

准噶尔盆地玛湖凹陷全油气系统成储机制差异性

康 逊¹, 谭静强¹, 胡文瑄², 靳 军³, 胡瑞璞^{1,2}, 曹 剑²

(1. 中南大学 地球科学与信息物理学院, 湖南 长沙 410083; 2. 南京大学 地球科学与工程学院, 江苏 南京 210023; 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全油气系统成储机制存在差异性。以该系统代表性储油层下二叠统风城组、上二叠统乌尔禾组及下三叠统百口泉组—上三叠统白碱滩组为研究对象,研究岩石学、储集空间与物性特征,结合元素、碳氧同位素分析研究主要层位的烃-水-岩作用机理,分析了成储机制的差异性。研究结果表明:① 沉积过程、烃-水-岩作用与伴生的矿物溶蚀是上乌尔禾组至三叠系粗碎屑优质储层形成的主控因素。不同储油层位烃-水-岩作用机理与矿物溶蚀特征存在明显差异。上乌尔禾组以早成岩期火山物质蚀变形成的油沸石普遍胶结为特征,在含烃流体所携带有机酸作用下油沸石再次溶蚀,其溶蚀孔成为该组主要储集空间。② 百口泉组发生了高价Mn和Fe氧化物诱发的烃类热氧化作用,生成了大量亏损¹³C同位素的CO₂,钾长石溶蚀改善了储层物性,特别是渗透率。中三叠统克拉玛依组由于氧化性物质供给有限,仅有限烃类被氧化。含烃流体携带的有机酸导致钾长石部分溶蚀,局部改善了储层质量。白碱滩组几乎没有受到烃-水-岩作用影响,储层质量主要受沉积和钙质胶结程度影响。③ 风城组页岩油储层受岩相控制显著,压实和胶结作用使储层物性变差,生烃产生的有机酸导致碳酸盐矿物和长石溶蚀,改善了储层物性。④ 深层粗碎屑岩优质储层发育通常与烃-水-岩作用密切相关,需重视该过程的机理性研究。富有机质细粒储层研究应关注不同岩相产生的差异性。

关键词: 烃类氧化; 烃-水-岩相互作用; 全油气系统; 储层成因; 玛湖凹陷; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Differences in reservoir formation mechanisms across the whole petroleum system in the Mahu Sag, Junggar Basin

KANG Xun¹, TAN Jingqiang¹, HU Wenxuan², JIN Jun³, HU Ruipu^{1,2}, CAO Jian²

(1. School of Geosciences and Info-physics, Central South University, Changsha, Hunan 410083, China; 2. School of Earth Sciences and Engineering, Nanjing University, Nanjing, Jiangsu 210023, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: The Mahu Sag in the Junggar Basin exhibits differential reservoir formation mechanisms across its whole petroleum system (WPS). In this study, we investigate the petrology, reservoir spaces, and physical properties of representative oil-bearing strata in the WPS, including the Lower Permian Fengcheng Formation, the Upper Permian Urho Formation, and the Lower Triassic Baikouquan Formation to the Upper Triassic Baijiantan Formation. By combining analyses of major elements and carbon-oxygen isotopes, we examine the mechanisms governing hydrocarbon-water-rock interactions in these formations and analyze the differences in the reservoir formation mechanisms. The results indicate that primary factors controlling the formation of high-quality coarse-grained clastic reservoirs from the Upper Permian Urho Formation to the Triassic strata include sedimentary processes, hydrocarbon-water-rock interactions, and associated mineral dissolution. Different oil-bearing horizons show significantly varying hydrocarbon-water-rock interaction mechanisms and mineral dissolution characteristics. Specifically, the Upper Permian Urho Formation is characterized by extensive laumontite cementation formed by the volcanic material alteration during early diagenesis. Laumontite re-dissolution occurred under the action of organic acids carried by hydrocarbon-bearing fluids, and the resulting dissolution pores act as the primary reservoir spaces in the Upper Permian Urho Formation. In the Baikouquan Formation, high-valent Mn and Fe oxides induced the thermal oxidation of hydrocarbons,

收稿日期: 2025-05-20; 修回日期: 2025-07-11。

第一作者简介: 康逊(1989—), 男, 副教授、博士研究生导师, 石油地质学和沉积岩石学。E-mail: xunkang@csu.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(42272179)。

generating significant amounts of ^{13}C -deficient CO_2 . The resulting dissolution of K-feldspar enhanced reservoir physical properties, especially permeability. In the Middle Triassic Karamay Formation, only limited hydrocarbons were oxidized due to an insufficient supply of oxidizing agents. Instead, organic acids carried by hydrocarbon-bearing fluids induced the partial dissolution of K-feldspar, enhancing reservoir quality locally. In contrast, the Baijiantan Formation experienced minimal hydrocarbon-water-rock interactions, with reservoir quality predominantly dictated by sedimentation and the degree of calcareous cementation. Shale oil reservoirs in the Fengcheng Formation are significantly governed by lithofacies. In this formation, compaction and cementation reduced reservoir physical properties. In contrast, organic acids produced during hydrocarbon generation promoted the dissolution of carbonate minerals and feldspar, improving reservoir physical properties. Generally, the development of high-quality deep coarse-grained clastic reservoirs in the Mahu Sag is intimately associated with hydrocarbon-water-rock interactions. Therefore, the mechanisms behind these interactions merit greater attention. Additionally, research on organic-rich, fine-grained reservoirs should highlight the differences caused by varying lithofacies.

Key words: hydrocarbon oxidation, hydrocarbon-water-rock interaction, whole petroleum system, reservoir genesis, Mahu Sag, Junggar Basin

引用格式:康逊,谭静强,胡文瑄,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷全油气系统成储机制差异性[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1250–1266. DOI: 10.11743/ogg20250415.

KANG Xun, TAN Jingqiang, HU Wenxuan, et al. Differences in reservoir formation mechanisms across the whole petroleum system in the Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1250–1266. DOI: 10.11743/ogg20250415.

Magoon 和 Dow 依据“从源岩到圈闭”的思路提出的“含油气系统”概念在常规油气勘探中发挥了重要作用^[1-2]。非常规油气的勘探开发突破了“含油气系统”的理论范畴,特别是非常规油气大面积连续性聚集打破了传统圈闭成藏的概念,油气聚集不受浮力作用主导,也突破了常规油气藏运聚成藏的基本原理^[3-4]。贾承造等从“源-储耦合、有序聚集”的新视角,提出了全油气系统的概念。该系统包括长距离运移烃、近距离运移烃和滞留烃,着重分析常规-非常规油气聚集机理,从烃类“生-排-运-聚”全过程统一量化研究常规与非常规油气两种资源的分布富集规律^[4-6],在中国准噶尔盆地等大型含油气盆地中取得了良好的勘探成效^[5-7]。

准噶尔盆地是典型的大型叠合含油气盆地,其西北缘玛湖凹陷发育了下二叠统风城组碱湖优质烃源岩^[8]。烃源岩主体为中等-好,具有有机质丰度高[总有机碳含量(TOC) > 1.0%]、生烃潜量高[(岩石热解生烃潜量(S_1+S_2) > 6.0 mg/g]、有机质类型好(II_1 型烃源岩)和生烃潜力高[氢指数(HI) > 250 mg/g]的特征,整体达到成熟-高成熟阶段,具备长期持续供烃能力^[8-9]。受构造、沉积及岩相类型的控制,玛湖凹陷风城组内部常规油藏、致密油藏、页岩油藏在横向上有序分布,自断裂带向凹陷区展示出风城组内常规-非常规油气共生的全油气系统特征^[7]。而在垂向上,以风城组为油气源,油气自烃源岩生成后向上运移充注,由浅至深也依次形成了常规油藏、致密油藏与页岩油藏的序列成藏特征^[5]。常规油藏主要分布于三叠系白碱滩组和克拉玛依组,致密油藏分布于三叠系百口泉组与二叠系上乌

尔禾组的致密砾岩储层,页岩油藏则分布于风城组源岩层系^[5,7]。目前勘探实践也在靠近断裂带的三叠系、侏罗系以及凹陷区的百口泉组-上乌尔禾组,发现了克百-乌夏断裂带、玛湖西斜坡两大百里油区^[10-11]。可见,玛湖凹陷是全油气系统发育的典型地质范例。

风城组烃源条件优越。在玛湖凹陷内,自风城组内非常规页岩油藏至源上百口泉组-上乌尔禾组规模砾岩油藏,再至较浅层克拉玛依组-白碱滩组油藏,储层平均孔隙度均小于15%、渗透率小于 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[5,11]。整体而言,储层质量制约了垂向上常规油藏一致密油藏一页岩油藏的有序成藏,并且不同类型油气藏的成储机制差异显著。基于此,本文拟从岩石学特征、储层质量、成岩过程与流体-岩石相互作用角度,在垂向上由浅至深总结梳理凹陷内浅层克拉玛依组-白碱滩组常规油藏、源上百口泉组-上乌尔禾组砾岩致密油藏,以及深层风城组页岩油藏的成储机制差异性,以期从储层条件与孔隙演化角度阐明玛湖凹陷全油气系统序列成藏的原因。

1 玛湖凹陷地质背景

准噶尔盆地处于哈萨克地块、西伯利亚地块和塔里木地块的结合处。晚石炭世-白垩纪,玛湖凹陷在前寒武纪变质岩的基底上接受沉积^[12]。早-中二叠世,由于西准噶尔造山带向东的逆冲作用,形成了碎屑岩、暗色泥岩与火山碎屑层的互层沉积,包括研究区的二叠系烃源岩^[9,12];晚二叠世海西造山运动引发盆地

