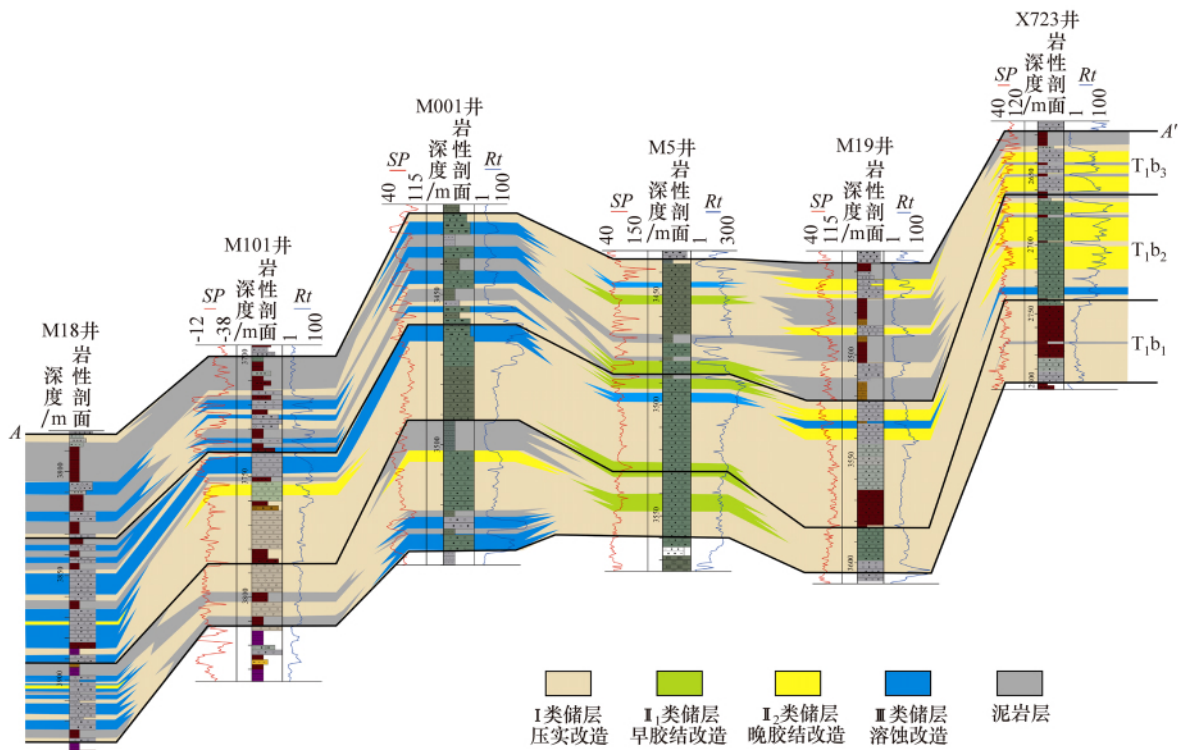


图 12 M18—M101—M001—M5—M19—X723 井百口泉组连井剖面

Fig.12 Connecting well section of Baikouquan formation through wells M18-M101-M001-M5-M19-X723

