

天然气地球科学
Natural Gas Geoscience
ISSN 1672-1926, CN 62-1177/TE

《天然气地球科学》网络首发论文

题目：准噶尔盆地玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统储层成岩作用与孔隙演化定量研究

作者：谭清文，刘小平，何文军，李娜，杨森，孙彪，张子隆，化祖献

收稿日期：2025-05-12

网络首发日期：2025-07-21

引用格式：谭清文，刘小平，何文军，李娜，杨森，孙彪，张子隆，化祖献. 准噶尔盆地玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统储层成岩作用与孔隙演化定量研究[J/OL]. 天然气地球科学.
<https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20250718.1607.002>



网络首发：在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认：纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188，CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2025.07.004

准噶尔盆地玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统 储层成岩作用与孔隙演化定量研究

谭清文^{1,2}, 刘小平^{1,2}, 何文军³, 李娜³, 杨森³, 孙彪^{1,2},

张子隆^{1,2}, 化祖献^{1,2}

(1. 油气资源与工程全国重点实验室, 中国石油大学(北京) 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球
科学学院 北京 102249; 3. 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)

摘要: 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组是典型的全油气系统实例, 具有丰富的油气资源, 勘探开发前景广阔, 前人主要针对研究区风城组沉积环境、岩石学、储层孔隙结构及物性等方面进行了大量研究, 但是对于成岩演化序列及储层孔隙演化定量的相关研究较为薄弱。综合镜下薄片、扫描电镜、XRD 衍射、高压压汞等资料, 对玛北斜坡风城组的成岩演化序列与孔隙演化进行了精细化的研究, 定量分析了每种成岩作用对三类储层的差异化影响, 讨论了全油气系统储层孔隙演化与成藏过程的耦合关系。结果表明, 玛北斜坡风城组页岩油储层的岩性主要为长英质页岩; 致密油储层的岩性主要为长英质粉砂岩; 常规油储层的岩石类型主要为岩屑长石砂岩。研究区风城组经历了机械压实—多期次胶结—脱玻化—多期次溶蚀综合交替的成岩过程。压实作用和胶结作用是导致玛北斜坡风城组全油气系统储层物性变差的关键性因素, 压实作用使页岩油储层孔隙度减小 26.67%, 致密油储层孔隙度减小 29.41%, 常规油储层孔隙度减小 23.84%, 胶结作用使 3 类储层孔隙度减小 2.5%。溶蚀作用使 3 类储层物性得到一定改善, 其中页岩油储层孔隙度增加 0.78%, 致密油储层孔隙度增加 1.75%, 常规油储层孔隙度增加 2.68%。本次研究明确了玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统的成岩演化序列与孔隙定量演化, 为全油气系统资源潜力评价奠定了基础。

关键词: 风城组; 全油气系统; 储层特征; 成岩作用; 孔隙演化; 玛北斜坡; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.2

0 引言

目前, 全球油气勘探理论不断发展完善^[1-2]。为解决经典含油气系统理论难以涵盖非常规油气富集机理和研究的局限性, 贾承造等^[3]提出了全油气系统理论, 全油气系统是指含油气盆地中一套或多套相互关联的有效烃源岩层系生成的油气, 从生成演化到非常规连续性聚集和常规圈闭中聚集, 以及后期调整改造的全部地质要素与地质过程的自然系统^[4]。有效地阐述了常规与非常规油气有序共生的特征和规律, 并且已经在准噶尔盆地、鄂尔多斯盆地、

收稿日期: 2025-05-12; 修回日期: 2025-07-04.

基金项目: 国家自然科学基金项目“辉绿岩侵入作用对陆相页岩油源储系统的影响机理研究—以苏北盆地为例”(编号: 42072150)资助.

作者简介: 谭清文 (1999-), 男, 陕西安康人, 硕士, 主要从事油气地质勘探
研究.Email:15319850676@163.com.

通信作者: 刘小平(1971-), 男, 安徽无为, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事石油地质学方面的研究.Email:liuxiaoping@cup.edu.cn.

渤海湾盆地、四川盆地等多个盆地的油气勘探中取得了良好的应用效果^[5-11]。

准噶尔盆地玛湖凹陷具有丰富的油气资源^[6,12-13]，先后发现了克百一乌夏、玛湖西斜坡两大百里油气区，据最新的统计显示结果，累计探明石油地质储量达到 $20 \times 10^8 \text{ t}$ ^[14]。玛湖凹陷下二叠统风城组不仅是主力烃源岩，也是重要的储集层^[15-17]。风城组将成为准噶尔盆地未来油气勘探的重要接替层系。

玛湖凹陷风城组属于古老的碱湖沉积环境^[18-20]，受火山活动、碱湖沉积及物源等多种因素的共同影响，玛湖凹陷风城组储层岩性组合复杂多样，可见火山岩、云质岩、碎屑岩等^[21]。风城组特殊的沉积环境和成岩作用也导致了储集空间类型的多样性，主要包括粒间孔、晶间孔、溶蚀孔与裂缝等^[22-23]。前人针对玛湖凹陷风城组的沉积环境与构造演化^[24-25]、岩石学^[26-27]、储集层孔隙结构^[28-29]及页岩油储层物性^[22,30]等方面开展了大量系统的研究。近年来，在全油气系统理论指导下，玛湖凹陷风城组的勘探实践取得重大突破，提交石油地质储量 $3.4 \times 10^8 \text{ t}$ ^[8]，有效证实了风城组全油气系统的存在，针对该系统的全类型储集层、全类型油藏分布及成藏模式等均有报道^[5-8]，但是对于玛北斜坡风城组全油气系统储层的成岩演化序列及储层孔隙演化的定量表征相关研究较为薄弱，制约了油气勘探工作。

因此本文结合玛北斜坡风城组全油气系统的特点，通过镜下薄片、扫描电镜、高压压汞及 X 射线衍射 (XRD) 等分析化验资料，对研究区风城组不同类型储集层的特征、成岩演化序列进行系统研究，在此基础上定量恢复孔隙演化过程，分析讨论了 3 类储层成岩作用的差异性并与全油气系统动态演化相结合，以期为该地区风城组全油气系统研究及勘探部署工作提供指导。

1. 研究区地质概况

准噶尔盆地是我国西部典型的大型叠合含油气盆地之一，玛湖凹陷位于盆地西北缘，凹陷北部被克百断裂带和乌夏断裂带环抱，南部近邻达巴松突起，西部为中拐凸起，东部分布有英西凹陷、三个泉凸起及夏盐凸起 (图 1)，玛湖凹陷总面积约为 $5\,000 \text{ km}^2$ 。研究区玛北斜坡构造上位于盆地内的中央坳陷部位，横跨玛湖凹陷和乌夏断裂带，该地区自晚古生代起经历了海西、印支、燕山和喜马拉雅多期次构造运动，致使构造裂缝发育程度高，并且由下二叠统风城组烃源岩到上三叠统白碱滩厚层盖层形成了完整有效的生、储、盖含油气体系^[25,31-32]。

由于研究区风城组沉积时期受古气候和火山作用的影响，形成了古老的碱湖沉积环境^[18]，风城组整体厚度约为 $800 \sim 1\,800 \text{ m}$ ，自下而上依次发育 3 个层段：风一段 (P_1f_1)、风二段 (P_1f_2)、风三段 (P_1f_3)。风一段沉积早期，半干旱气候，水体较深且淡，弱氧化环境，陆源碎屑物供给少，火山活动强烈，风一段沉积晚期，水体较早期更深，气候湿润，火山活动减弱^[33]。岩性主要为凝灰质岩、玄武岩、白云质泥岩等细粒混积岩为主。风二段沉积早期，湖盆萎缩，气候变得干旱，水体盐度升高并且开始分层，到风二段沉积后期，湖盆进一步萎缩，气候十分干旱，碱性达到最强。岩性主要为云质泥岩、白云岩、泥岩和硅质泥岩^[24]。风三段沉积时期，水体逐渐变浅，气候变得湿润，岩性主要为深灰色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等。

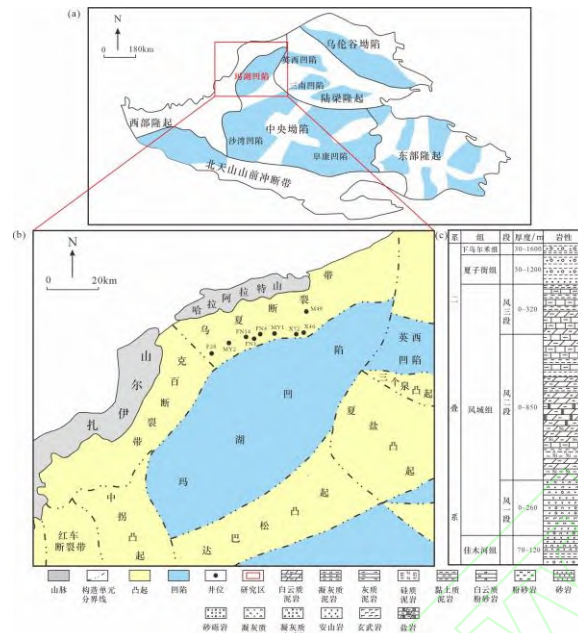


图 1 玛湖凹陷综合地质图

Fig.1 Comprehensive geological map of Mahu Sag

2. 风城组全油气系统分布特征

根据测井与沉积相资料并结合前人的勘探研究,玛湖凹陷北斜坡风城组源岩层系内存在“常规与非常规油气有序共生”的特征,与经典的全油气系统特征一致^[1,3]。玛北斜坡油藏分布受沉积相带控制(图 2),从分布来看位于凹陷区的深湖一半深湖与滨浅湖相主要发育页岩油藏,随着埋深变浅到斜坡浅部的扇三角洲外前缘与内前缘主要发育以致密砂岩为主的致密油藏,直至凹陷边缘的扇三角洲平原主要发育以砂砾岩为主的常规油藏^[6,34-35],形成了一套页岩油致密油常规油有序聚集的全油气系统。