西北边缘隆升,在盆地西北部形成一系列高角度逆冲断层(图1a);由于构造挤压作用,三叠纪沉积了由砾岩、砂岩和泥岩依次向上过渡的湖侵序列^[13](图1b);自侏罗纪—白垩纪,砂岩和泥岩互层沉积,局部含砾岩夹层。在盆地内,印支运动期间形成了走滑断层,晚侏罗世—早白垩世的燕山运动期间形成了北东向断裂,这些断裂也成为油气垂向运移的主要通道^[11]。

玛湖凹陷是准噶尔盆地西北部的一个次级构造单元(图1a)。该凹陷为叠合理藏型凹陷,垂向上可划分为3个构造层,分别为石炭系、佳木河组—下乌尔禾组 and 上乌尔禾组—新生界^[10]。在山前带的石炭系之上发育了下二叠统佳木河组(P_{1j})、风城组(P_{1f}),中二叠统夏

子街组(P_{2x})和下乌尔禾组(P_{2w}),角度不整合面之上覆盖了上二叠统上乌尔禾组(P_{3w})与三叠系百口泉组(T_{1b})、克拉玛依组(T_{2k})和白碱滩组(T_{3b})(图1c)。本文目的层位为凹陷区三叠系及二叠系上乌尔禾组和风城组。百口泉组为扇三角洲砾岩和褐色粉砂质泥岩互层沉积,克拉玛依组由扇三角洲—辫状河三角洲砂岩、泥岩互层和少量砾岩夹层组成,白碱滩组则由湖相厚层灰色泥岩夹薄—中层砂岩组成^[13-15](图1c)。上乌尔禾组也沉积于粗碎屑扇三角洲体系,发育砾岩与粉砂质泥岩互层,砾岩厚度占总厚度的80%以上^[10]。风城组主要沉积于半深湖—深湖相,受陆源碎屑、内源化学以及火山活动的共同作用,形成了多源混合细粒沉积建造,呈现

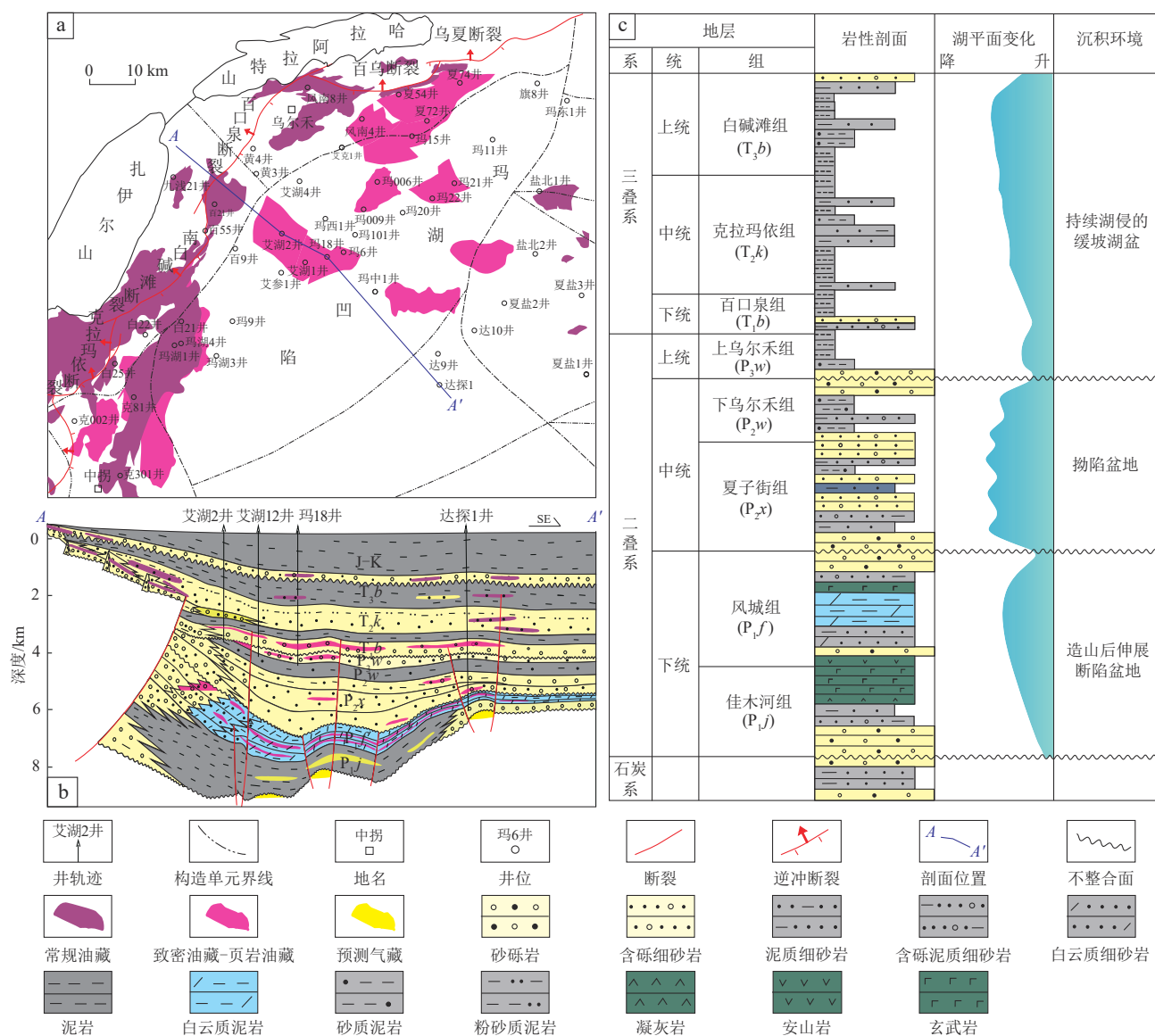


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷原油平面分布(a)、代表性地质剖面(b)与地层综合柱状图(c)

Fig. 1 Map showing the distribution of crude oil (a), representative geological section (b), and composite stratigraphic column (c) of the

Mahu Sag, Junggar Basin

J. 侏罗系; K. 白垩系

砂砾岩—白云质砂岩—白云质泥岩—泥质白云岩的有序分布^[7]。前人研究表明,玛湖凹陷三叠系—上乌尔禾组油藏油源均主要来自风城组烃源岩^[10-11],油气充注主要发生于早侏罗世和早白垩世^[16]。

2 储层特征

2.1 三叠系

2.1.1 岩石学特征

百口泉组为粗碎屑扇三角洲沉积^[15],整体为褐色—

灰绿色中—细砾岩夹褐色粉砂质泥岩,砾岩层内见薄层灰色砂岩。砾岩中砾石含量为35%~85%,以花岗岩、凝灰岩和变质岩砾为主。砾间砂质颗粒与砂岩中岩屑含量为36%~63%,以花岗岩和凝灰岩碎屑为主;石英含量为22%~43%;长石含量为16%~33%。砾岩和砂岩广泛发育花岗岩岩屑与碱性长石碎屑,包括条纹长石、反条纹长石、格子双晶微斜长石和少量歪长石^[17-18],这些长石差异性溶蚀显著(图2a—c)。碎屑颗粒间见黏土矿物杂基和方解石胶结物,方解石分布不均匀,含量整体低于2%。相对于百口泉组,克拉玛依组主要发育辫状河三角洲体系^[13],砂岩和泥岩含量增高,整体为灰色砾岩、砂岩和灰色粉砂质泥岩的互层沉积。砾岩

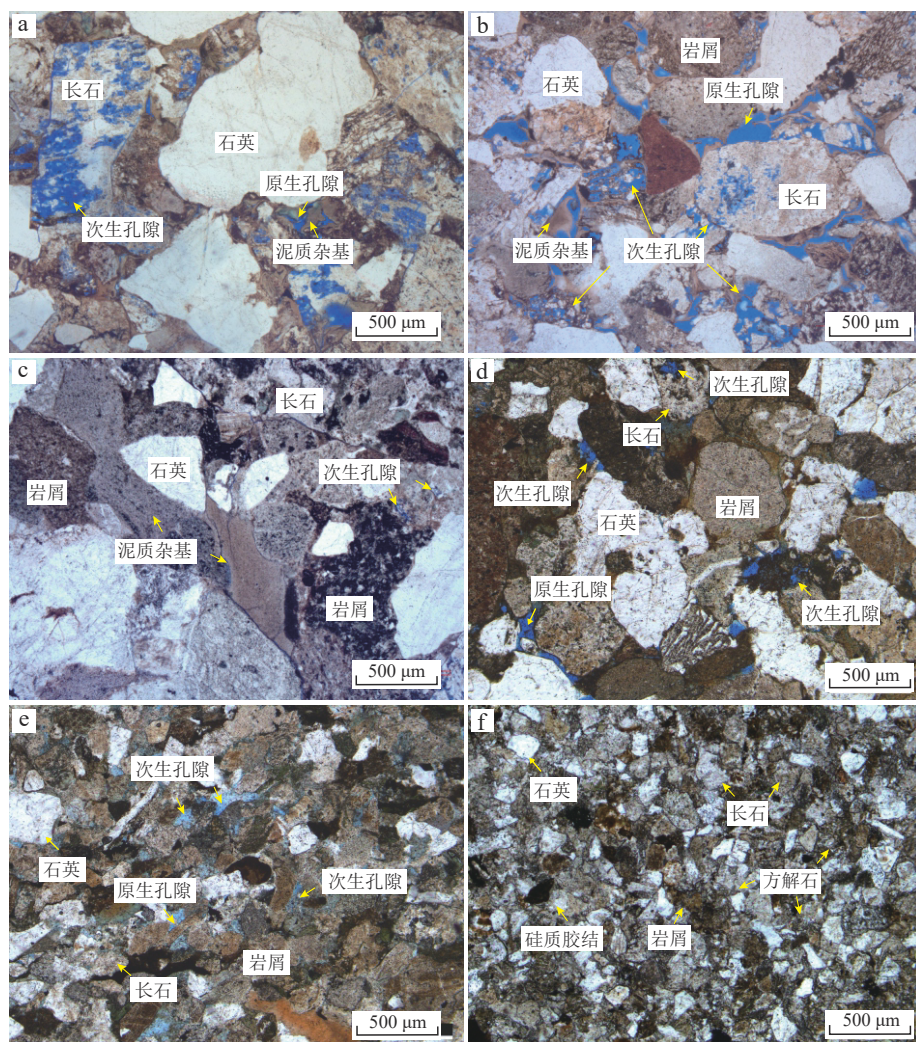


图2 玛湖凹陷三叠系百口泉组—白碱滩组镜下特征照片(铸体薄片,单偏光)