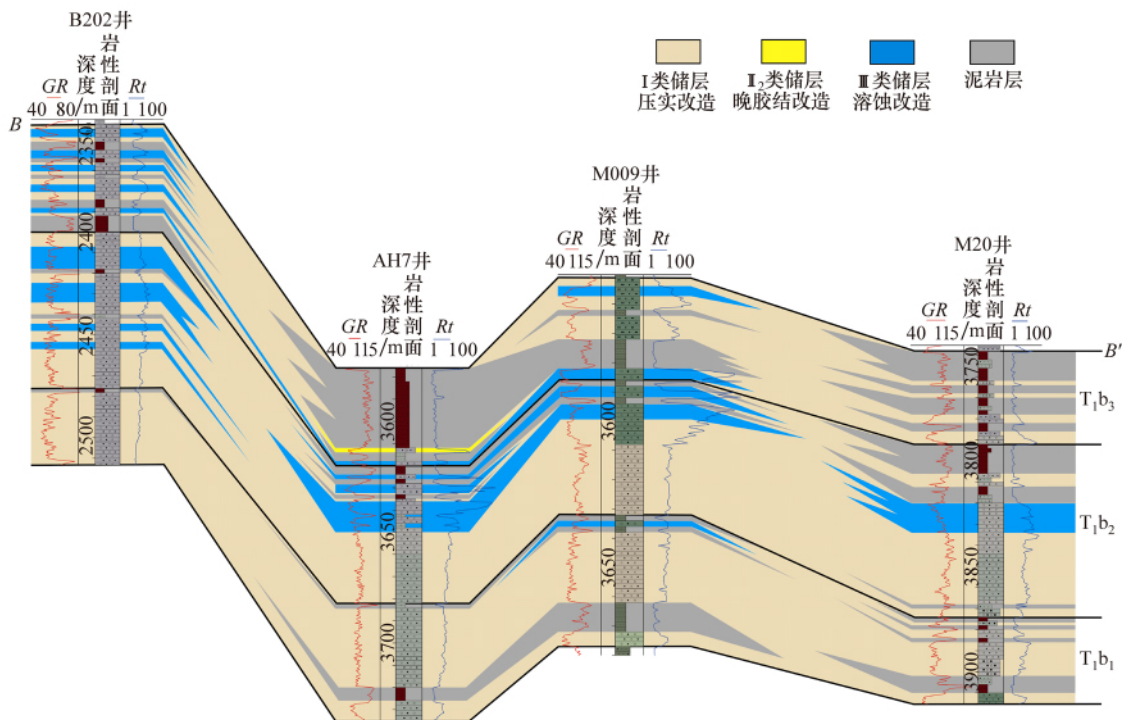


图 13 B202—AH7—M009—M20 井百口泉组连井剖面

Fig.13 Connecting well section of Baikouquan formation through wells B202-AH7-M009-M20

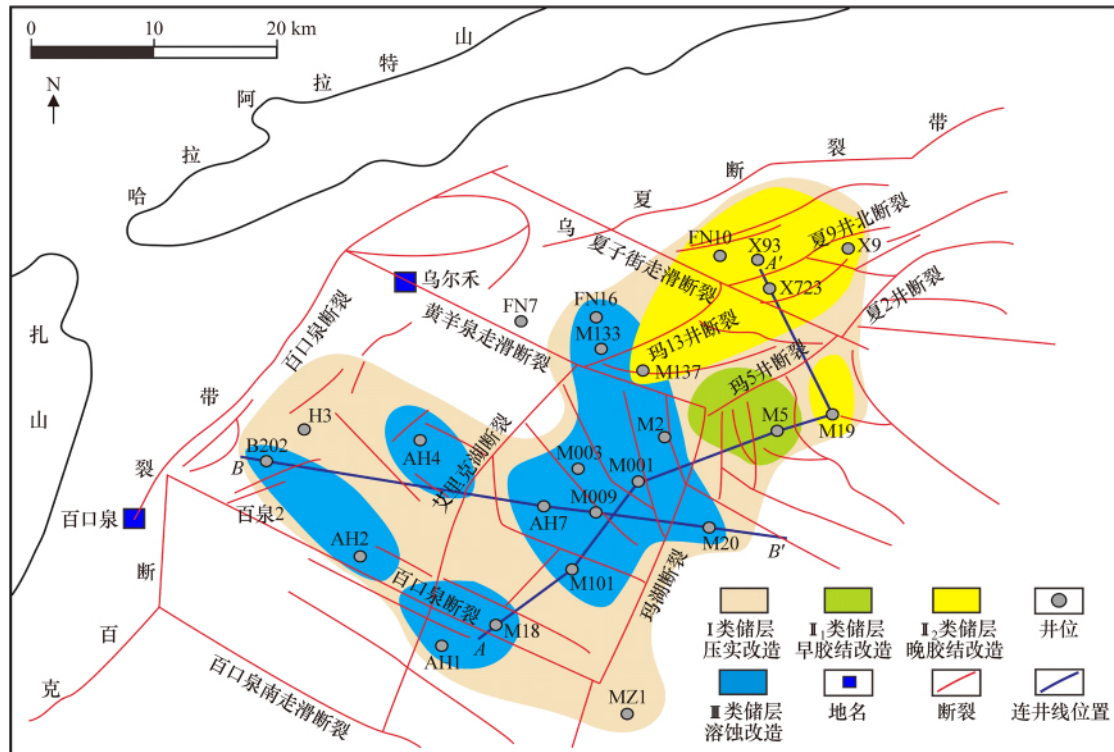


图 14 玛湖凹陷北斜坡区百口泉组储层平面分布

Fig.14 Reservoirs distribution of Baikouquan formation in northern slope zone of Mahu depression