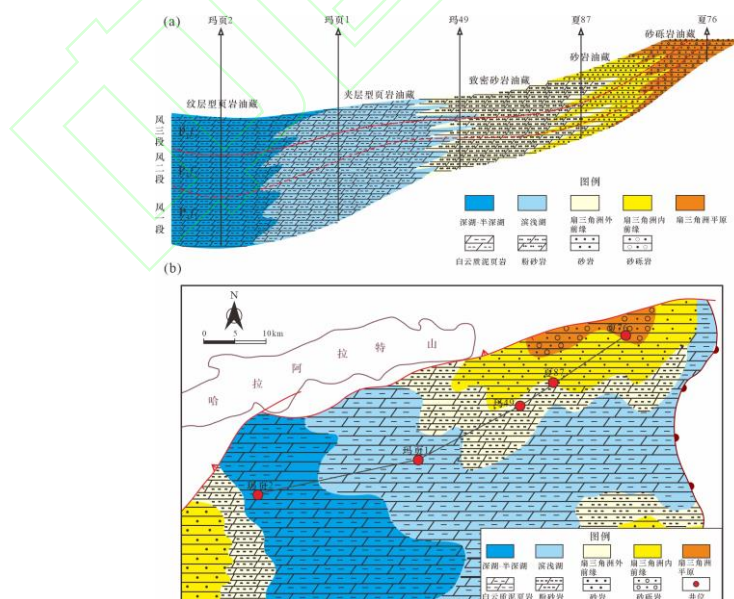


图 2 玛湖凹陷北斜坡全油气系统分布特征

Fig.2 Distribution characteristics of the whole petroleum system on the northern slope of Mahu Sag

3. 风城组全油气系统储层发育特征

3.1 岩石学特征

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组岩石类型复杂多样，本文共统计 189 块样品，针对研究区全油气系统特点总共归为页岩油储层、致密油储层及常规油储层三大类。根据 X 衍射全岩矿物成分结果显示，玛湖凹陷北斜坡风城组页岩油储层的矿物成分主要为石英、长石类矿物（钾长石、斜长石）、碳酸盐矿物（方解石、铁方解石、白云石、铁白云石）及部分黏土矿物。其中，以石英和长石类矿物为主，相对含量为 45.27%~79%，平均为 56.58%；碳酸盐矿物次之，相对含量为 13.61%~58.43%，平均为 26.76%；黏土矿物含量最低，相对含量为 0.51%~25%，平均为 7.57%。根据黏土矿物 X 衍射分析结果显示（图 3），风城组页岩油储层伊蒙混层整体含量较高，平均为 42.23%；其次为伊利石，平均为 30.23%；蒙脱石的平均含量为 11.55%；绿蒙混层的平均含量为 9.87%；绿泥石的平均含量为 5.19%；高岭石的整体含量最低，平均为 0.94%。

致密油储层的矿物成分为石英、长石类矿物（钾长石、斜长石）、碳酸盐矿物（方解石、铁方解石、白云石、铁白云石）及少量黏土矿物。其中石英与长石类矿物的相对含量为 40~85.54%，平均为 64.58%；碳酸盐矿物的相对含量为 11.7%~57%，平均为 27.41%；黏土矿物的相对含量为 1.22%~21%，平均为 8.01%。本文根据矿物组成三端元划分方案，以 50%的矿物组分含量作为划分标准，确定页岩油储层与致密油储层的命名分类。结果表明，风城组页岩油储层的岩性主要为长英质页岩为主，云/灰质页岩和混合质页岩[图 4(a)]；致密油储层的岩性主要为长英质粉砂岩、混合质粉砂岩和碳酸盐质粉砂岩[图 4(b)]。

风城组常规油储层的矿物成分主要为石英、长石类矿物及少量岩屑，根据岩性三角图显示常规油储层的岩石类型主要为岩屑长石砂岩和长石砂岩[图 4(c)]。

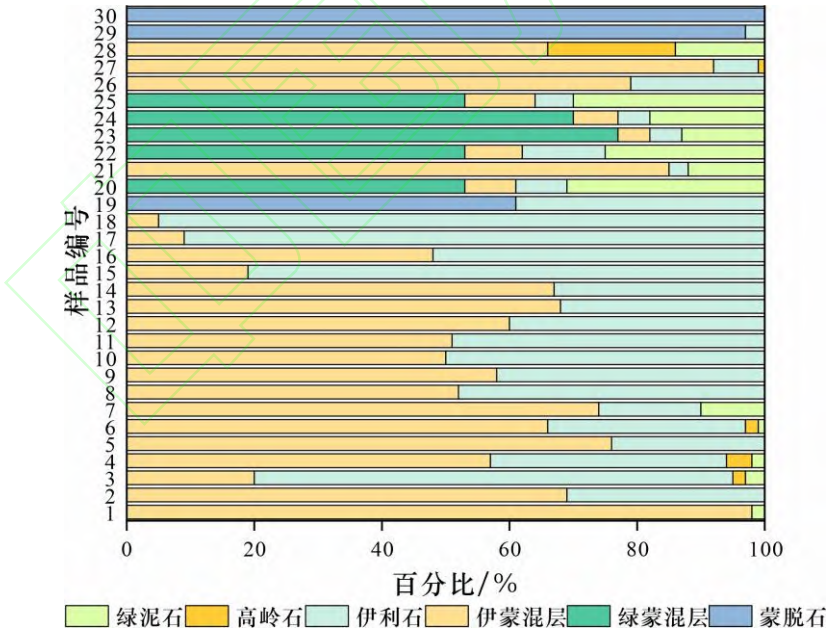


图 3 玛北斜坡风城组页岩油储层黏土矿物组分及相对含量

Fig.3 Clay mineral composition and relative content in shale oil reservoirs of Fengcheng Formation, Northern Slope of Mahu Sag

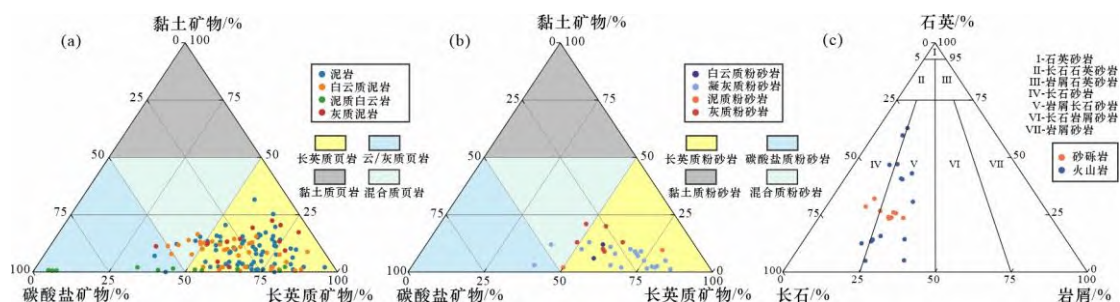


图4 玛北斜坡全油气系统储层岩性分布

Fig.4 Lithology distribution of the whole petroleum system reservoirs in northern slope of Mahu Sag

3.2 储集空间类型及特征

通过对研究区样品进行铸体薄片鉴定、扫描电镜观测等微观实验，结果表明风城组不同类型储层的储集空间类型存在差别，页岩储层多为纳米次生孔隙，主要包括残余粒间孔、晶间孔、溶蚀孔与微裂缝等，粉砂岩储层主要为粒间孔、晶间孔与溶蚀孔。砂砾岩及凝灰岩储层主要为粒间孔及脱玻化形成的微孔。粒间孔[图 5(a)]主要是指存在于矿物颗粒之间的原生孔隙，受压实作用的影响，风城组的原生粒间孔较为少见，现存的大多为一些经过压实和胶结作用后所残留的残余粒间孔，孔径一般为 $0.18\sim 2\mu\text{m}$ ，形状一般为三角形或不规则多边形。晶间孔[图 5(b)，图 5(c)]是指石英、白云石及碱性矿物等发生溶蚀作用形成溶蚀孔后，再经受胶结和压实作用等成岩作用残余下来的孔隙。风城组储层的晶间孔主要发育于石英、白云石等矿物中，常与裂缝和溶蚀孔相伴生，孔径一般为 $45\sim 580\text{ nm}$ ，形状多为不规则状多边形，孔径小，渗透性较差。溶蚀孔[图 5(d)，图 5(e)]是由长石、碳酸盐矿物、硫酸盐矿物或其他可溶组分形成的一种孔隙，是风城组储层重要的储集空间之一，受易溶矿物分布的影响，孔径范围较大，从几十纳米至微米级别均有分布，孔隙形状呈现为不规则多边形。微裂缝[图 5(f)]是一种经压实、收缩和各种构造应力形成的裂隙，风城组的微裂缝大多呈长条状。