Fig. 2 Microscope images of cast thin sections showing the petrologic features of the Triassic strata from the Baikouquan to Baijiantan formations, Mahu Sag

a. 灰色细砾岩,碎屑颗粒呈线—凹凸接触,长石溶孔发育,艾湖2井,埋深3 326.7 m,百口泉组;b. 灰色含砾粗砂岩,泥质含量低颗粒间少量原生孔隙残留,长石溶孔发育,艾湖1井,埋深3 854.5 m,百口泉组;c. 灰绿色含泥中砾岩,颗粒凹凸接触,仅发育少量长石溶蚀孔隙,艾湖1井,埋深3 820.5 m,百口泉组;d. 灰色含砾粗砂岩,少量原生孔隙残留,长石溶孔发育,玛2井,埋深3 227.5 m,克拉玛依组;e. 灰色中—粗砂岩,少量原生孔隙残留,见长石溶孔,玛2井,埋深3 236.0 m,克拉玛依组;f. 灰色中砂岩,白碱滩组样品钙质胶结显著,玛602井,埋深3 067.2 m,白碱滩组

中砾石含量为50%~83%,以花岗岩和凝灰岩质砾石为主。砾间砂质颗粒与砂岩中岩屑含量为45%~72%,以花岗岩和凝灰岩碎屑为主;石英含量为20%~40%;长石含量为10%~20%,基本为碱性长石(图2d,e)。颗粒间杂基由伊/蒙混层、高岭石和少量绿泥石组成,次生方解石胶结物不均匀发育,其含量为0~15%。白碱滩组则以大段灰色泥岩夹灰色粉砂岩和灰色砂岩为主。砂岩中岩屑含量为45%~52%,以凝灰岩碎屑为主,含少量花岗岩碎屑;石英含量为33%~38%;长石含量为13%~19%。粒间填隙物发育泥质杂基、硅质胶结物和方解石胶结物。方解石胶结物分布广泛,常以基底式胶结沉淀于颗粒间,含量为3%~20%(图2f)。

2.1.2 储集空间与物性特征

在较强的压实作用下,百口泉组和克拉玛依组岩石原生孔隙被显著破坏,仅在低泥质杂基含量样品中少量残留(图2a—e)。其长石碎屑和少量方解石被溶蚀形成大量次生孔隙,在百口泉组次生孔隙占比基本在90%以上,在克拉玛依组次生孔隙占比也在70%以上(图2a—e)。这些溶蚀孔沿长石解理分布,常呈港湾状产出,或者整颗长石近完全溶蚀后以颗粒原本产状赋存(图2a,b),部分溶蚀孔重新充填了高岭石和方解石等次生矿物。除孔隙外,砾岩粒间黏土矿物杂基中常发育收缩缝和粒缘缝,并见黑色沥青部分充填。次生孔隙溶蚀扩大后可导致孔隙、收缩缝和粒缘缝等相互连通。不同于百口泉组和克拉玛依组,白碱滩组矿物溶蚀作用较弱,颗粒间残留少量原生孔隙(图2f),原生孔隙占比可达60%~80%。

物性测试显示,百口泉组样品孔隙度集中于7%~12%,最高达18%,渗透率集中于 $(0.10 \sim 7.50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最高达 $100.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,孔隙主要以细小孔喉连通,最大孔喉半径为 $0.28 \sim 19.60 \mu\text{m}$ (平均值 $3.89 \mu\text{m}$),饱和度中值半径为 $0.04 \sim 1.08 \mu\text{m}$ (平均值 $0.19 \mu\text{m}$),平均毛细管半径为 $0.06 \sim 8.60 \mu\text{m}$ (平均值 $0.94 \mu\text{m}$),非均质性极强;克拉玛依组样品孔隙度集中于7%~11%,最高达16%,渗透率分布于 $(0.10 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大孔喉半径为 $0.52 \sim 8.67 \mu\text{m}$ (平均值 $2.51 \mu\text{m}$),饱和度中值半径为 $0.03 \sim 0.51 \mu\text{m}$ (平均值 $0.18 \mu\text{m}$),平均毛细管半径为 $0.13 \sim 2.49 \mu\text{m}$ (平均值 $0.74 \mu\text{m}$);白碱滩组样品孔隙度集中于5%~10%,最高达13%,渗透率则分布于 $(0.01 \sim 5.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大孔喉半径为 $0.86 \sim 1.92 \mu\text{m}$ (平均值 $1.05 \mu\text{m}$),饱和度中值半径为 $0.04 \sim 0.18 \mu\text{m}$ (平均值 $0.11 \mu\text{m}$),平均毛细管半径为 $0.09 \sim 0.68 \mu\text{m}$ (平

均值为 $0.21 \mu\text{m}$)。研究区百口泉组和克拉玛依组孔隙度和渗透率并未随着埋深增大而显著降低,相反埋深较大的百口泉组孔隙度和渗透率反而高于上覆地层,而克拉玛依组相对白碱滩组未出现明显降低。

2.1.3 典型成岩作用与成岩序列

百口泉组—白碱滩组表现出了明显的成岩作用差异,特别是溶蚀作用和次生矿物沉淀。百口泉组除了较强的机械压实作用,百口泉组最显著的成岩特征为长石溶蚀和与之相关的次生矿物沉淀。长石碎屑溶蚀有两个显著特点:①在矿物成分上具有明显的选择性,表现为钾长石溶蚀,钠长石保持稳定甚至出现次生加大。②溶蚀强度在空间上变化很大,自下而上逐渐减弱,受层段控制显著。在扫描电镜下,钾长石溶蚀成镂空状或蜂窝状,溶蚀残体呈平行于001面的窄片状(图3a);相比而言,钠长石晶面完整,无溶蚀痕迹,并见短柱状自生钠长石的沉淀(图3a,b)。伴随着碱性长石类矿物的差异溶蚀,还发育有其他伴生的成岩现象,包括钠长石次生加大及自生钠长石沉淀,伊/蒙混层矿物的转化、自生高岭石和绿泥石的形成、自生方解石沉淀等(图3c—f)。在背散射成像下,方解石至少有晚期Ⅰ和晚期Ⅱ两个期次。晚期Ⅰ方解石分布于长石溶孔与连通差的粒间孔内,晚期Ⅱ方解石常发育于粒间孔中心(图3e,f)。

百口泉组的长石溶蚀在垂向上也呈现出显著差异性,具有层控特征。自下至上,钾长石溶蚀强度逐渐减弱,而其含量逐渐增大,钠长石含量则与之相反。以玛18井为例,百(百口泉组)一段砾岩样品很难见到钾长石却见大量钠长石,说明钾长石因强烈溶蚀而消耗殆尽,但钠长石相对不溶;向上至百二段,样品均见钾长石溶蚀残留物,与钠长石共存;至百三段,样品钾长石含量增大至6.0%~10.0%,平均值为7.7%(图4)。研究区的艾湖1井也表现出类似特征。钾长石选择性溶蚀是由于蒙脱石伊利石化大量吸收孔隙水中 K^+ ,促进钾长石溶蚀反应导致的^[17]。值得注意的是,岩心油气显示、荧光强度与含油包裹体指数统计分析显示,百一段—百三段,含烃流体活动强度逐渐减弱,这与钾长石的溶蚀强度完全一致。可见,百口泉组钾长石大量溶蚀很可能是烃-水-岩作用的结果,但该作用的机理下文细致探讨。

克拉玛依组也经历了较强压实作用,大部分颗粒之间以线接触为主。受早侏罗世和早白垩世烃类充注的影响^[16],该组部分钾长石也沿解理缝被溶蚀,泥微晶方解石胶结物也受到了一定程度的溶蚀。方解石胶