6 结 论

1) 玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组储层岩石类型以砾岩为主, 其次为粗砂岩, 其中砾岩的砾石成分为凝灰岩岩屑、花岗岩岩屑、霏细岩岩屑、玄武岩岩屑、板岩及沉积岩岩屑等, 砂岩类型为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩, 储层以特低-低孔隙度、超低渗透率储层为主。

2) 百口泉组储层经历了复杂的成岩作用改造, 在碱性—酸性—弱碱性—酸性—弱酸性的成岩环境演化过程及两期油气充注的影响下, 储层中的胶结、溶蚀作用序列为: 绿泥石膜胶结→菱铁矿/方沸石胶结→凝灰质杂基/长石/岩屑/菱铁矿/方沸石溶蚀, 自生高岭石/孔隙充填式绿泥石沉淀/石英加大→早期方解石/铁白云石/片钠铝石胶结→凝灰质杂基/长石/岩屑/早期方解石/铁白云石溶蚀, 自生高岭石/孔隙充填式绿泥石沉淀→晚期方解石胶结→少量黄铁矿胶结, 压实作用贯穿整个埋藏过程。

3) 对比不同区块储层孔隙演化特征、油气充注差异, 综合试油解释成果, 总结出 3 种成因类型的储层: I 类强压实改造型储层和 II₁ 类早期碳酸盐强胶结改造型储层在晚期油气充注前就形成特低孔储层, 其中 I 类储层压实作用对孔隙度的影响最大, 其减孔量占总减孔量的 93.89%, 溶蚀作用绝

对增孔量为 1.29%, 而 II₁ 类压实作用占总减孔量的 78.44%, 早期碳酸盐胶结减孔量占总减孔量的 21.56%, 二者勘探潜力较差; II₂ 类晚期碳酸盐强胶结改造型储层, 碳酸盐胶结物与晚期油气充注同期形成, 现今虽为特低孔储层, 但含油性较好, 具有一定的勘探潜力; III 类强溶蚀改造型储层, 溶蚀作用绝对增孔量约为 6.83%, 对储层物性有较大的改善, 且次生溶蚀孔隙发育且保存较好, 现今为中低孔储层, 勘探潜力最大。

7 参 考 文 献:

- [1] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8):1093-1132.
- [2] SCHMOKER J. Sandstone porosity as function of thermal maturity[J]. Geology, 1988, 16(12): 1007-1010.
- [3] HENARES S, CARACCILO L, CULTRONE G, et al. The role of diagenesis and depositional facies on pore system evolution in a Triassic outcrop analogue (SE Spain)[J]. Marine & Petroleum Geology, 2014, 51(2):136-151.
- [4] 盛 军, 孙 卫, 解腾云, 等. 苏里格气田东南部盒 8 段储层成岩作用研究及其孔隙演化模式定量分析[J]. 地质科技情报, 2015, 34(1):20-27.