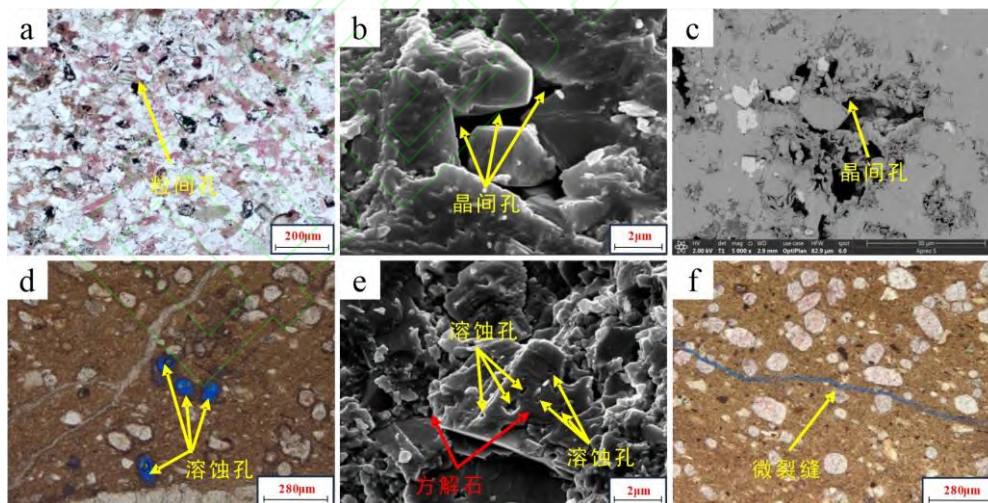


图5 风城组储集空间类型

Fig.5 Reservoir space types in Fengcheng Formation

(a)MH28 井,4 935.28 m, P_1f_2 ,云质细砂岩,粒间孔,铸体;(b)FN4 井,4 579.79 m, P_1f_1 ,矿物颗粒原生晶间孔隙,扫描电镜;(c)MH28 井,4 934.2 m, P_1f_2 ,云质细砂岩,晶间孔,扫描电镜;(d)MY1 井,4 589.97 m, P_1f_3 ,泥岩,溶蚀溶孔,铸体;(e)FC011 井,3 340 m, P_1f_2 ,方解石内溶蚀孔隙,扫描电镜;(f)FN14 井,4 083 m, P_1f_3 ,白云质泥岩,微裂缝,铸体

3.3 孔隙结构特征

借助高压压汞技术能够更多的反应与储层孔隙结构相关的数据，本文通过对 245 块风

城组储层样品的压汞数据（表 1）进行分析，结果表明研究区风城组页岩油储层的孔隙度为 0.2%~7.9%,平均为 1.89%，最大孔喉半径为 0.04 ~0.64 μm ，平均为 0.17 μm ，最大进汞饱和度为 2.57%~75.4%，平均为 40.80%，退汞效率为 9.68%~53.1%，平均为 24.87%，排驱压力为 0.29~19.07 MPa,平均为 6.23 MPa[图 6（a），图 6（b）]。

致密油储层的孔隙度为 0.6%~8.5%,平均为 4.3%，最大孔喉半径为 0.06~1.14 μm ，平均为 0.25 μm ，最大进汞饱和度为 10.37%~89.29%，平均为 45.31%，退汞效率为 8.1%~47.05%，平均为 21.71%，排驱压力为 0.06~13.07 MPa,平均为 4.65 MPa[图 6（c），图 6（d）]。

常规油储层的孔隙度为 1%~14.5%,平均为 7.2%，最大孔喉半径为 0.08~2.67 μm ，平均为 1.33 μm ，最大进汞饱和度为 7.89%~95.4%，平均为 63.72%，退汞效率为 9.65%~43.53%，平均为 28.41%，排驱压力为 0.27~9.62 MPa,平均为 1.76 MPa。整体而言，研究区风城组各类型储层孔喉分布不均匀，非均质性较强[图 6(e)，图 6(f)]。

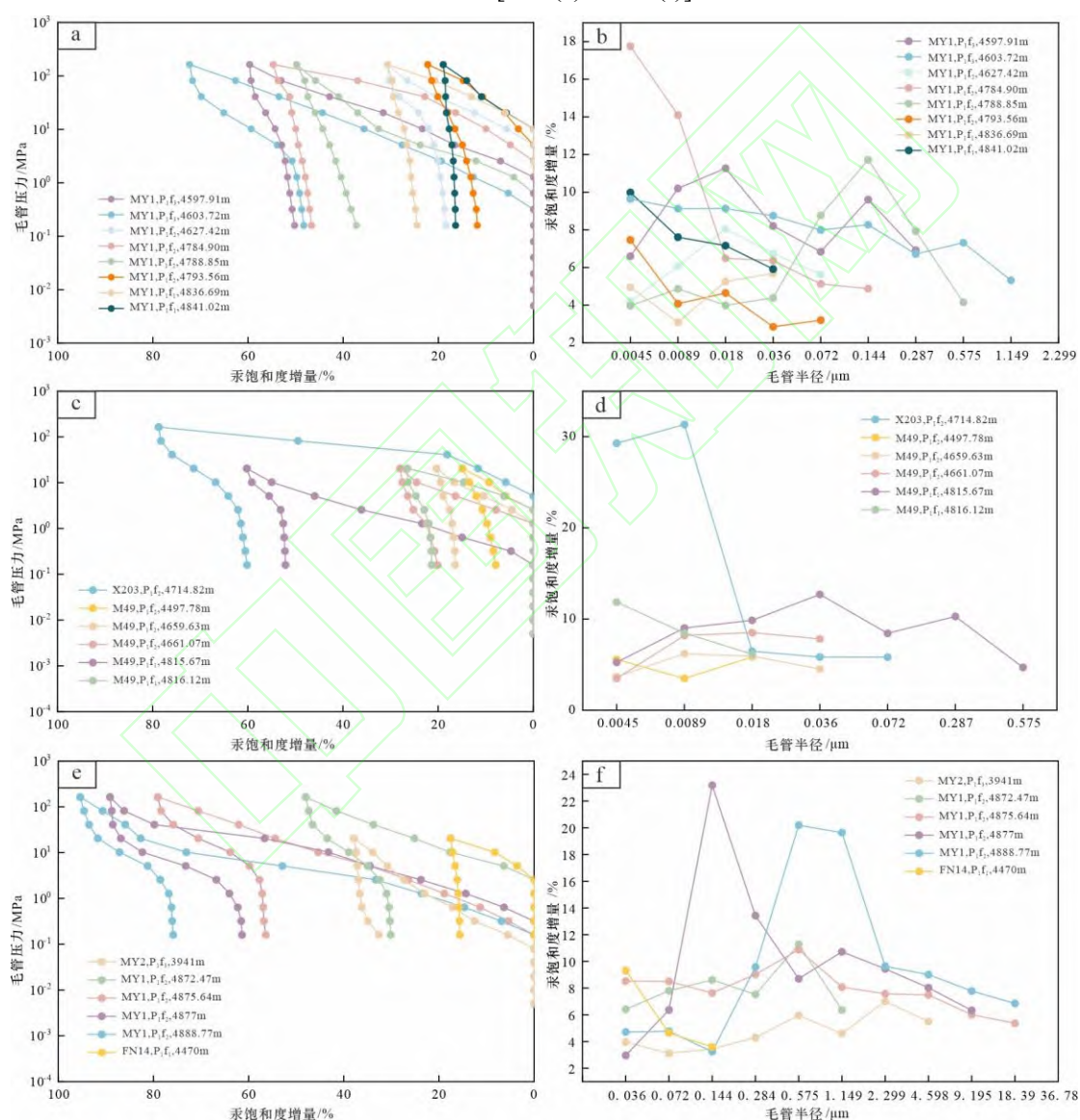


图 6 玛湖凹陷玛北斜坡风城组全油气系统储层孔隙结构特征

Fig.6 The characteristics of reservoir pore structure in the whole petroleum system of the Fengcheng Formation,

Manan Slope, Mahu Sag

a.页岩油储层压汞曲线特征; b.页岩油储层孔喉分布特征; c.致密油储层压汞曲线特征;d.致密油储层孔喉分布特征; e.常规油储层压汞曲线特征; f.常规油储层孔喉分布特征

表 1 玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统孔隙结构特征

Table 1 Pore structure characteristics of the whole petroleum system in Fengcheng Formation, Northern Slope of Mahu Sag

储层类型	孔隙度/%	最大孔喉半径/ μm	最大进汞饱和度/%	退汞效率/%	排驱压力/MPa
页岩油储层	0.2~7.9	0.04~0.64	2.57~75.4	9.68~53.1	0.29~19.07
致密油储层	0.6~8.5	0.06~1.14	10.37~89.29	8.1~47.05	0.06~13.07
常规油储层	1~14.5	0.08~2.67	7.89~95.4	9.65~43.53	0.27~9.62

3.4 储集层物性特征

储层物性是评判储集层性能的重要指标，本次研究选取玛湖凹陷北斜坡风城组 347 个岩心样品进行物性测试分析，结果显示风城组全油气系统不同类型的储层物性非均质性较强，其中，常规油储层的孔隙度最大，孔隙度分布范围为 1%~14.5%，平均值为 7.2%；致密油储层的孔隙度较低，孔隙度分布范围为 0.6%~8.5%，平均为 4.3%；页岩油储层的孔隙度最低，孔隙度分布范围为 0.2%~7.9%，平均为 1.89%（图 7，表 1）。总体而言，研究区风城组全油气系统储层的物性整体较差，属于典型的低孔、低—特低渗透储层。