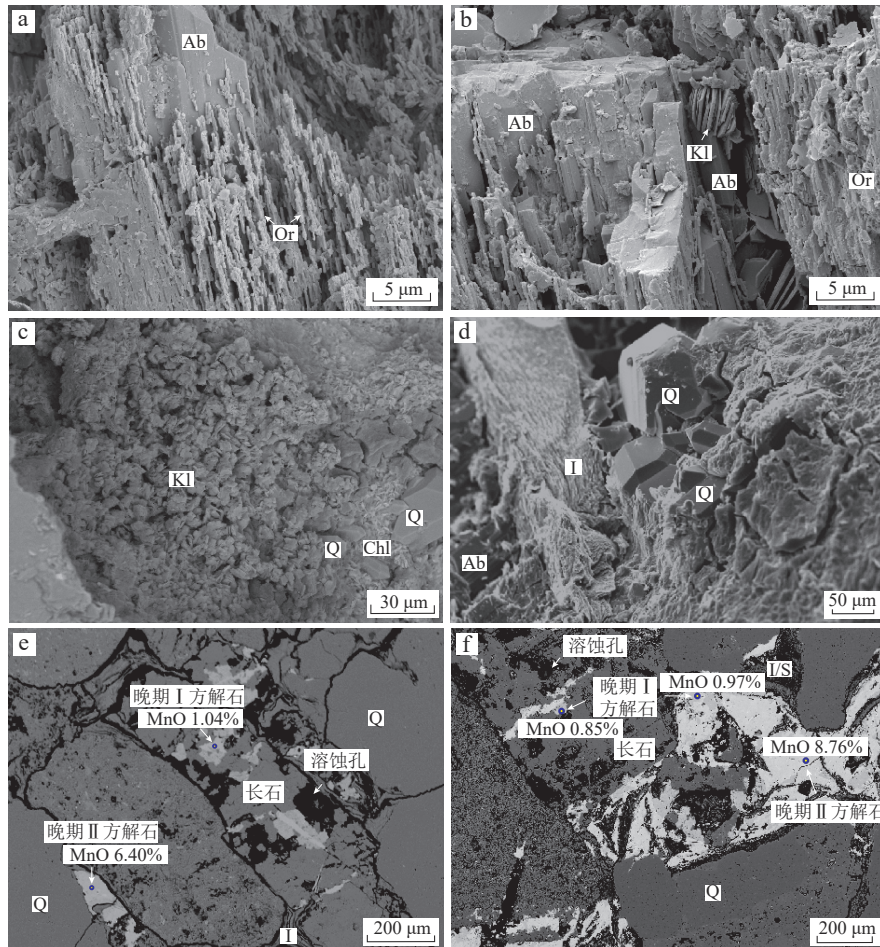


图3 玛湖凹陷三叠系百口泉组碱性长石溶蚀特征及伴生矿物产状显微照片^[17]

Fig. 3 Dissolution characteristics and the occurrences of associated minerals for alkali feldspar in the Baikouquan Formation of the Triassic System in the Mahu Sag, Junggar Basin^[17]

a. 灰色细砾岩,钾长石沿001晶面被溶蚀,而钠长石保持稳定,玛18井,埋深3 867.15 m,扫描电镜;b. 灰绿色粗砂岩,钾长石溶蚀处沉淀有次生高岭石,玛18井,埋深3 904.90 m,扫描电镜;c. 灰色细砾岩,伴随着钾长石被溶蚀,自生高岭石、绿泥石和石英沉淀,玛18井,埋深3 905.10 m,扫描电镜;d. 灰色砂质细砾岩,伴随钾长石溶蚀,自生石英和伊利石沉淀,玛18井,埋深3 905.10 m,扫描电镜;e. 灰色砂质细砾岩,伴随钾长石溶蚀的两期次生方解石沉淀,玛18井,埋深3 912.42 m,背散射扫描电镜;f. 灰色砂质细砾岩,长石碎屑粒内溶孔被晚期I方解石充填,颗粒间见晚期II方解石,玛18井,埋深3 904.89 m,背散射扫描电镜

(Or为钾长石;Ab为钠长石;Kl为自生高岭石;Chl为自生绿泥石;I为伊利石;I/S为伊/蒙混层。MnO代表该化合物含量。)

结物的沉淀具多期次特征,并见于原生孔隙和长石的溶蚀孔隙内。钾长石的溶蚀伴随有次生高岭石、石英和绿泥石的沉淀。蒙脱石经历了一定程度的伊利石化^[13]。不同于百口泉组和克拉玛依组,白碱滩组为上覆盖层,所取样品受油气充注影响较弱。因此,除显著的压实作用和早成岩期方解石的胶结作用外,中成岩期还发生轻微的长石溶解和次生黏土矿物沉淀,以及方解石的重结晶作用(图2f)。

2.2 上二叠统

2.2.1 岩石学特征

上乌尔禾组以灰色砂砾岩为主,见少量褐色泥岩

夹层。砂砾岩颗粒组分以岩屑为主(含量为82%~95%),石英和长石较少(总含量为5%~18%),岩屑主要为基性-中性火山岩岩屑(凝灰岩屑、少量玄武岩屑及安山岩屑)。整体而言,该组岩石分选磨圆差,呈次棱角-次圆状,结构成熟度低,具有近源沉积特点。储集层特点是浊沸石和方解石胶结物发育,并常见次生石英和高岭石,粒间发育伊/蒙混层(图5)。

2.2.2 储集空间与物性特征

上乌尔禾组砂砾岩储集空间有原生孔隙、次生孔隙和微裂缝。在凸起区,粒间原生孔隙尚有残留,在凹陷斜坡区,则以次生孔隙为主,次生孔隙占比在70%~90%;溶蚀孔沿浊沸石解理缝发育,或是整颗浊沸石晶

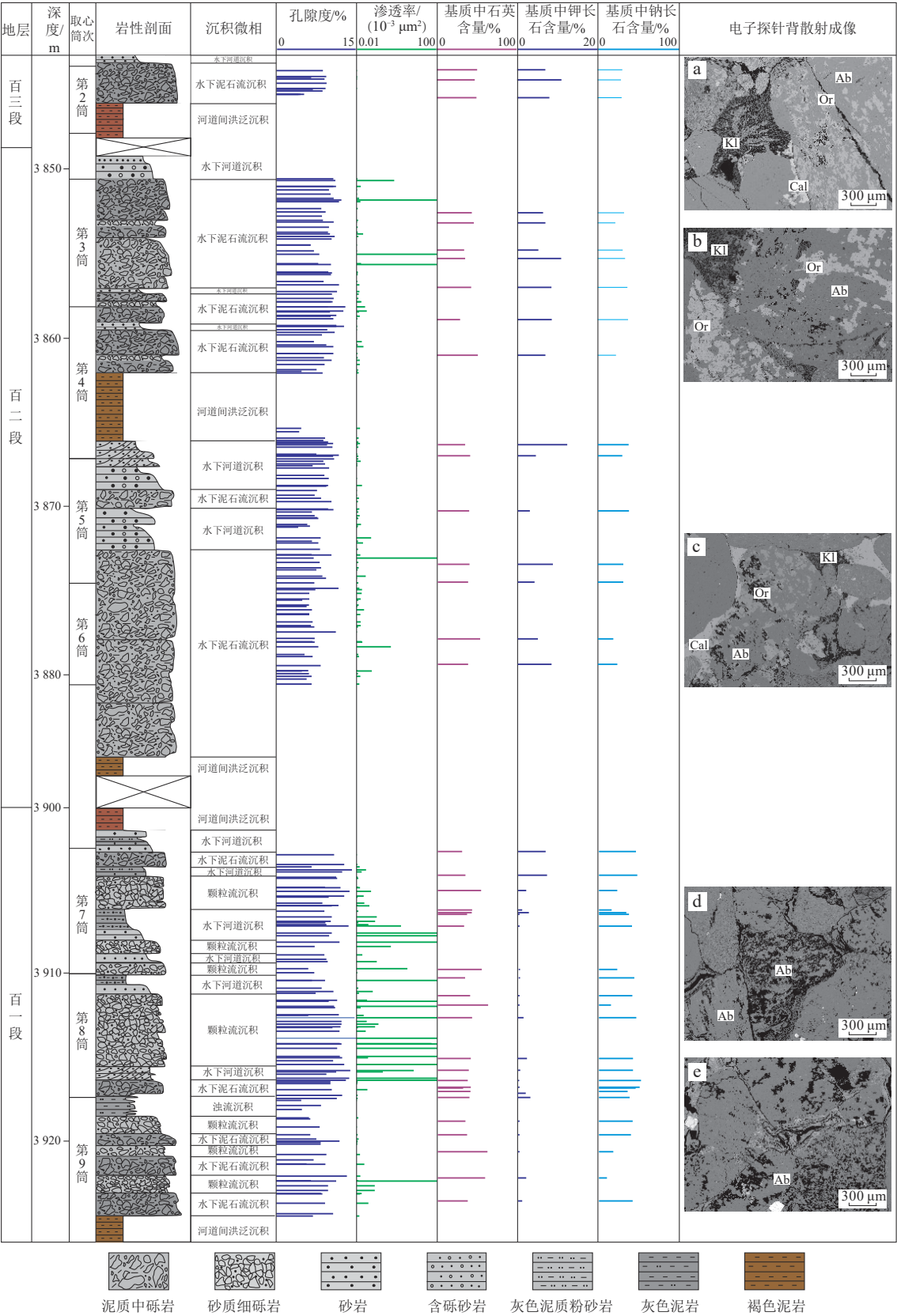


图4 玛湖凹陷玛18井三叠系百口泉组岩性、物性与矿物含量柱状图^[17]

Fig. 4 Column showing the lithologies, physical properties, and mineral contents of the Triassic Baikouquan Formation in well Ma 18, Mahu Sag^[17]
a. 埋深3 846.3 m,含泥中砾岩;b. 埋深3 855.7 m,含泥中砾岩;c. 埋深3 873.1 m,含泥中砾岩;d. 埋深3 909.3 m,砂质细砾岩;e. 埋深3 918.8 m,砂质细砾岩
(Or为钾长石;Ab为钠长石;Kl为自生高岭石;Cal为方解石胶结物。)