- SHENG Ju, SUN Wei, JIE Tengyun, et al. Diagenesis of He-8 reservoir and its quantitative analysis of porosity evolution model in southeast Sulige gas field [J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(1): 20-27.
- [5] 施振生, 李熙喆, 董大忠, 等. 致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化: 以川西南上三叠统为例 [J]. 地学前缘, 2018, 25(2): 179-190.
- SHI Zhensheng, LI Xizhe, DONG Dazhong, et al. Diagenesis and pore evolution of tight sandstone reservoir: a case study from the Upper Triassic reservoir of the southwest Sichuan basin, China [J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(2): 179-190.
- [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 Sifa, 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] 张璞瑜. 克拉玛依二叠系粗碎屑储集体中自生沸石的析出与孔隙演化 [J]. 新疆石油地质, 1985, 6(2): 30-47.
- ZHANG Puyu. Diagenesis Zeolite precipitation and pore evolution of Elastic reservoir of Permian in Karamay [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1985, 6(2): 30-47.
- [8] 吴恩江, 韩宝平, 王桂梁. 红层中水-岩作用微观信息特征及对孔隙演化的影响: 以兖州矿区为例 [J]. 中国矿业大学学报, 2005, 34(1): 126-131.
- WU Enjiang, HAN Baoping, WANG Guiliang. Micro-Information of water-rock interaction and its influence on pore evolution of red-bed in Yanzhou mining area [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2005, 34(1): 126-131.
- [9] 周志恒, 钟大康, 凡 睿, 等. 致密砂岩中岩屑溶蚀及其伴生胶结对孔隙发育的影响: 以川东北元坝西部须二下亚段为例 [J/OL]. 中国矿业大学学报, 2019, 5(3): 593-603 (2019-03-23). <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1152.td.20190110.1122.002.html>
- ZHOU Zhiheng, ZHONG Dakang, FAN Rui, et al. Effect of dissolution of rock fragments and its associated cementation on pore evolution: A case study of the lower sub-member of the second member of Xujiahe formation in the west of Yuanba area, northeastern Sichuan basin [J/OL]. Journal of China University of Mining & Technology, 2019, 5(3): 593-603 (2019-03-23). <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1152.td.20190110.1122.002.html>.
- [10] 施和生, 雷永昌, 吴梦霜, 等. 珠一坳陷深层砂岩储层孔隙演化研究 [J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 169-175.
- SHI Hesheng, LEI Yongchang, WU Mengshuang, et al. Research on the evolution of pores in deep sandstone reservoir in ZHU1 depression [J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(1): 169-175.
- [11] 罗文军, 彭 军, 杜敬安, 等. 川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化: 以大邑地区为例 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 287-295.
- LUO Wenjun, PENG Jun, DU Jingan, et al. Diagenesis and porosity evolution of tight sand reservoirs in the 2nd member of Xujiahe formation, western Sichuan depression: An example from Dayi region [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 287-295.
- [12] 刘 勇, 徐国盛, 曾 兵, 等. 东海盆地西湖凹陷花港组储层孔隙演化与油气充注关系 [J]. 石油实验地质, 2018, 40(2): 168-176.
- LIU Yong, XU Guosheng, ZENG Bing, et al. Relationship between porosity evolution and hydrocarbon charging in tight sandstones reservoirs in Oligocene Huagang formation, Xihu sag, East China Sea basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(2): 168-176.
- [13] 王 斌, 孙 卫, 白云云, 等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区长 6₁ 段致密砂岩储集层成岩作用与孔隙演化 [J]. 新疆石油地质, 2018, 39(4): 430-438.
- WANG Bin, SUN Wei, BAI Yunyun, et al. Diagenesis and pore evolution of tight sandstone reservoir of Chang 6₁ Member in Jiyuan area, Ordos basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(4): 430-438.
- [14] 林承焰, 孙小龙, 马存飞, 等. 西湖凹陷中央反转构造带花港组储层物性演化 [J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(4): 820-829.
- LIN Chengyan, SUN Xiaolong, MA Cunfei, et al. Physical property evolution of Huagang formation in central inversion tectonic belt in Xihu depression [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2017, 46(4): 820-829.
- [15] 匡立春, 唐 勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组扇控大面积岩性油藏勘探实践 [J]. 中国石油勘探, 2014, 19(6): 14-23.
- KUANG Lichun, TANG Yong, LEI Dewen, et al. Exploration of fan-controlled large-area lithologic oil reservoirs of Triassic Baikouquan formation in slope zone of Mahu depression in Junggar basin [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(6): 14-23.
- [16] 张顺存, 邹妞妞, 史基安, 等. 准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组沉积模式 [J]. 石油与天然气地质, 20190110.1122.002.html.