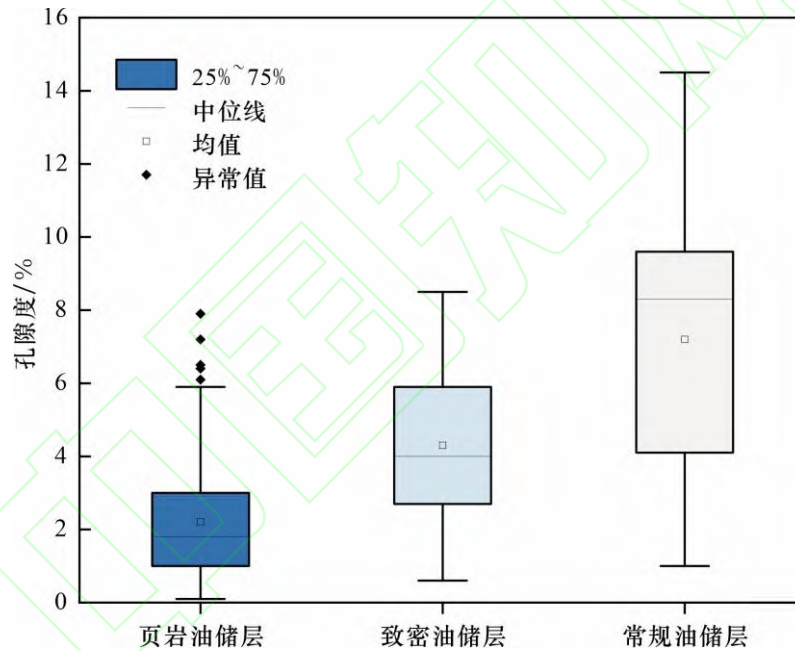


图 7 玛湖凹陷北斜坡风城组不同类型储层物性分布

Fig.7 Physical property distribution of different reservoir types in Fengcheng Formation, Northern Slope of Mahu Sag

4. 风城组成岩作用特征

沉积物沉积后转变为沉积岩直至发生变质作用之前，或由于构造运动被抬升到地表遭受风化前所经历的物理、化学和生物等因素的影响统称为成岩作用。成岩作用会改变岩石的组分、结构及构造，从而导致储层的孔隙数量、类型、结构、渗透性及分布发生变化。通过对研究区的铸体薄片与扫描电镜等资料进行综合分析，结果表明风城组储层发生的成岩作用主要包括压实作用、胶结作用、溶蚀作用和脱玻化作用。

4.1 压实作用

研究区风城组的埋深较大,一般在 4 000 m 及以上,受到上覆重力、静水压力和构造变形应力等作用的影响,颗粒间的排列变得紧密定向排列[图 8(a)],从而使孔隙流体排出,孔隙度降低、渗透性变差。通过观察岩心薄片可以发现纹层受到挤压发生弯曲变形[图 8(b)],颗粒间的接触方式一般呈现为线-凹凸接触[图 8(c),图 8(d)]。总体而言,风城组所受压实作用较为强烈,从而导致储层的原生孔隙数量减少,储层物性变差。

4.2 胶结作用

在沉积物被埋藏的过程中,由于原始沉积颗粒的稳定程度不同,部分颗粒会分解并溶解在孔隙水中。随后,这些矿物质在孔隙水中过饱和并沉淀,发生胶结使沉积物固结成岩,导致储层的原生孔隙被堵塞。胶结作用是使储层孔隙度减小、渗透率降低,破坏储层的重要原因之一,研究区风城组存在的胶结作用类型主要包括硅质胶结、碳酸盐胶结与黏土矿物胶结。风城组常见的硅质胶结物主要为自生微晶石英[图 8(e)],自生微晶石英一般呈孔隙式胶结。风城组碳酸盐胶结物主要包括方解石[图 8(f)]和白云石[图 8(g)],胶结形式一般呈现为颗粒之间的紧密接触与孔隙内填充。风城组黏土矿物胶结主要存在伊利石、伊蒙混层及绿泥石等,借助扫描电镜图像显示可以观察到伊蒙混层呈现为“蜂窝状”薄膜包裹住颗粒间的孔隙[图 8(h)],伊利石一般为“片状”在原生孔隙内充填[图 8(i)],绿泥石胶结通常呈现为“不规则片状”覆盖在颗粒表面[图 8(j)]。

4.3 溶蚀作用

溶蚀作用是指沉积物经过大气淡水的淋滤作用或有机质形成过程中产生的有机酸的溶蚀而发生溶解形成次生孔隙的作用^[23,36]。风城组易发生溶蚀的矿物主要为长石[图 8(k)]、方解石[图 8(l)]以及白云石[图 8(m)]。

4.4 脱玻化作用

脱玻化作用是指岩浆岩中的火山玻璃随着地层温度、压力和时间逐渐形成微晶和锥晶的作用。研究区风城组的火山玻璃、玻屑及火山尘在发生结晶作用形成长石、微晶石英等晶体时会产生形成大量的脱玻化孔,能够一定程度增强储层的储集性能[图 8(n)]。

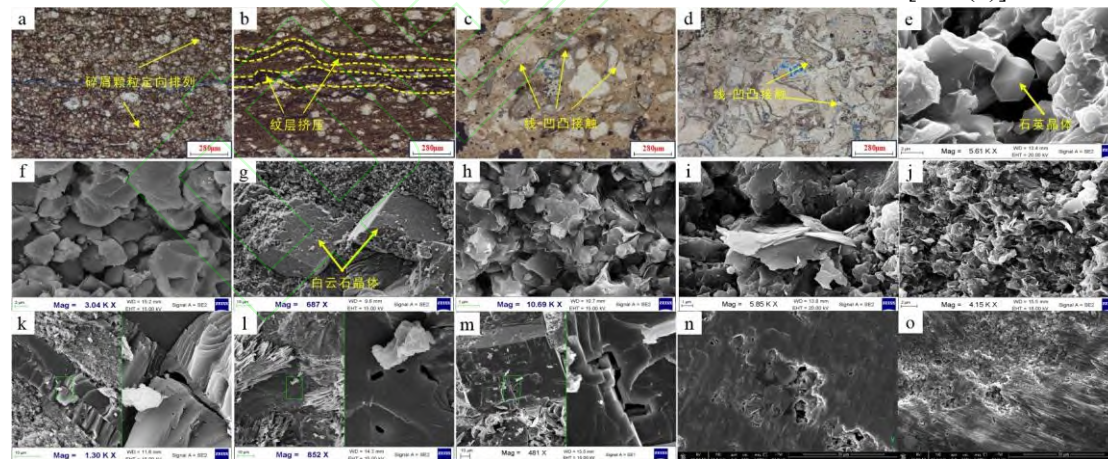


图 8 风城组成岩作用类型

Fig.8 Diagenetic types of Fengcheng Formation

(a)MY1 井,4 649.44 m, P_{1f_2} ,云质泥岩,碎屑颗粒大致定向排列,铸体;(b)MY1 井,4 664.85 m, P_{1f_2} ,云质泥岩,纹层挤压变形,铸体;(c)MY1 井,4 590.31 m, P_{1f_3} ,细砂岩,碎屑颗粒间紧密接触,铸体;(d)MY1 井,4 607.92 m, P_{1f_3} ,细砂岩,颗粒线凹凸接触,铸体;(e)MY1 井,4 612.31 m, P_{1f_3} ,白云质泥岩,基质中粒状自生石英晶体,扫描电镜;(f)MY1 井,4 918.42 m, P_{1f_1} ,凝灰质粉砂岩,基质中的方解石胶结物,扫描电镜;(g)MY1 井,4 649.44 m, P_{1f_2} ,云质泥岩,菱面体状白云石晶体,扫描电镜;(h)MY1 井,4 713.19 m, P_{1f_2} ,云质泥岩,蜂窝状伊/蒙混层矿物,扫描电镜;(i)MY1 井,4 649.44 m, P_{1f_2} ,云质泥岩,基质中片状伊利石,扫描电镜;(j)MY1 井,4 590.07 m, P_{1f_3} ,白云质泥岩,基质中片状绿泥

石,扫描电镜;(k)MY1 井,4 960.48 m,P_{if},玄武岩,长石粒内溶孔及其放大,扫描电镜;(l)MY1 井,4 932.99 m,P_{if},玄武岩,方解石晶内溶孔及其放大,扫描电镜;(m)MY1 井,4 922.55 m,P_{if},凝灰质砂砾岩,白云石晶内溶孔及其放大,扫描电镜;(n)MY1 井,4 852.175 m,P_{if},脱玻化作用形成的钠长石,扫描电镜;(o) MY1 井, 4 857.02 m,P_{if},脱玻化作用形成的钾长石,扫描电镜。

5. 储层成岩演化序列

玛湖凹陷北斜坡风城组的镜质体反射率 (R_o) 主要为 0.67%~1.05%, 平均为 0.88%, 有机质基本处于低成熟-成熟阶段, 有机质最大热解峰温 (T_{max}) 为 438~457 °C, 平均为 442.08 °C。结合扫描电镜及黏土矿物 XRD 衍射资料分析, 结果表明风城组储层中的黏土矿物主要以伊蒙混层和伊利石为主, 其中伊蒙混层的含量最高, 为 42.23%, 少量样品中含有高岭石, 平均为 0.94%, 综合分析认为研究区风城组现今成岩演化阶段处于中成岩 A 期。