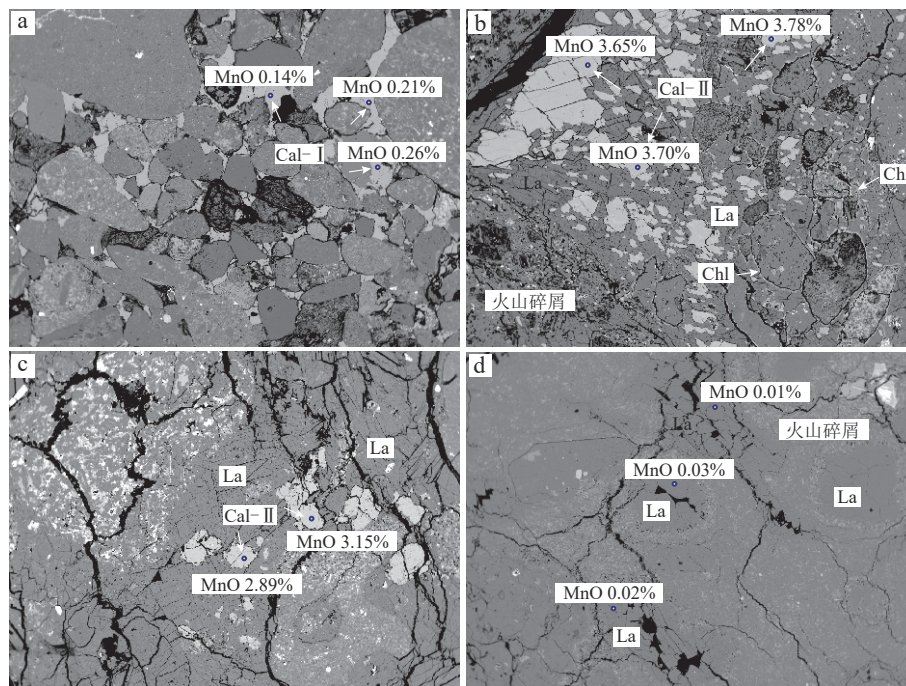


图5 玛湖凹陷二叠系上乌尔禾组典型样品电子探针背散射成像^[19]

Fig. 5 Back-scattered electron (BSE) images of typical rock samples from the Upper Permian Urho Formation, Mahu Sag^[19]

a. 灰色砂岩,水层,早期方解石 Mn 含量低,克 206 井,埋深 3 640.1 m; b. 灰色砂质中砾岩,油层,富 Mn 晚期方解石充填浊沸石溶孔,沙探 1 井,埋深 5 284.5 m; c. 灰色砂质中砾岩,油层,富 Mn 晚期方解石充填浊沸石溶孔,拐 3 井,埋深 4 759.6 m; d. 灰色砂砾岩,油层,火山碎屑发生蚀变,浊沸石沉淀,拐 3 井,埋深 4 753.5 m

(Cal- I 为早期方解石; Cal- II 为晚期方解石; La 为浊沸石; Chl 为绿泥石。MnO 代表该化合物含量。)

体被完全溶蚀,方解石胶结物也见少量的溶蚀孔(图5)。部分溶蚀孔间通过粒缘缝和解理缝连接,连通性较好。

上乌尔禾组砂砾岩整体低孔、低渗,岩石孔隙度和渗透率在不同埋深有差异,且具有较强非均质性。玛南斜坡区(埋深 4 700 ~ 5 500 m)孔隙度分布在 4.0% ~ 16.0% (平均值 9.1%),渗透率为 $(0.10 \sim 200.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值 $11.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); 红车断裂带(埋深 4 000 ~ 4 500 m)孔隙度分布在 5.0% ~ 20.0% (平均值 10.1%),渗透率分布在 $(0.01 \sim 150.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值 $8.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); 中拐凸起(埋深 3 400 ~ 4 800 m)岩样孔隙度分布在 3.0% ~ 18.0% (平均值 10.7%),渗透率分布在 $(0.01 \sim 200.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值 $13.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)^[19]。该组储层以细小孔喉为主,最大孔喉半径为 0.24 ~ 16.44 μm (平均值 2.19 μm),饱和度中值半径为 0.04 ~ 0.42 μm (平均值 0.16 μm),平均毛管半径为 0.13 ~ 6.71 μm (平均值 1.02 μm)。上乌尔禾组孔隙度的变化并非简单的随着埋深加大而持续减小,部分层段反而有孔隙度增加的趋势(图6)。这表明研究区上乌尔禾组储层孔隙度受控于多种因素,而非仅受埋深的控制。

2.2.3 典型成岩作用与成岩序列

上乌尔禾组经历了压实、溶蚀、胶结和交代作用。由于埋深大,上乌尔禾组砂砾岩经历了较强的压实作用,颗粒呈线接触至凹凸接触,原生粒间孔隙仅在中拐凸起区有限保存。胶结作用主要表现为浊沸石和方解石胶结物的广泛沉淀,以及少量方沸石、次生石英和黏土矿物。在油气层中,浊沸石和方解石分布不均一,浊沸石晶型较差,其再次溶蚀形成大量次生孔隙(图5)。

上乌尔禾组次生矿物分布广泛且具有多期沉淀特征(图5)。多期次的次生矿物沉淀是地层中差异性的地质流体活动和地质流体-岩石相互作用的响应^[19-21]。在早成岩阶段,机械压实导致颗粒间原生孔隙显著减少。埋深加大导致地层温度不断升高,引起砂砾岩中的大量火山碎屑物质蚀变,进而沉淀出基底式胶结的浊沸石^[22-23]。同时,该过程会导致孔隙水 pH 值上升,沉淀出早期方解石。至中成岩阶段,中侏罗世发生小规模油气充注,促使浊沸石、长石和早期方解石少量溶蚀,沉淀出晚期 I 方解石。早白垩世大规模的油气充注带来了有机酸和有机 CO₂,导致浊沸石、长石和早期方解石广泛溶蚀,并伴生次生石英和高岭石等。溶蚀

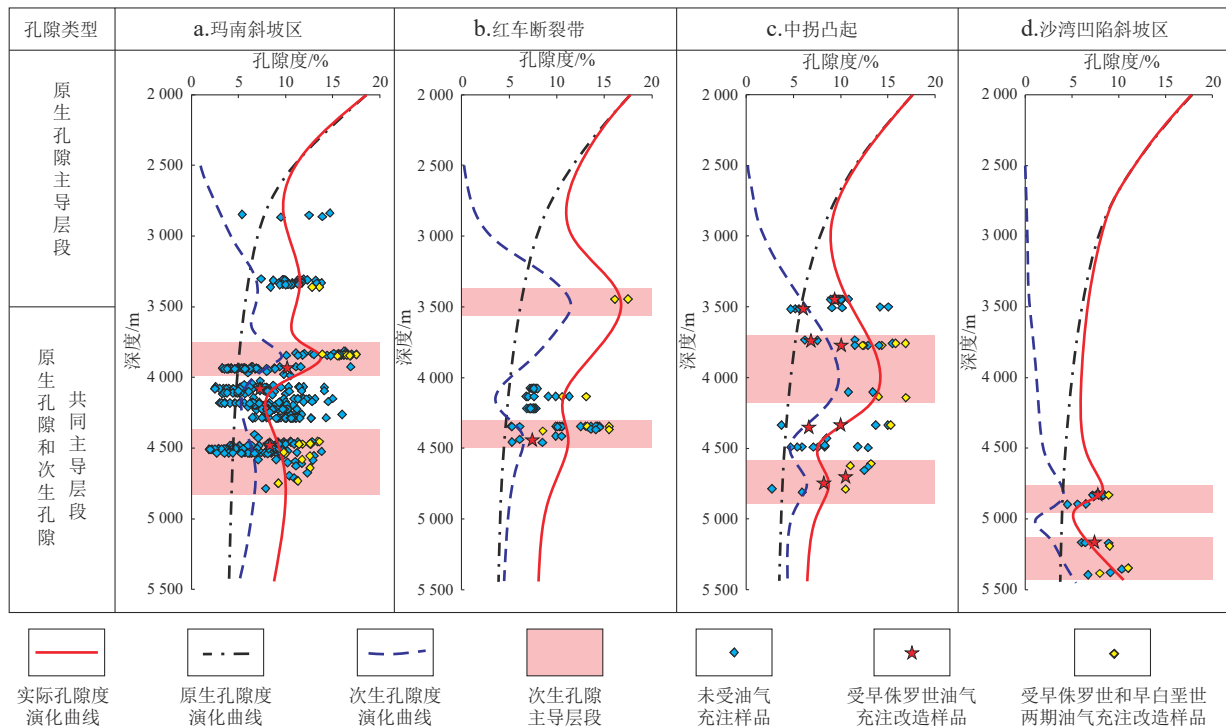


图6 玛湖凹陷不同区域二叠系上乌尔禾组孔隙度演化曲线

Fig. 6 Curves showing depth-varying porosity of the Upper Permian Urho Formation across different zones of the Mahu Sag

作用缓冲了孔隙流体pH值,导致晚期Ⅱ方解石在溶蚀孔内或不连通的剩余粒间孔中沉淀^[19]。

2.3 下二叠统

2.3.1 岩石学特征

受陆源碎屑、内源化学以及火山活动的共同作用,风城组岩相复杂,自凹陷边缘至内部形成了砂砾岩—白云质砂岩/粉砂岩—白云质泥岩、泥质白云岩/碱盐岩的有序分布^[7]。陆源碎屑的颗粒普遍为细粒级,组分以石英、长石和黏土矿物为主。石英含量为12%~80%,长石含量为3%~69%,黏土矿物含量为1%~33%。内源化学沉积的组分以方解石和白云石等碳酸盐矿物为主;白云石含量为5%~64%,方解石含量为2%~62%^[24]。盐碱湖沉积矿物发育也是风城组岩石的典型特点,包括了碱盐矿物(碳钠钙石和苏打石等)和硼酸盐矿物(硅硼钠石和水硅硼钠石)^[25]。研究区内风城组主要发育致密储层和泥页岩储层,前者主要岩性为白云质砂岩/粉砂岩、灰质砂岩/粉砂岩,后者岩性包括灰质泥岩、白云质泥岩和白云质页岩等^[26]。