- 2015, 36(4): 640-650.
- ZHANG Shuncun, ZOU Niuniu, SHI Ji'an, et al. Depositional model of the Triassic Baikouquan formation in Mabei area of Junggar basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 640-650.
- [17] 瞿建华, 张顺存, 李 辉, 等. 玛北地区三叠系百口泉组油藏成藏控制因素[J]. 特种油气藏, 2013, 20(5): 51-56.
- QU Jianhua, ZHANG Shuncun, LI Hui, et al. Evaluation on the control factors of Chang 8 reservoir properties in Jiyuan area by multiple linear stepwise regression[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2013, 20(5): 51-56.
- [18] 孟祥超, 陈能贵, 苏 静, 等. 砂砾岩体不同岩相油气充注期储集性能差异及成藏意义: 以玛湖凹陷西斜坡区百口泉组油藏为例[J]. 沉积学报, 2016, 34(3): 606-614.
- MENG Xiangchao, CHEN Nenggui, SU Jing, et al. Reservoir property diversity of different lithofacies in sandy conglomerate during oil-gas injection period and reservoir-formation Significance: A case from Baikouquan formation in west slope of Mahu depression, Junggar basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016, 34(3): 606-614.
- [19] 邹妞妞, 张大权, 史基安, 等. 准噶尔西北缘玛北地区扇三角洲砂砾岩岩相分类及储集意义[J]. 地质学报, 2017, 91(2): 440-452.
- ZOU Niuniu, ZHANG Daquan, SHI Ji'an, et al. Lithofacies classification of glutenite in the fan delta of the Mabei area in the northwestern Junggar basin and its reservoirs significance [J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(2): 440-452.
- [20] 于兴河, 瞿建华, 谭程鹏, 等. 玛湖凹陷百口泉组扇三角洲砾岩岩相及成因模式[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 619-627.
- YU Xinghe, QU Jianhua, TAN Chengpeng, et al. Conglomerate lithofacies and origin models of fan deltas of Baikouquan formation in Mahu sag, Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 619-627.
- [21] 张顺存, 史基安, 常秋生, 等. 岩性相对玛北地区百口泉组储层的控制作用[J]. 中国矿业大学学报, 2015, 44(6): 1017-1024.
- ZHANG Shuncun, SHI Ji'an, CHANG Qiusheng, et al. Controlling effect of lithofacies on reservoirs of Baikouquan formation in Mabei area[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2015, 44(6): 1017-1024.
- [22] 谭开俊, 王国栋, 罗惠芬, 等. 准噶尔盆地玛湖斜坡区三叠系百口泉组储层特征及控制因素[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(6): 83-88.
- TAN Kaijun, WANG Guojun, LUO Huifen, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of the Triassic Baikouquan formation in Mahu slope area, Junggar basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(6): 83-88.
- [23] 况 晏, 司马立强, 瞿建华, 等. 致密砂砾岩储层孔隙结构影响因素及定量评价: 以玛湖凹陷玛 131 井区三叠系百口泉组为例[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(4): 91-100.
- KUANG Yan, SIMA Liqiang, QU Jianhua, et al. Influencing factors and quantitative evaluation for pore structure of tight glutenite reservoir: A case of the Triassic Baikouquan formation in Ma 131 well field, Mahu sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(4): 91-100.
- [24] 张顺存, 蒋 欢, 张 磊, 等. 准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组优质储层成因分析[J]. 沉积学报, 2014, 32(6): 1171-1180.
- ZHANG Shuncun, JIANG Huan, ZHANG Lei, et al. Genetic Analysis of the high quality reservoir of Triassic Baikouquan formation in Mabei region, Junggar basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(6): 1171-1180.
- [25] 瞿建华, 张 磊, 吴 俊, 等. 玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩储集层特征及物性控制因素[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(1): 1-6.
- QU Jianhua, ZHANG Lei, WU Jun, et al. Characteristics of sandy conglomerate reservoirs and controlling factors on physical properties of Baikouquan formation in the western slope of Mahu sag, Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(1): 1-6.
- [26] 陈 波, 王子天, 康 莉, 等. 准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组储层成岩作用及孔隙演化[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2016, 46(1): 23-35.
- CHEN Bo, WANG Zitian, KANG Li, et al. Diagenesis and pore evolution of Triassic Baikouquan formation in Mabei region, Junggar basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2016, 46(1): 23-35.
- [27] 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(增 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(Sup 1): 50-63.