根据铸体薄片、扫描电镜、XRD 衍射等微观实验资料, 确定了玛湖凹陷风城组全油气系统的成岩演化序列, 具体特征如下: 在早成岩阶段 A 期, 风城组地层开始沉积, 由于该阶段地层的埋藏深度较浅, 机械压实的强度相对较弱, 颗粒之间的接触方式一般为点状接触形式, 线状及凹凸状接触形式少见, 孔隙类型主要以原生孔隙为主。蒙脱石向伊利石和绿泥石转化, 出现大量伊蒙混层与绿蒙混层, 该时期还发育脱玻化作用, 同时会形成部分晶间孔及收缩缝。早成岩阶段 B 期, 该时期沉积物的埋藏深度进一步增大, 压实作用的强度也随之增强, 颗粒间的接触方式变为线状接触为主, 受上覆地层压力的影响, 原生孔隙大幅度减小, 孔隙度降低, 颗粒间多被黏土矿物、方解石、白云石及硅质矿物充填。由于受到地层中酸性流体的影响, 导致部分长石等矿物发生溶蚀, 从而形成次生溶蚀孔隙。中成岩 A 期, 在强烈上覆地层压力的作用下, 此阶段颗粒之间的排列趋于紧密, 接触方式主要为线状接触, 大多为固结状态。伊蒙混层逐渐转化为伊利石, 伴随烃源岩成熟过程中的有机酸排出, 地层中的钾长石、钠长石、斜长石以及碳酸盐矿物等成分与其发生反应, 出现局部或规模性的溶蚀现象, 从而形成了大量的粒间溶孔等次生孔隙, 孔隙类型除部分保留下的原生孔隙外, 以次生孔隙为主, 很大程度上改善了储集层的物性。中成岩 B 期, 该时期颗粒之间的接触方式由线状接触转变为凹凸状接触为主, 方解石与白云石出现三期胶结, 伊利石矿物大量出现, 钾长石矿物继续发生溶蚀, 一定程度上增加了储层中次生孔隙的含量, 对于改善储层的物性起到了贡献作用。同时, 该阶段在构造作用的影响下形成了分布较为广泛的裂缝, 进一步提高了储集层的物性。

总体而言, 风城组时期方解石、白云石及绿泥石等矿物发生多期次胶结, 在此期间黏土矿物成分主要由伊蒙混层向伊利石转化, 斜长石与钾长石等矿物发生多期次的溶蚀现象, 综上所述研究区的成岩演化序列为: 早期机械压实→I期方解石胶结→I期白云石胶结—早期斜长石溶蚀/脱玻化作用→伊蒙混层胶结→绿泥石胶结→II期方解石胶结→II期白云石胶结→硅质胶结/伊蒙混层胶结/绿泥石胶结→I期钾长石溶蚀→伊利石胶结/硅质胶结→II期钾长石溶蚀/钠长石溶蚀/晚期斜长石溶蚀→III期方解石胶结→III期白云石胶结→III期钾长石溶蚀 (图 9)。

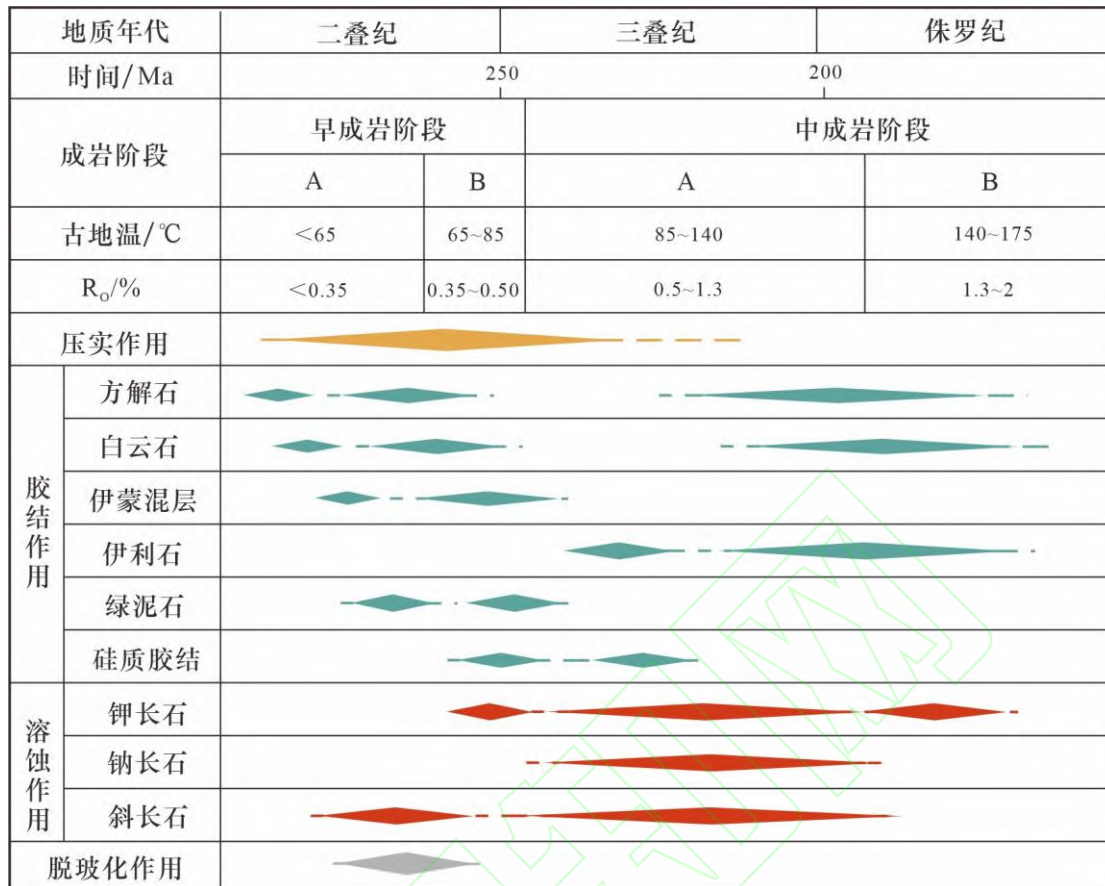


图9 玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统成岩演化序列（据文献^[37-38]修改）

Fig.9 Diagenetic evolution sequence of the whole petroleum system in Fengcheng Formation, Northern Slope of Mahu Sag (modified according to references ^[37-38])

6. 全油气系统储层孔隙定量演化研究

为了明确研究区风城组不同成岩作用对储层孔隙度产生的影响,在前人研究孔隙度演化的理论基础上,采用反演回剥法,结合研究区的铸体薄片、物性实验等微观孔隙资料,再依据上述的成岩演化序列分阶段定量研究玛湖凹陷北斜坡风城组全类型储层的孔隙演化史。

6.1 原始孔隙度

首先,结合样品粒度等参数计算风城组储层的原始孔隙度,本次采用 BEARD^[39]和 SCHERER^[40]提出的原始孔隙度与分选系数关系式进行计算,前人在玛湖凹陷使用该原始孔隙度计算公式已取得较好实践效果,适用性较高^[41-42]。

$$\varphi_0 = 20.91 + 22.09/S_0 \quad (1)$$

$$S_0 = \sqrt{(Q_{25}/Q_{75})} \quad (2)$$

式中, φ_0 为原始孔隙度, %, S_0 为特拉斯克分选系数,通常用于表示颗粒分布的均匀程度,该参数可以通过绘制粒度概率累积曲线求取^[43], Q_{25} 为粒度概率累积曲线上 25%处所对应的颗粒直径大小, Q_{75} 为粒度概率累积曲线上 75%处所对应的颗粒直径大小。通过分析研究区风城组的样品相关资料,结果表明风城组页岩油储层的 S_0 为 2.01~3.25,平均值为 2.45,致密油储层的 S_0 为 0.53~3.53,平均值为 1.54,常规油储层的 S_0 为 0.29~3.15,平均值为 2.28,经过计算页岩油储层原始孔隙度为 30.26%,致密油储层原始孔隙度为 35.78%常规油储层原始孔隙度为 30.95%。

6.2 损失孔隙度

沉积物在埋藏成岩过程中，受上覆地层压实作用的影响，储集层孔隙度会大幅度减小，压实作用引起的孔隙度损失可以使用 Athy 等人^[44]提出的公式进行计算，

$$\varphi_1 = \varphi_0 \cdot e^{(-z \cdot h)} \quad (3)$$

式中， φ_1 为压实后剩余孔隙度，%； z 为压实因子，无量纲，通常在粉砂岩、细砂岩和中砂岩中取值为 0.000 33~0.000 40^[45]，由于研究区风城组全油气系统不同类型储层岩性不同，结合不同类型储层实际情况对其进行取值，页岩油储层的压实因子本次取值为 0.000 45，致密油储层的压实因子本次取值为 0.000 38，常规油储层的压实因子本次取值为 0.000 3； h 为样品埋藏深度。计算结果表明，风城组页岩油储层压实后剩余孔隙度平均为 3.59%，经压实作用引起的损失孔隙度平均为 26.67%；致密油储层压实后剩余孔隙度平均为 6.37%，经压实作用引起的损失孔隙度平均为 29.41%；常规油储层压实后剩余孔隙度平均为 7.11%；经压实作用引起的损失孔隙度平均为 23.84%。除压实作用外，胶结作用过程中产生的碳酸盐胶结物、黏土胶结物及硅质胶结物等也是导致储层物性变差的重要因素之一，由胶结作用引起的孔隙度损失采用如下公式，

$$\varphi_2 \approx C_{\text{胶结}} \quad (4)$$

式中： φ_2 为胶结引起的损失孔隙度，%，损失 $C_{\text{胶结}}$ 为胶结物含量，%，根据研究区薄片鉴定资料填隙物中胶结物含量的数据进行计算，结果表明胶结损失孔隙度约为 1%~6%，平均为 2.5%，研究区风城组页岩油储层经过胶结作用后剩余孔隙度平均为 1.09%；致密油储层经过胶结作用后剩余孔隙度平均为 3.87%；常规油储层经过胶结作用后剩余孔隙度平均为 4.61%。