2.3.2 储集空间与物性特征

风城组致密至页岩油储层具有孔-缝双重介质特征,主要发育粒间孔、次生溶孔和裂缝(层理缝和微裂

缝)^[24, 26]。粒间孔是颗粒支撑形成的微米级孔隙,其孔径为0.2~2.0 μm,形态复杂,连通性一般;溶蚀孔由长石等发生溶蚀形成,在砂岩/粉砂岩中广泛发育,其孔径为几纳米至微米级,当溶蚀孔聚集发育时,孔隙连通性较好;微裂缝和层理缝在应力作用下较发育,延伸性较好,切割矿物或沿矿物颗粒边缘分布,宽度为几十纳米至几微米,长度为微米级。此外,细粒岩相还发育黏土矿物、黄铁矿晶间孔以及有机质孔隙,孔径通常小于0.6 μm^[24]。

风城组细粒岩相孔隙度范围在0.7%~8.0%,平均孔隙度以粉砂岩和云质泥岩最高,黏土质页岩和钙质页岩最低,但整体差别不大且小于2%^[26-27]。细粒岩相渗透率主要介于 $(0.011 \sim 0.392) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率以云质泥岩最高,其余岩相均较低;这些样品最大喉道半径为0.018~0.134 μm(平均值0.074 μm),平均喉道半径为0.006~0.044 μm(平均值0.017 μm),均具有一个喉道半径主峰(峰值范围在0.004~0.020 μm)^[27]。

2.3.3 成岩作用与成岩序列

强烈的成岩作用是风城组复杂岩相发育的重要原因。风城组除发育常见的机械压实、矿物重结晶和交代作用外,还发育石英溶蚀、硅硼钠石胶结等典型碱性流体环境中的成岩现象^[25]。考虑到风城组横向上存在碱湖中心、湖盆斜坡区至湖盆边缘浅水区的沉积分

区,不同分区湖水的盐碱度不同,造成沉积物成岩流体环境演化各不相同^[28]。风城组沉积期碱湖中心区的盐质页岩一直保持碱性成岩环境,早期(镜质体反射率 $R_o \leq 0.5\%$)以碱盐矿物(含钠碳酸盐)及钾长石自生为主,晚期($R_o > 0.5\%$)以硅酸硼钠石交代碱盐矿物为主;湖盆边缘浅水粉砂岩经历了弱碱—酸性成岩环境的转变,早期以硅质和含镁黏土矿物自生为主,晚期以长石和碳酸盐矿物溶蚀为主;斜坡过渡区的云质页岩经历了碱性—酸性成岩环境的转变,早期以白云石和沸石自生为主,晚期主要经历了长石和碳酸盐矿物的硅酸硼钠石化或硅化^[28]。

3 成储机制

3.1 三叠系

3.1.1 百口泉组烃—水—岩作用机理

次生碳酸盐矿物元素或同位素组成可有效记录沉

积岩层烃—水—岩作用过程^[29-31]。电子探针测试发现,百口泉组次生方解石普遍富Mn, MnO含量为0.79%~14.67%,平均值为5.05%。不同期次方解石MnO含量差异显著:晚期I方解石MnO含量一般低于4%,多数小于2%,而晚期II粗晶方解石MnO含量一般大于5%,高值可达11%~15%。相比而言,FeO含量相对低,为0.01%~0.79%,平均值为0.12%(图7a,b)。更有特点的是,这些次生方解石极度亏损 ^{13}C 同位素,全岩方解石稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}$)分布在 -69.8% ~ -22.5% ,主体为 -50.0% ~ -36.0% (图7c,d);稳定氧同位素比值($\delta^{18}\text{O}$)也有负偏趋势,分布在 -22.6% ~ -12.8% ,与 $\delta^{13}\text{C}$ 具有类似的变化趋势^[31]。

$\delta^{13}\text{C}$ 极度负偏次生碳酸盐矿物的形成与有机质有关,在富有机质地质体系中,烃类氧化过程和热演化脱羧基均可产生 ^{13}C 显著亏损的 CO_2 ,进而形成 $\delta^{13}\text{C}$ 很低的方解石,前者可达 -69% ,后者约 -25% ^[29, 31]。百口泉组次生方解石 $\delta^{13}\text{C}$ 主体分布范围在 -50.0% ~ -36.0% ,最低达 -69.8% ,相比于有机质热演化脱羧基更为接近于有机质的氧化。在烃类氧化过程中,碳

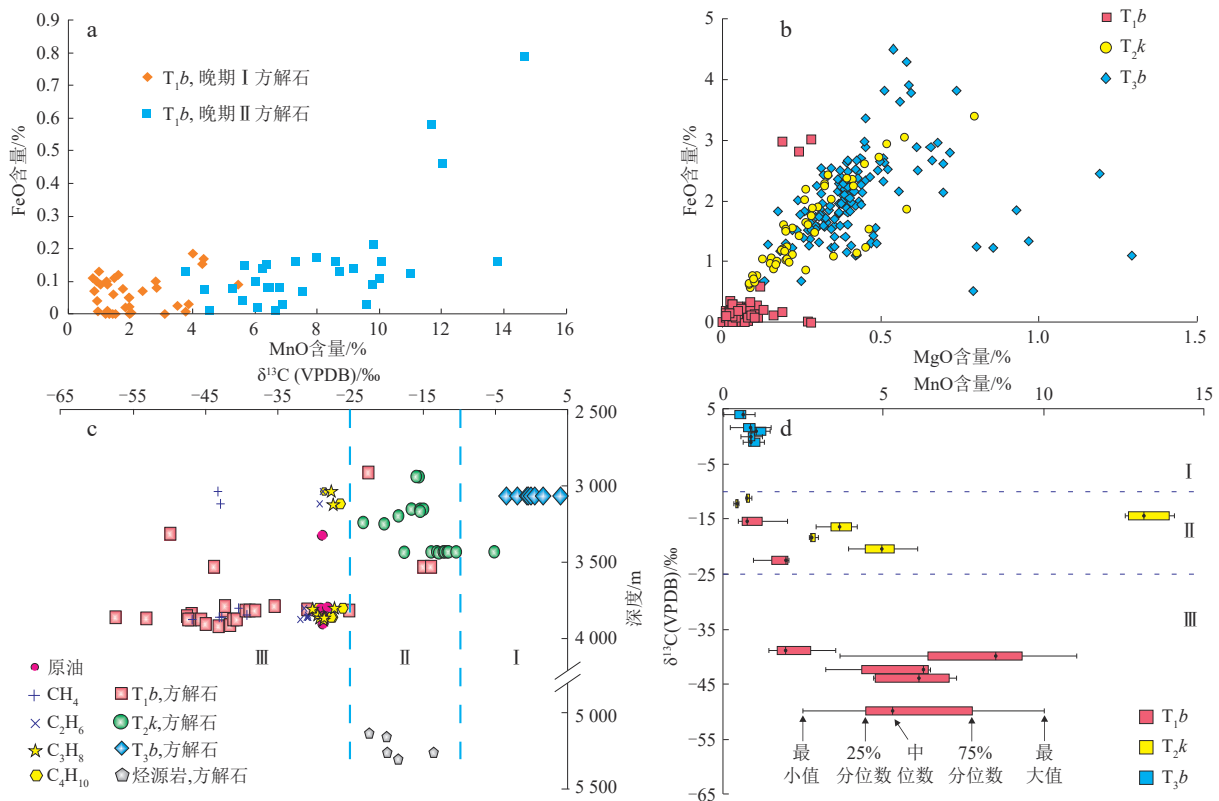


图7 玛湖凹陷三叠系次生方解石主量元素与碳、氧同位素分布特征

Fig. 7 Distribution of major elements and carbon-oxygen isotopes in secondary calcite within the Triassic strata, Mahu Sag

a. 百口泉组次生方解石Mn和Fe含量交会图^[31]; b. 三叠系百口泉组—克拉玛依组次生方解石Fe和Mg含量交会图; c. 三叠系次生方解石、原油和天然气单体烃稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}$)对比, 图中区域I中通常为继承大气水 CO_2 成因碳酸盐矿物, 区域II中为脱羧基成因碳酸盐矿物, 区域III中为甲烷热氧化成因碳酸盐矿物; d. 三叠系次生方解石MnO含量与 $\delta^{13}\text{C}$ 箱型图^[13], 区域I—III与图7c一致

同位素会发生化学动力学分馏,其准则是生成的 CO_2 富集 ^{12}C 同位素,而剩余烃中富集 ^{13}C 同位素,随着反应程度增大,生成的 CO_2 增多,剩余烃类 $\delta^{13}\text{C}$ 相对增重^[32]。考虑到研究区缺乏硫酸盐供给,高价Mn和Fe可作为电子受体导致 CH_4 等烃类的氧化,形成 CO_2 ,进而导致方解石沉淀。百口泉组整体为杂色岩层,发育大量“红层”沉积,为高价Mn和Fe氧化物的来源提供了充足的物质基础^[31]。

促进烃类氧化发生的因素有微生物和热作用两种途径,前者可能降低了活化能的门槛,而后者则直接提供了激活反应所需要的能量^[33-34]。对于百口泉组,方解石盐水包裹体均一温度集中在 $85 \sim 100\text{ }^\circ\text{C}$ 和 $105 \sim 135\text{ }^\circ\text{C}$ 两个区间。经过热史校正的 Δ_{47} 团簇同位素温度计($T_{\Delta 47} = 78 \sim 141\text{ }^\circ\text{C}$)也指示这些方解石基本与微生物活动无关^[35]。因此,较高温度下的热作用是促使烃类氧化反应发生的初始条件。需强调的是,油气藏中的原油和天然气是以不同碳数烷烃为主的混合物,并含有一定量的羧酸^[29]。由于C—H键能的不同,甲烷比长链烷烃(特别异构体长链烃)分子结构更稳定,在热氧化过程中甲烷相对液态烃(油)也更稳定,最终表现为长链液态烃早于甲烷被氧化。在油和天然气同时富集的地区,如玛18井区,长链的液态烃要早于甲烷被氧化^[35]。但在实际油气藏中,由于天然气的扩散范