- [28] 靳 军, 康 逊, 胡文瑄, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩储层成岩作用及对储集性能的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(2): 323-333. JIN Jun, KANG Xun, HU Wenxuan, et al. Diagenesis and its influence on coarse clastic reservoirs in the Baikouquan formation of western slope of the Mahu depression, Junggar basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(2): 323-333.
- [29] 唐 勇, 徐 洋, 瞿建华, 等. 玛湖凹陷百口泉组扇三角洲群特征及分布[J]. *新疆石油地质*, 2014, 35(6): 628-635. TANG Yong, XU Yang, QU Jianhua, et al. Fan-Delta group characteristics and its distribution of the Triassic Baikouquan reservoirs in Mahu sag of Junggar basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2014, 35(6): 628-635.
- [30] 陈永波, 潘建国, 张 寒, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区断裂演化特征及对三叠系百口泉组成藏意义[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(增 1): 11-24. CHEN Yongbo, PAN Jianguo, ZHANG Han, et al. Characteristics of fault evolution in Mahu slope area of Junggar basin and its implications to the reservoir in the Lower Triassic Baikouquan formation[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(Sup 1): 11-24.
- [31] 邹妞妞, 庞 雷, 史基安, 等. 准噶尔盆地西北缘玛北地区百口泉组砂砾岩储层评价[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(增 2): 63-72. ZOU Niuniu, PANG Lei, SHI Ji'an, et al. Reservoirs evolution of glutenite body of Baikouquan formation in Mabei area, NW Junggar basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(Sup 2): 63-72.
- [32] 高长海, 查 明, 曲江秀, 等. 准噶尔盆地西北缘不整合储层流体包裹体特征与油气成藏期次[J]. *天然气工业*, 2015, 35(11): 23-32. GAO Changhai, CHA Ming, QU Jiangxiu, et al. Fluid inclusion characteristics and hydrocarbon accumulation stages of unconformable reservoirs in the northwest margin of the Junggar basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(11): 23-32.
- [33] 张义杰, 曹 剑, 胡文瑄. 准噶尔盆地油气成藏期次确定与成藏组合划分[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(3): 257-262. ZHANG Yijie, CAO Jian, HU Wenxuan. Timing of petroleum accumulation and the division of reservoir-forming assemblages, Junggar basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(3): 257-262.
- [34] 孙海涛, 钟大康, 刘洛夫, 等. 沾化凹陷沙河街组砂岩透镜体表面与内部碳酸盐胶结作用的差异及其成因[J]. *石油学报*, 2010, 31(2): 246-252. SUN Haitao, ZHONG Dakang, LIU Luofu, et al. Carbonate cementation difference and its origin between exterior and interior surfaces of lenticular sandbody in Shabejie formation of Zhanhua depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(2): 246-252.
- [35] 孙玉善, 刘新年, 张艳秋, 等. 中国西部地区方沸石胶结相与碎屑岩次生优质储集层形成机制[J]. *古地理学报*, 2014, 16(4): 517-526. SUN Yushan, LIU Xinnian, ZHANG Yanqiu, et al. Analcite cementation facies and forming mechanism of high-quality secondary clastic rock reservoirs in western China[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2014, 16(4): 517-526.
- [36] 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(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 Junggarbasin, China[J]. *Sci China Earth Sci*, 2011, 41(11): 1602-1612.
- [37] 令伟伟. 准噶尔盆地东部火烧山地区平地泉组方沸石特征及成因分析[D]. 西安: 西北大学, 2017: 6-30. LING Weiwei. Occurrence and Origin analysis of analcime in Pingdiquan formation, Huoshaoshan area, eastern Junggar basin, Xinjiang, China[D]. Xi'an: Northwest University, 2017: 6-30.
- [38] BARTH W U, KLAMMER D, KOVIC K P. The Formation of Analcime from laumontite in the Smrekovec volcanics, northwest Slovenia: An experimental approach[J]. *Studies in Surface Science and Catalysis*, 1994, 84: 299-305.
- [39] CHIPERA S J, GOFF F, GOFF C J, et al. Zeolitization of intracaldera sediments and rhyolitic rocks in the 1.25Ma lake of Valles caldera, New Mexico, USA[J]. *Journal of Volcanology & Geothermal Research*, 2008, 178(2): 317-330.
- [40] TANG Z, PARNELL J. Diagenesis of analcime-bearing reservoir sandstones: The upper Permian Pingdiquan formation, Junggar basin, Northwest China[J]. *SEPM Journal of Sedimentary Research*, 1997, 67(3): 486-498.
- [41] 黄思静, 谢连文, 张 萌, 等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2004, 31(3): 273-281.