6.3 增加孔隙度

溶蚀作用使储集层产生了大量的次生孔隙，孔隙类型主要为粒间溶孔与粒内溶孔，对提高储层物性起到了重要作用，该过程引起的孔隙度增量采用公式如下^[37]，

$$\varphi_3 = \frac{P_0}{P_t} \times \Phi \quad (5)$$

式中： φ_3 为溶蚀作用引起的孔隙度增量，%， P_0 为溶蚀孔面孔率，%， P_t 为总面孔率，%， Φ 为实测孔隙度，%。经过计算，结果显示研究区风城组页岩油储层经溶蚀作用产生的孔隙度增量为 0.08%~3.25%，平均为 0.78%，致密油储层经溶蚀作用产生的孔隙度增量为 0.25%~5.31%，平均为 1.75%，常规油储层经溶蚀作用产生的孔隙度增量为 0.41%~4.9%，平均为 2.68%。

6.4 全油气系统储层孔隙演化史

研究区页岩油储层原始孔隙度为 30.26%，致密油储层原始孔隙度为 35.78%，常规油储层原始孔隙度为 30.95%。在早成岩阶段，地层快速沉积埋藏，上覆地层压力随埋藏深度的增加逐渐增强，压实作用的强度也随之增大，直至中成岩 A 期，储集层孔隙度快速降低，压实作用使页岩油储层孔隙度减少了 26.67%；致密油储层孔隙度减少了 29.41%；常规油储层孔隙度减少了 23.84%。早成岩 A 期，胶结作用主要以方解石和白云石胶结为主，该阶段由脱玻化作用作用生成的脱玻化孔一定程度上提高了储层的物性，早成岩 B 期，胶结作用逐渐转变为伊蒙混层、硅质胶结与绿泥石胶结，至中成岩阶段，伊蒙混层大量转化为伊利石充填孔隙，方解石、白云石等矿物出现晚期胶结，胶结作用使孔隙度降低了 2.5%，同时，伴随有机质成熟过程中产生的有机酸的排出，长石等矿物发生溶蚀现象，使页岩油储层孔隙度增加了 0.78%；致密油储层孔隙度增加了 1.75%；常规油储层孔隙度增加了 2.68%（图 10，表 2）。综上所述，不同类型的成岩作用对风城组全油气系统三类储层的影响程度存在一定差异。致使风城组三类储层孔隙度减小、物性变差的主要因素为压实作用，其对页岩油储层与致密

油储层的影响更大,这主要是由于两类储层岩性较细,塑性成分较常见,受压实的程度更高。而常规油储层碎屑颗粒相对较大,碎屑颗粒形成的有效骨架可抑制压实作用,相较前两类储层抗压性和稳定性更高^[46]。其次为胶结作用也是使储层物性变差的因素之一。溶蚀作用是增加风城组三类储层孔隙度,提高储集层物性的主要控制因素。溶蚀作用对全油气系统三类储层中常规油储层的增孔程度最大,物性改善更明显,而页岩油储层受溶蚀增孔的影响最小,物性改善相对较弱,这主要是因为常规油储层中的长石矿物在酸性流体的作用下形成了大量长石溶孔,而页岩油储层的塑性矿物含量较高,次生孔隙和裂缝易被封闭或填充,使得溶蚀作用效果减弱,最终仅留下少量溶蚀孔和微裂缝^[14,23,36]。

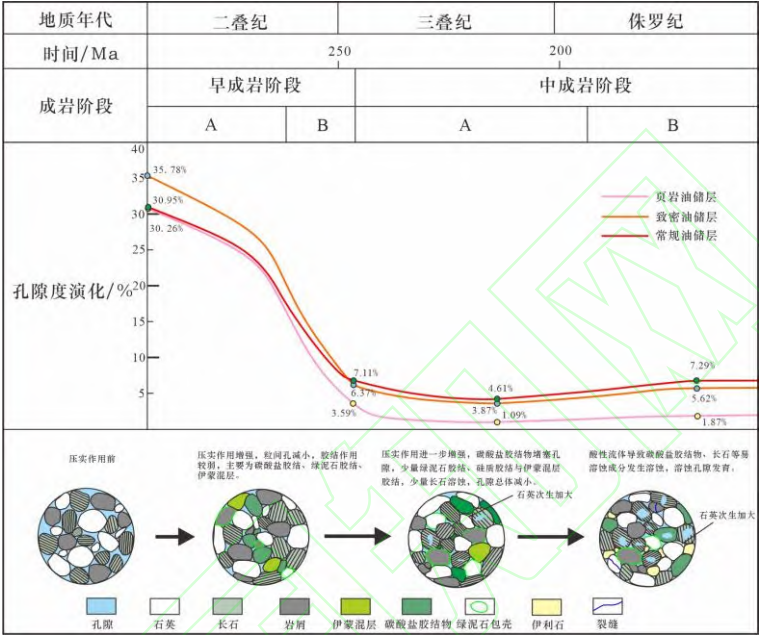


图 10 玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统孔隙度定量演化

Fig.10 Quantitative porosity evolution in the whole petroleum system of Fengcheng Formation, Northern Slope, Mahu Sag

表 2 玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统孔隙定量演化

Table 2 Quantitative evolution of pores in the whole petroleum system of the Fengcheng Formation on the northern slope of the Mahu Sag

储层类型	初始孔		压实后剩余		胶结后孔隙度		溶蚀增孔
	孔隙度	压实减孔/%	孔隙度/%	胶结减孔/%	/%	最终孔隙度/%	
	/%						
页岩油储层	30.26	26.67	3.59	2.5	1.09	0.78	1.87
致密油储层	35.78	29.41	6.37	2.5	3.87	1.75	5.62
常规油储层	30.95	23.84	7.11	2.5	4.62	2.68	7.29

7.孔隙演化与成藏过程耦合关系

二叠纪末期,研究区经历抬升剥蚀作用,导致上乌尔禾组顶部地层缺失,该过程持续至三叠纪初期。随后,地层重新开始接受沉积并持续至三叠纪末期。在燕山运动期间,地层再次抬升并遭受剥蚀,致使白碱滩组顶部被剥蚀。之后依次沉积了八道湾组、三工河组、西山窑组和头屯河组等地层。侏罗纪末期,头屯河组的上部地层也遭受剥蚀。进入白垩纪,下白垩统沉积了吐谷鲁群地层;然而白垩系上统的大部分沉积地层在燕山运动晚期作用下被剥蚀从而导致地层缺失。其后喜马拉雅运动的影响导致第三系和第四系地层未能沉积或沉积后也遭受剥蚀缺失。整个地区累计剥蚀缺失的地层总厚度大约为 300 m,当前地表出露的地层是吐谷鲁群。作为全油气系统的主力烃源岩,风城组烃源岩在早三叠末期(约 243 Ma)开始生烃,此时埋深约为 2 200 m, R_o 约为 0.6%。至晚三叠世(约 224 Ma)进入排烃阶段,此时埋深约为 3 200 m, R_o 约为 0.9%,烃源岩进入成熟阶段;早白垩世进入高熟阶段,此时埋深为 5 000 m, R_o 约为 1.3%,排烃逐渐减弱。研究区油气充注一共可划分为 3 期,第 1 期为晚二叠世小规模重质油充注,第 2 期为晚三叠世大规模中质油充注,第 3 期为早侏罗世轻质油充注^[47]。风城组全油气系统三类储层在晚二叠世以压实作用为主导,早三叠世以后以胶结作用和溶蚀作用为主^[48],至 252~248 Ma 时即将到达致密化,远远早于烃源岩开始大量排出烃类的时间(图 11)。因此,风城组全油气系统三类油藏基本都较好地保存下来。

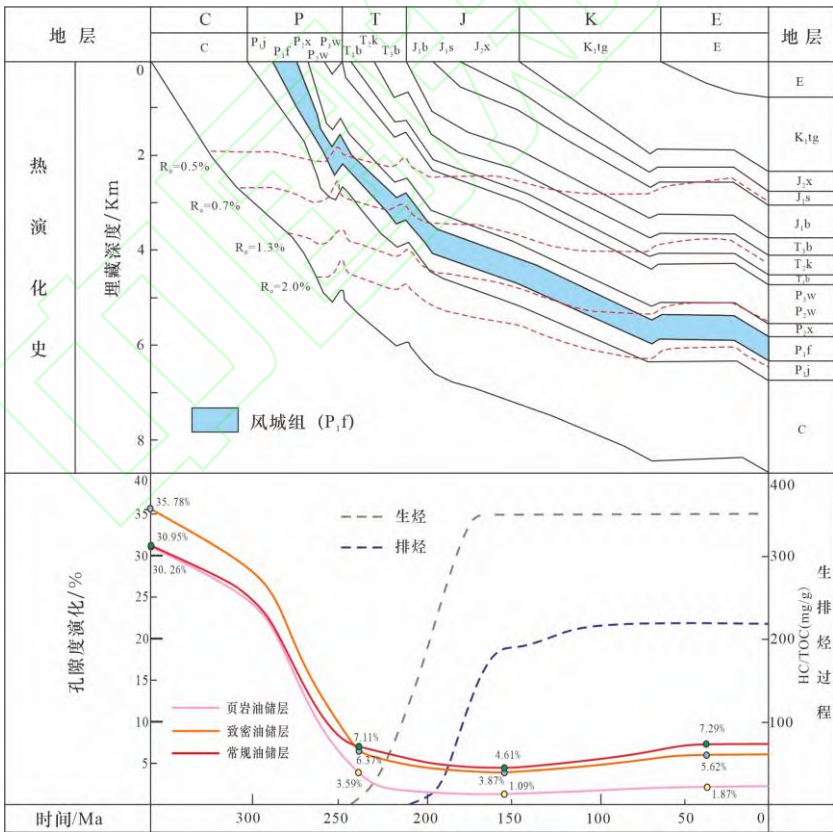


图 11 玛湖凹陷北斜坡风城组全油气系统孔隙演化与生排烃过程

Fig.11 Porosity evolution and hydrocarbon generation-expulsion processes in the whole petroleum system of Fengcheng Formation, Northern Slope, Mahu Sag