围要远大于油的充注范围,导致天然气与储集岩杂基中高价Mn和Fe氧化物接触范围远远高于原油。加上天然气主要组分为甲烷,因而对百口泉组整体而言,方解石 $\delta^{13}\text{C}$ 多数低于甲烷对应值,整体显示出甲烷大量被氧化^[35](图8)。

3.1.2 克拉玛依组烃-水-岩作用机理

在克拉玛依组,次生方解石MnO含量整体也较高($2.00\% \sim 7.00\%$)(图7d),指示其沉淀时期成岩流体可能受烃类流体影响。个别样品方解石MnO含量异常高($12.00\% \sim 14.05\%$),这可能反映了该组存在局部的烃类氧化现象^[13]。此外,次生方解石 $\delta^{13}\text{C}$ 分布在 $-30\text{‰} \sim -10\text{‰}$,且与MnO含量呈现一定的负相关关系(图7d)。这些均指示了该组成岩流体受烃类充注影响显著,并且方解石的碳源主要来自有机酸热脱羧酸作用产生的 CO_2 ^[29]。考虑到克拉玛依组发育少量褐色粉砂质泥岩夹层,整套地层有一定量高价Fe和Mn氧化物,少量方解石异常富Mn且 $\delta^{13}\text{C}$ 低至 -29.3‰ ,指示克拉玛依组很可能发生了长链烃的氧化,但甲烷并未发生大规模氧化。

对比百口泉组和克拉玛依组可见,深埋碎屑岩层高价Fe和Mn氧化物导致的烃类热氧化作用需要一定的地质条件。首先,碎屑岩层需有充足的高价Fe和

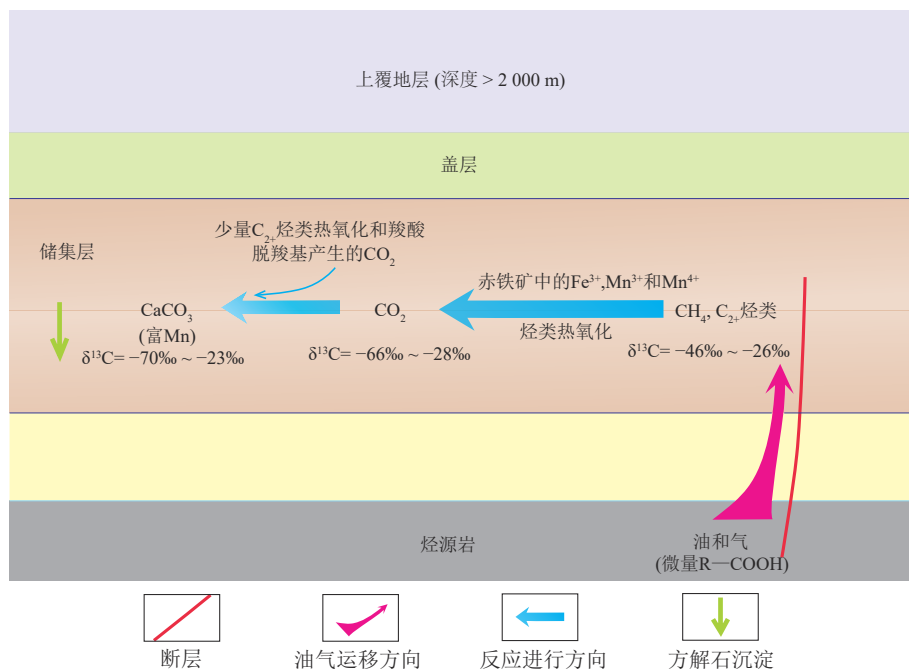


图8 沉积盆地深埋碎屑岩层烃类热氧化概念图(修改自文献[31])

Fig. 8 Conceptual diagram illustrating the thermal oxidation of hydrocarbons in the deeply buried clastic layers within a sedimentary basin (modified after reference [31])
(R—COOH 为羧酸。)

Mn 氧化物供给,克拉玛依组虽见褐色粉砂质泥岩发育,但其累计厚度远不及百口泉组。氧化性物质的有限供给一定程度约束了克拉玛依组烃类氧化的作用范围。其次,就热促进下的烃类氧化作用而言,达到一定的温度条件是反应发生的必要条件。依据百口泉组次生方解石流体包裹度均一温度和 Δ_{47} 团簇同位素温度计数据,高价Fe和Mn氧化物导致烃类氧化的起始温度不低于 $80 \sim 85\text{ }^{\circ}\text{C}$ ^[35]。相比百口泉组,较低的地层温度也约束了克拉玛依组烃类热氧化的广泛发生,甲烷更为稳定,导致只能发生长链烃的部分氧化。

3.1.3 成储机制及其差异性

百口泉组沉积期,扇三角洲前缘水流的淘洗减少了岩石中泥质含量,并使岩石颗粒具更好的分选。该条件下沉积的水下分流河道砾岩和砂岩具有更多的原生粒间孔隙^[14]。进入成岩阶段,三叠纪地层并未经过显著的区域抬升,持续的机械压实导致原生孔隙显著减少。至早侏罗世,百口泉组接受第一期小规模的烃类充注,该时期的地层温度在 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上并进入到中成岩阶段。该温度下烃类已被地层中高价Mn和Fe物质缓慢氧化,生成贫 ^{13}C 的 CO_2 ^[31]。这些 CO_2 与烃源流体带来的有机酸及 CO_2 共同酸化孔隙流体。该条件下钾长石被一定程度溶蚀并形成次生孔隙。至早白垩世,第二期大规模烃类充注发生^[16],该时期百口泉组地层温度增高至 $110 \sim 140\text{ }^{\circ}\text{C}$,更高的地层温度促使大规模烃类热氧化反应的发生^[35]。该反应产生更多的有机酸和 CO_2 ,钾长石等矿物被进一步溶蚀,形成了更多次生孔隙的同时连通了存留的原生孔隙。这些连通

孔隙成为油气存储和渗流的关键,可见,烃类充注引发的强溶蚀作用使百口泉组能够在岩石致密的过程中成藏(图9)。

克拉玛依组与百口泉组相似,其储集空间主要是烃类充注后长石和早期方解石溶蚀形成的溶蚀孔,油气成藏的关键也是矿物溶蚀。但相比百口泉组其溶蚀作用更弱,次生矿物的胶结作用更强,这导致其岩石孔隙度和渗透率低于百口泉组。白碱滩组多数岩样物性较差,在无烃类充注引发的矿物溶蚀改善下,持续的机械压实以及方解石等矿物的胶结导致白碱滩组原生孔隙被大量破坏(图9)。综上所述,沉积微相的控制、烃-水-岩相互作用以及随后引起的矿物溶蚀成为玛湖凹陷三叠系优质储层发育的关键因素。

3.2 上二叠统

在上乌尔禾组,粒间广泛分布的浊沸石胶结物是火山物质蚀变的产物^[22]。研究区低MnO含量($<1.5\%$)和 ^{13}C 相对富集的早期方解石($\delta^{13}\text{C} > -10.0\%$)反映了早期成岩流体受到了古大气水影响。另外,不受油气影响的水层中的方解石含有少量MnO,且部分样品FeO含量较高。这表明成岩早期火山物质蚀变释放了Fe和Mn离子进入孔隙水,同时该过程会导致孔隙水pH值升高,促进了早期方解石的沉淀。随着后续两期油气充注,含油气层方解石中相对高的MnO含量($2\% \sim 5\%$)和亏损的 ^{13}C ($\delta^{13}\text{C} < -10.0\%$)指示成岩流体受烃类改造,且改造强度具有差异^[31]。上乌尔禾组油层中次生方解石 $\delta^{13}\text{C}$ 整体分布在 $-25\% \sim -7\%$,基本与有机酸脱羧基成因 CO_2 一致^[29, 31]。由于大气降水和含油

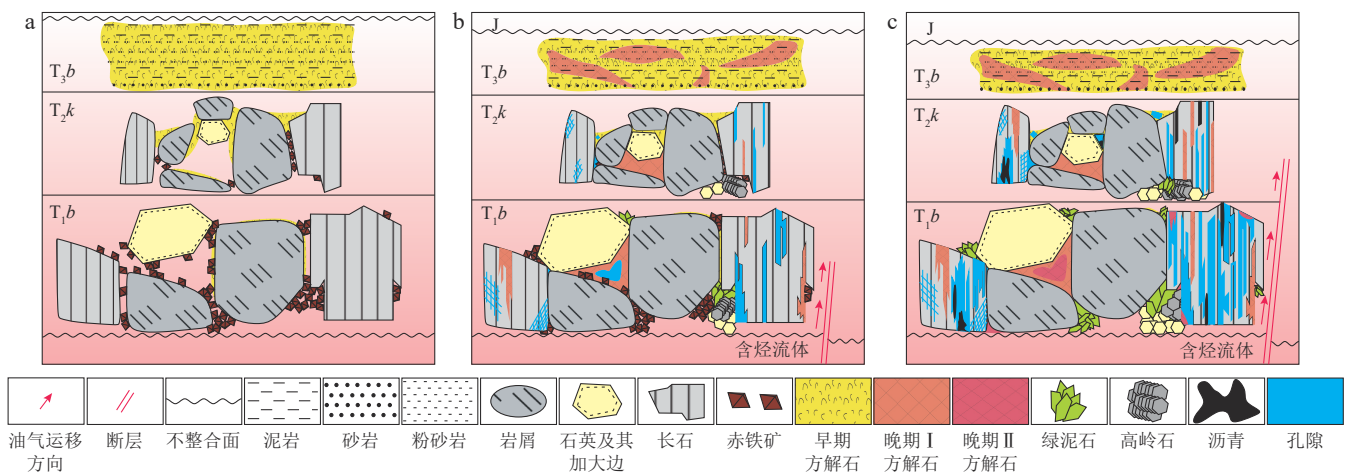


图9 玛湖凹陷三叠系不同地层组的成储机制对比^[13]