- HUANG Sijing, XIE Lianwen, ZHANG Meng, et al. Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in nonmarine Triassic reservoir sandstones, Ordos basin and Sichuan basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2004, 31(3): 273-281.
- [42] 朱如凯, 邹才能, 张 霖, 等. 致密砂岩气藏储层成岩流体演化与致密成因机理: 以四川 I 盆地上三叠统须家河组为例 [J]. *中国科学(地球科学)*, 2009, 39(3): 327-339.
- ZHU Rukai, ZOU Caineng, ZHANG Nai, et al. Diagenetic fluids evolution and genetic mechanism of tight sandstone gas reservoirs in Upper Triassic Xujiahe formation in Sichuan basin, China [J]. *Science China (Earth Science)*, 2009, 39(3): 327-339.
- [43] 薛莲花, 史基安, 晋慧娟. 辽河盆地沙河街组砂岩中碳酸盐胶结作用对孔隙演化控制机理研究 [J]. *沉积学报*, 1996, 14(2): 104-111.
- XUE Lianhua, SHI Ji'an, JIN Huijuan. Study of controlling mechanism of carbonate cementation on porosity evolution in Lower Tertiary sandstone of the Liaohe basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1996, 14(2): 104-111.
- [44] 高玉巧, 刘 立. 自生片钠铝石的碳氧同位素特征及其成因意义 [J]. *高校地质学报*, 2006, 12(4): 522-529.
- GAO Yuqiao, LIU Li. Carbon-Oxygen Isotopic Characteristics of authigenic dawsonite and its genetic significance [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2006, 12(4): 522-529.
- [45] 郭召杰, 韩宝福, 张元元, 等. 中亚造山带中生代壳幔相互作用特征与过程: 新疆北部幔源岩浆岩系对比研究 [J]. *岩石学报*, 2010, 26(2): 431-439.
- GUO Zhaojie, HAN Baofu, ZHANG Yuanyuan, et al. Mesozoic and Cenozoic crust-mantle interaction in the Central Asian orogenic belt: A comparative study of mantle-derived magmatic rocks in northern Xinjiang [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2010, 26(2): 431-439.
- [46] 徐 新, 陈 川, 丁天府, 等. 准噶尔西北缘早侏罗世玄武岩的发现及地质意义 [J]. *新疆地质*, 2008, 26(1): 9-16.
- XU Xin, CHEN Chuan, DING Tianfu, et al. Discovery of lisa basalt northwestern edge of Junggar basin and its geological significance [J]. *Xinjiang Geology*, 2008, 26(1): 9-16.
- [47] 齐 雯, 潘建国, 王国栋, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区百口泉组储层流体包裹体特征及油气充注史 [J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(增 1): 64-71.
- QI Wen, PAN Jianguo, WANG Guodong, et al. Fluid inclusion and hydrocarbon charge history for the reservoir of Baikouquan formation in the Mahu sag, Junggar basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(Sup 1): 64-71.
- [48] 李 兴, 张立强, 施 辉, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组沉积古环境分析: 以玛 18 井为例 [J]. *岩性油气藏*, 2016, 28(2): 80-85.
- LI Xing, ZHANG Liqiang, SHI Hui, et al. Sedimentary environment of Lower Triassic Baikouquan formation in Mahu sag, Junggar basin: A case study from Ma 18 well [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2016, 28(2): 80-85.
- [49] 高玉巧, 刘 立, 曲希玉. 片钠铝石的成因及其对 CO₂ 天然气运聚的指示意义 [J]. *地球科学进展*, 2005, 20(10): 1083-1088.
- GAO Yuqiao, LIU Li, QU Xiyu. Genesis of dawsonite and its indication significance of CO₂ migration and accumulation [J]. *Advances in Earth Science*, 2005, 20(10): 1083-1088.
- [50] 曹 剑, 胡文瑄, 姚素平, 等. 准噶尔盆地储层中的锰元素及其原油运移示踪作用 [J]. *石油学报*, 2009, 30(5): 705-710.
- CAO Jian, HU Wenxuan, YAO Suping, et al. Manganese in reservoir calcite cement and its implication for tracing oil migration in Junggar basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2009, 30(5): 705-710.
- [51] 曹 剑, 胡文瑄, 姚素平, 等. 准噶尔盆地示踪石油运移的无机地球化学新指标研究 [J]. *中国科学(地球科学)*, 2007, 37(10): 1358-1369.
- CAO Jian, HU Wenxuan, YAO Suping, et al. Mn content of reservoir calcite cement: A novel inorganic geotracker of secondary petroleum migration in the tectonically complex Junggar basin (NW China) [J]. *Science in China (Earth Sciences)*, 2007, 37(10): 1358-1369.
- [52] 王艳忠, 操应长, 葱克来, 等. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法: 以济阳拗陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例 [J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1100-1111.
- WANG Yanzhong, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time: A case study from the upper submember of Es4 in the Dongying depression, Jiyang Sub-basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 34(6): 1100-1111.

(责任编辑 姚志昌)