8. 结论

(1)研究区页岩油储层的岩性主要为长英质页岩为主,云/灰质页岩和混合质页岩;致密油储层的岩性主要为长英质粉砂岩、混合质粉砂岩和碳酸盐质粉砂岩;常规油储层的岩石类型主要为岩屑长石砂岩和长石砂岩。研究区风城组全油气系统储层孔隙度非均质性较强,常规油储层的孔隙度平均为 7.2%,致密油储层的孔隙度平均为 4.3%,页岩油储层的孔隙度平均为 1.89%,总体上属于低孔、低—特低渗透储层。

(2)研究区风城组储层已经处于中成岩演化阶段 A 期。研究区风城组的成岩演化序列为:早期机械压实→I期方解石胶结→I期白云石胶结—早期斜长石溶蚀/脱玻化作用→伊蒙混层胶结→绿泥石胶结→II期方解石胶结→II期白云石胶结→硅质胶结/伊蒙混层胶结/绿泥石胶结→I期钾长石溶蚀→伊利石胶结/硅质胶结→II期钾长石溶蚀/钠长石溶蚀/晚期斜长石溶蚀→III期方解石胶结→III白云石胶结→III期钾长石溶蚀。

(3)研究区压实和胶结作用对储层物性具有破坏性,溶蚀作用和脱玻化作用一定程度提高了储层物性但改善作用有限。早成岩阶段,受压实作用和胶结作用影响,原生孔隙大量减少,脱玻化作用产生部分脱玻化孔对物性起到微弱的改善作用;中成岩阶段压实作用和胶结作用持续减孔,主要为方解石、白云石与伊利石胶结,有机酸对长石产生溶蚀现象,一定程度增加了储层的孔隙度。

参考文献 (References)

- [1]贾承造. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J].石油勘探与开发, 2017, 44(1): 1-11.
JIA C Z, China national petroleum corporation. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geological theory[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 1-11.
- [2]邹才能,杨智,朱如凯,等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.
ZOU C N, YANG Z, ZHU R K, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [3]贾承造,庞雄奇,宋岩. 全油气系统理论基本原理[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 679-691.
JIA C Z, PANG X Q, SONG Y, et al. Basic principles of the whole petroleum system[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 679-691.
- [4]JIA C Z, PANG X Q, SONG Y. Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Science, 2023, 20(1): 1-19.
- [5]何文军,钱永新,赵毅,等. 玛湖凹陷风城组全油气系统勘探启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 641-655.
HE W J, QIAN Y X, ZHAO Y, et al. Exploration implications of total petroleum system in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 641-655.
- [6]支东明,唐勇,何文军,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规—非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 38-51.
ZHI D M, TANG Y, HE W J, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 38-51.
- [7]何文军,唐勇,郭旭光,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷常规—非常规全油气系统成藏模式研究[J]. 新疆地质, 2023, 41(S1): 67.
HE W J, TANG Y, GUO X G, et al. Research on reservoir forming model of conventional unconventional whole oil and gas system in Mahu Sag, the Junggar Basin[J]. Xinjiang Geology, 2023, 41(S1): 67.

- [8]何文军,宋永,汤诗棋,等. 玛湖凹陷二叠系风城组全油气系统成藏机理[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(6): 663-673.
- HE W J, SONG Y, TANG S Q, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of total petroleum system in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 663-673.
- [9]姜福杰,贾承造,庞雄奇,等. 鄂尔多斯盆地上古生界全油气系统成藏特征与天然气富集地质模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(2): 250-261.
- JIANG F J, JIA C Z, PANG X Q, et al. Upper Paleozoic total petroleum system and geological model of natural gas enrichment in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 250-261.
- [10]姜福杰,郭婧,庞雄奇,等. 渤海湾盆地南堡凹陷全油气系统 3 类油气资源联合评价[J]. 石油学报, 2023, 44(9): 1472-1486.
- JIANG F J, GUO J, PANG X Q, et al. Joint evaluation of three types of oil-gas resources in whole petroleum system of Nanpu sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(9): 1472-1486.
- [11]曹正林,张本健,杨荣军,等. 川西地区上三叠统须家河组全油气系统成藏模式新认识[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 40-53.
- CAO Z L, ZHANG B J, YANG R J, et al. New understanding of hydrocarbon accumulation model in whole petroleum system of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 40-53.
- [12]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 D W, CHEN G Q, LIU H L, 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.
- [13]唐勇,曹剑,何文军,等. 从玛湖大油区发现看全油气系统地质理论发展趋势[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(1): 1-9.
- TANG Y, CAO J, HE W J, et al. Development tendency of geological theory of total petroleum system: Insights from the discovery of Mahu Large Oil Province[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(1): 1-9.
- [14]何文军,吕正祥,彭妙,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组凝灰岩储层特征及成因分析[J]. 矿物岩石, 2023, (4): 109-119.
- HE W J, LV Z X, PENG M, et al. Characteristics and genetic analysis of Permian Fengcheng Formation tuff reservoir in Mahu Sag, the Junggar Basin[J]. Mineral and Petrology, 2023, (4): 109-119.
- [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 X J, WANG T T, CAO J, et al. 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]朱世发,刘欣,马勋,等. 准噶尔盆地地下二叠统风城组致密碎屑岩储层发育特征[J]. 高校地质学报, 2015, 21(3): 461-470.
- ZHU S F, LIU X, MA X, et al. The development characteristics of tight clastic reservoirs in the Lower Permian Fengcheng Formation in Wu-Xia area of the Junggar Basin[J]. Geological Journal of China Universities, 2015, 21(3): 461-470.
- [17]陈建平,王绪龙,邓春萍,等. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统[J]. 地质学报, 2016, 90(3): 421-450.
- CHEN J P, WANG X L, DENG C P, et al. Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, Northwest[J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90 (3): 421-450.
- [18]曹剑,雷德文,李玉文,等. 古老碱湖优质烃源岩:准噶尔盆地地下二叠统风城组[J]. 石油学报, 2015, 36(7): 781-790.

CAO J, LEI D W, LI Y W, et al. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(7): 781-790.

[19] 支东明, 曹剑, 向宝力, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. *新疆石油地质*, 2016, 37(5): 499-506.

ZHI D M, CAO J, XIANG B L, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu Sag in Junggar Basin: Hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2016, 37(5): 499-506.

[20] 刘得光, 周路, 李世宏, 等. 玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式[J]. *沉积学报*, 2020, 38(5): 946-955.

LIU D G, ZHOU L, LI S H, et al. Characteristics of source rocks and hydrocarbon generation models of Fengcheng Formation in Mahu Depression[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2020, 38(5): 946-955.

[21] 李学良, 张奎华, 林会喜, 等. 准噶尔盆地西北缘二叠系风城组储层发育特征及油气富集因素[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(1): 37-44.

LI X L, ZHANG K H, LIN H X, et al. Reservoir characterization and hydrocarbon enrichment factors of the Permian Fengcheng Formation in the northwestern margin of Junggar Basin[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(1): 37-44.

[22] 许琳, 常秋生, 冯玲丽, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层特征及控制因素[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(5): 649-660.

XU L, CHANG Q S, FENG L L, et al. The reservoir characteristics and control factors of shale oil in Permian Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(5): 649-660.

[23] 单祥, 何文军, 郭华军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层储集空间与成岩作用[J]. *海相油气地质*, 2022, 27(3): 325-336.

SHAN X, HE W J, GUO H J, et al. Pore space characteristics and diagenesis of shale oil reservoir of the Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2022, 27(3): 325-336.

[24] 张志杰, 袁选俊, 汪梦诗, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖沉积特征与古环境演化[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 972-984.

ZHANG Z J, YUAN X J, WANG M S, et al. Alkaline-lacustrine deposition and paleoenvironmental evolution in Permian Fengcheng Formation at the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 972-984.

[25] 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 D F, WU S T, ZHAO L, 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.

[26] 朱世发, 朱筱敏, 刘英辉, 等. 准噶尔盆地西北缘北东段下二叠统风城组白云质岩岩石学和岩石地球化学特征[J]. *地质论评*, 2014, 60(5): 1113-1122.

ZHU S F, ZHU X M, LIU Y H, et al. Petrological and geochemical features of dolomitic rocks in the Lower Permian Fengcheng Formation in Wuerhe-Xiazijie area, Junggar Basin[J]. *Geological Review*, 2014, 60(5): 1113-1122.

[27] 张杰, 何周, 徐怀宝, 等. 乌尔禾—风城地区二叠系白云质岩类岩石学特征及成因分析[J]. *沉积学报*, 2012, 30(5): 859-867.

ZHANG J, HE Z, XU H B, et al. Petrological characteristics and origin of Permian Fengcheng Formation dolomitic rocks in Wuerhe-Fengcheng area, Junggar Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2012, 30(5): 859-867.

[28] 雷海艳, 郭佩, 孟颖, 等. 玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层孔隙结构及分类评价[J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(3): 142-153.

LEI H Y, GUO P, MENG Y, et al. Pore structure and classification evaluation of shale oil reservoirs of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(3): 142-153.

- [29]孙乐,王志章,于兴河,等. 高精度 CT 成像技术在致密油储层孔隙结构研究中的应用——以准噶尔盆地玛湖西斜坡风城组为例[J]. 东北石油大学学报, 2016, 40(6): 26-34+5-6.
- SUN L,WANG Z Z,YU X H, et al. Application of high resolution CT image technology to the research of pore structure of tight oil reservoir:A case study of the Fengcheng Formation on the Mahu west slope in Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016, 40(6): 26-34+5-6.
- [30]钱永新,赵毅,刘新龙,等. 玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层特征及高产主控因素[J]. 岩性油气藏, 2025, 37(1): 115-125.
- QIAN Y X,ZHAO Y,LIU X L, et al. Reservoir characteristics and high yield control factors of Permian Fengcheng Formation shale oil reservoir in Mahu Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2025, 37(1): 115-125.
- [31]何登发,张磊,吴松涛,等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845-861.
- HE D F,ZHANG L,WU S T, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(5): 845-861.
- [32]陈发景,汪新文,汪新伟. 准噶尔盆地的原型和构造演化[J]. 地学前缘, 2005, (3): 77-89.
- CHEN F J,WANG X W,WANG X W, et al. Prototype and tectonic evolution of the Junggar basin,northwestern China.[J]. Earth Science Frontiers, 2005(3): 77-89.
- [33]唐勇,郑孟林,王霞田,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组烃源岩沉积古环境[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(5): 677-692.
- TANG Y,ZHENG M L,WANG X T, et al. Sedimentary paleoenvironment of source rocks of Fengcheng Formation in Mahu Sag,Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(5): 677-692.
- [34]支东明,唐勇,郑孟林,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油藏地质特征与成藏控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 615-623.
- ZHI D M,TANG Y,ZHENG M L, et al. Geological characteristics and accumulation controlling factors of shale reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 615-623.
- [35]庞宏,尤新才,胡涛,等. 准噶尔盆地深部致密油藏形成条件与分布预测——以玛湖凹陷西斜坡风城组致密油为例[J]. 石油学报, 2015, 36(S2): 176-183.
- PANG H,YOU X C,HU T, et al. Forming conditions and distribution prediction of deep tight reservoir in Junggar Basin:a case study from tight reservoir of Fengcheng Formation in the west slope of Mahu Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S2): 176-183.
- [36]吕正祥,廖哲渊,李岳峰,等. 玛湖凹陷二叠系风城组碱湖云质岩储层成岩作用[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(5): 26-37.
- LV Z X,LIAO Z Y,LI Y F, et al. Diagenesis of alkaline lacustrine dolomitic reservoirs of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(5): 26-37.
- [37]赵伟全,杨磊磊,何文军,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组云质泥页岩储层成岩作用及其对储层发育的指示意义[J]. 地质学报, 2024, 98(7): 2233-2244.
- ZHAO W Q,YANG L L,HE W J, et al. Diagenesis of dolomitic shale reservoir and its indicative significance for reservoir development in the Fengcheng Formation,Mahu Sag of Junggar basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2024, 98(7): 2233-2244.
- [38]张宗斌,秦军,巴忠臣,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷南缘风城组碱湖沉积环境致密储层成岩特征及成岩相[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(9): 1557-1573.
- ZHANG Z B,QIN J,BA Z C, et al. Diagenetic facies of the Fengcheng Formation tight reservoir in the alkaline lake sedimentary environment, the southern margin of Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(9): 1557-1573.

- [39]BEARD D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. AAPG bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [40] SCHERER M. Parameters influencing porosity in sandstones: a model for sandstone porosity prediction[J]. AAPG bulletin, 1987, 71(5): 485-491.
- [41]朱宁,操应长,蒯克来,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 N, CAO Y C, XI K L, et al. Diagenesis and physical property evolution of sandy conglomerate reservoirs: A case study of the Triassic Baikouquan Formation on the northern slope of Mahu Sag[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2019, 48(5): 1102-1118.
- [42]况昊,周润驰,王钧民,等. 玛湖凹陷与沙湾凹陷上乌尔禾组储集层差异及成因[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(1): 18-24.
- KUANG H, ZHOU R C, WANG J M, et al. Differences and origin of Upper Urho Formation reservoirs in Mahu Sag and Shawan Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(1): 18-24.
- [43]PETTIJOHN F J. Sedimentary rocks[M]. New York: Harper & Row, 1975.
- [44]ATHY L F. Density, Porosity, and Compaction of sedimentary Rocks[J]. AAPG Bulletin, 1930, 14(1): 1-24.
- [45]黄箐璇. 准噶尔盆地乌尔禾-风南地区百口泉组储层特征及主控因素[D]. 中国石油大学(北京), 2021.
- HUANG Q X. Reservoir Characteristics and Main Controlling Factors of the Baikouquan Formation in Wu'erhe-Fengnan Area, Junggar Basin[D]. Beijing:China University of Petroleum(Beijing), 2021.
- [46]张路路,杨智,高之业,等. 玛湖凹陷风城组成岩作用及其对物性的影响[J/OL]. 特种油气藏, 1-11[2025-06-26]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/21.1357.TE.20250612.1041.002.html>. 补充网址
- ZHANG L L, YANG Z, GAO Z Y, et al. Diagenesis of Fengcheng Formation in Mahu Sag and Its Impact on Physical Properties[J/OL]. Special Oil & Gas Reservoirs, 1-11[2025-06-26]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/21.1357.TE.20250612.1041.002.html>.
- [47]田孝茹,张元元,卓勤功,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组致密油充注特征——碱性矿物中的流体包裹体证据[J]. 石油学报, 2019, 40(6): 646-659.
- TIAN X R, ZHANG Y Y, ZHUO Q G, et al. Tight oil charging characteristics of the Lower Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin: Evidence from fluid inclusions in alkaline minerals[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(6): 646-659.
- [48]李卉,刘新龙,周作铭,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组储层致密化过程与成藏模式研究——以玛西地区风二段为例[J]. 地球学报, 2024, 45(6): 1023-1032.
- LI H, LIU X L, ZHOU Z M, et al. Reservoir densification process and Accumulation model of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin: A Case Study of Section 2 Feng in Maxi Area [J]. Acta Geoscientica Sinica, 2024, 45(6): 1023-1032.

Quantitative Study on Diagenesis and Pore Evolution of the Whole Petroleum System Reservoirs in the Fengcheng Formation, Northern Slope of Mahu Sag, Junggar Basin

Tan Qingwen ^{1,2}, Liu Xiaoping ^{1,2}, He Wenjun ³, Li Na ³, Yang Sen ³, Sun Biao ^{1,2},
Zhang Zilong ^{1,2}, Hua Zuxian ^{1,2}

(1.State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing),
Beijing 102249, China; 2.College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249,

Abstract:

The Fengcheng Formation in the Mahu Sag of the Junggar Basin exemplifies a typical the whole petroleum system, characterized by abundant hydrocarbon resources and promising exploration potential. Previous research extensively investigated the sedimentary environment, petrology, pore structure, and physical properties of the Fengcheng Formation within the study area. However, studies on diagenetic evolutionary sequences and quantitative reservoir pore evolution remain notably limited. Integrating thin-section microscopy, scanning electron microscopy (SEM), X-ray diffraction (XRD), and high-pressure mercury injection data, this study conducted a refined analysis of diagenetic sequences and pore evolution in the Fengcheng Formation of the northern Mahu Sag slope. We quantitatively assessed the differential impacts of each diagenetic process on three reservoir types and examined the coupling between pore evolution and hydrocarbon accumulation processes within this the whole petroleum system. Results reveal that shale oil reservoirs in the northern slope's Fengcheng Formation predominantly comprise felsic shale, tight oil reservoirs consist mainly of felsic siltstone, and conventional oil reservoirs are primarily lithic arkose. The formation underwent a complex diagenetic process involving alternating phases of mechanical compaction, multi-stage cementation, devitrification, and multi-stage dissolution. Compaction and cementation critically degraded reservoir quality in this the whole petroleum system: compaction reduced porosity by 26.67% in shale oil reservoirs, 29.41% in tight oil reservoirs, and 23.84% in conventional oil reservoirs, while cementation uniformly decreased porosity by 2.5% across all three reservoir types. Dissolution partially enhanced reservoir properties, increasing porosity by 0.78% in shale oil reservoirs, 1.75% in tight oil reservoirs, and 2.68% in conventional oil reservoirs. This research definitively establishes the diagenetic sequences and quantitative pore evolution of the whole petroleum system in the northern slope's Fengcheng Formation, providing a critical foundation for evaluating its resource potential.

Keywords: Fengcheng Formation; The whole petroleum system; Reservoir characteristics; Diagenesis; Pore evolution; Mabei slope; The Junggar Basin

Foundation items: This research was supported by the National Natural Science Foundation of China (NSFC) project: " Mechanism of Dolerite Intrusion Impacts on Lacustrine Shale Oil Source-Reservoir Systems: A Case Study from the Subei Basin" (Grant No. 42072150).