Fig. 9 Comparison of reservoir formation mechanisms across different Triassic formations, Mahu Sag^[13]

a. 三叠纪油气充注; b. 早侏罗世油气充注; c. 早白垩世油气充注

J. 侏罗系

气流体的差异性充注,油气层、水层和干层中发生了不同的流体-岩石相互作用,该作用改变了成岩过程也影响了储层物性。

在早成岩期,上乌尔禾组埋深较浅,压实作用较弱,同时形成的浊沸石和方解石呈基底式胶结。随着上覆地层埋深加大,压实作用增强,原生孔隙进一步减少,在二叠纪末沉积间断期间,大气水供给的 CO_2 导致火山物质蚀变,沉淀出浊沸石,部分长石、岩屑轻微溶蚀,在该组顶部附近形成少量次生孔隙^[19]。综上,早成岩阶段大气降水淋滤对储层的改造有限。

在中成岩期,中侏罗世的第一期油气充注处于储层致密的临界点,含烃流体携带的源自烃源岩的有机酸降低了地层水的pH值,抑制了浊沸石和方解石的沉淀,并促进它们的溶蚀,同时产生少量次生孔隙和微裂缝。该期含油气流体的充注延缓了强压实作用下储层孔隙度的下降速率,为后续的油气充注保留了一定储集空间,奠定了储层改造的基础。此后早白垩世较强的油气充注导致浊沸石、长石和早期方解石广泛溶蚀,沿解理缝形成了互相连通的次生孔隙。综上,中成岩阶段两期含油气流体改善了上乌尔禾组储集空间,促使其优质储层的形成^[19]。

3.3 下二叠统

风城组页岩油储层首先受沉积作用形成的岩相控制。岩相显著影响储集空间类型和孔隙孔径分

布^[24, 26]。统计分析表明,物性较好的长英质粉砂岩相主要发育长石溶蚀孔和微裂缝的双重介质储集空间,其宏孔(孔径 $> 1 \mu\text{m}$)平均占比27.6%,大孔(孔径 $50 \sim 1\,000 \text{ nm}$)平均占比25.9%,介孔(孔径 $2 \sim 50 \text{ nm}$)平均占比46.5%。白云质页岩相主要发育白云石溶孔和少量微裂缝的储集空间组合。孔径大于 $1 \mu\text{m}$ 的宏孔和孔径 $2 \sim 50 \text{ nm}$ 的介孔共存(介孔平均占比51.0%,大孔平均占比15.1%,宏孔平均占比33.9%)。云质盐类矿物混合纹层岩相主要发育层理缝和孔隙的储集空间组合,以孔径 $2 \sim 50 \text{ nm}$ 的介孔为主(介孔平均占比71.8%,大孔平均占比8.5%,宏孔平均占比19.7%)^[26]。

风城组沉积后,成岩作用也显著影响了其储集空间形成与演化。以典型的云质泥页岩为例,其经历了机械压实-溶蚀-多期次胶结-多类型交代交替的成岩过程,压实和胶结作用使储层物性变差,溶蚀作用局部改善了储层物性^[28]。更值得关注的是,富有机质页岩层系的成储机制,相比于一般泥页岩,除了发育常见的成岩作用特征以外,明显受到有机质生烃作用及其过程中生成的酸性流体的影响。诸多热模拟实验证实,富有机质页岩在热成熟过程中可以产生大量的有机酸和 CO_2 (图10)。其中,有机酸主要为乙酸,总有机酸最大产率为 1.34 mmol/g , CO_2 产率为 $0.30 \sim 10.9 \text{ mmol/g}$ ^[36]。伴随干酪根成熟,生成的有机酸和 CO_2 会溶解于孔隙水,降低其pH值,进而影响碳酸盐矿物和长石的溶解度。

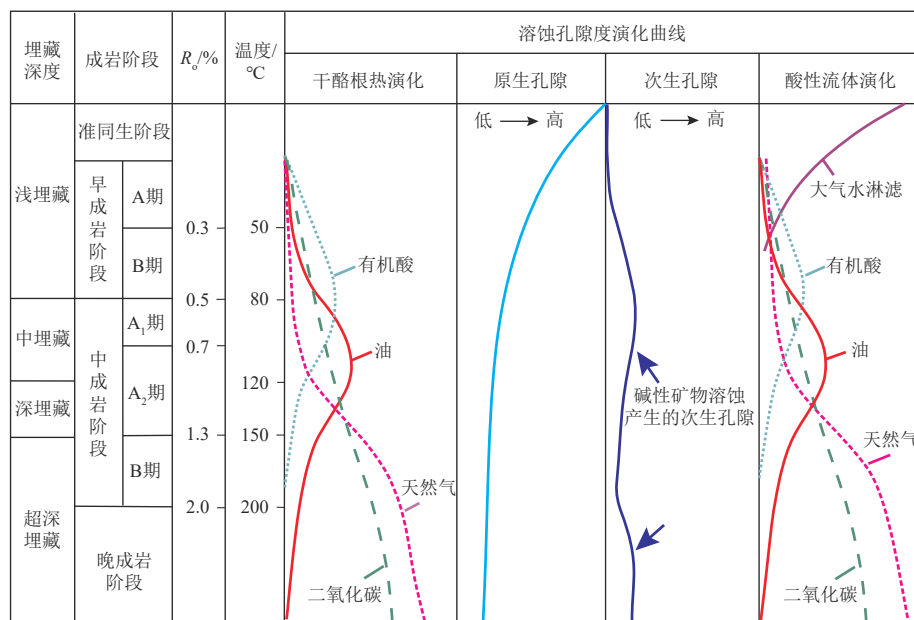


图10 富有机质细粒沉积岩成岩作用和生烃作用耦合约束下的孔隙度演化曲线(修改自文献[41-42])

Fig. 10 Curves showing the depth-varying porosity of organic-rich fine-grained sedimentary rocks under the constraint of the coupling of diagenesis and hydrocarbon generation (modified after references [41-42])

对于风城组而言,长英质粉砂岩相成岩体系较为开放,在这些酸性流体作用下,碳酸盐矿物和长石发生较强的溶蚀,形成大量的溶蚀孔隙,因而蕴含较多的游离态原油;含纹层白云质页岩相主要发育白云石、硅酸硼钠石、石英和长石等矿物,初始碱性成岩流体环境中中和了部分生烃过程的酸性流体,碳酸盐矿物和长石仅发生较弱溶蚀,形成了少量溶蚀孔隙,从而蕴含少量游离态原油^[28]。这种差异溶蚀现象在准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层也有发现^[37]。

相对于海相沉积,陆相富有机质页岩层系中常见粗粒碎屑岩或碳酸盐岩薄夹层。这些夹层具有明显的距离优势,更容易与互层的页岩中产生的有机酸和CO₂发生反应^[38-39]。此外,陆相页岩层系物质组分更为复杂,火山物质等提供的不稳定矿物组分含量较高,具备良好的反应物质基础。差异压实、生烃增压、排烃作用和油气运移等一系列过程增加了有机酸和CO₂的流动能力,增大了反应范围和强度,能够使部分反应产物排出体系或重新分配,从而改善储层质量(图10)^[40]。

4 成储机制差异性对全油气系统成藏的影响

鉴于风城组烃源条件好^[8],在玛湖凹陷内,风城组

烃源岩成熟后,油气优先充注风城组内长英质粉砂岩等岩相,并富集成藏。研究区发育平行于西北缘山前逆掩断裂带的逆冲深大断裂,其在海西期强烈挤压应力作用下形成,并在印支期持续发育,而与逆冲深大断裂相交且近垂直的走滑断裂,则沿东西向呈雁列式分布,形成于三叠纪末期至燕山构造期^[43]。随着烃源岩成熟,风城组地层压力不断增大,在早侏罗世和早白垩世,伴随着逆冲深大断裂及走滑断裂的活动,油气沿断裂自风城组向源上常规砂岩和致密砾岩储集层幕式运移(图11)。在早侏罗世油气初期运移时,自上乌尔禾组至白碱滩组,其成岩演化已至早成岩阶段末期和中成岩阶段,储层因经历压实作用原生孔隙损失显著,已致密化^[13, 19]。受储层质量的制约,自上乌尔禾组至白碱滩组,该期油气充注基本局限于扇三角洲、三角洲前缘相带的优势砂体和富砾岩体,油气充注的范围相对有限。在常规的克拉玛依组-白碱滩组,由于烃-水-岩作用较弱,油气成藏基本受砂体沉积微相的控制,呈现出典型的岩性油气藏特征;而在上乌尔禾组-百口泉组,由于储层已致密,油气没有大规模成藏。但油气充注后,强烈的烃-水-岩作用导致长石和浊沸石等碱性矿物规模溶蚀,形成大量次生孔隙,改善了砾岩储层的孔隙度和渗透率,在早白垩世后期成藏阶段,油气充注的空间范围显著扩大。在风城组油源充足的前提

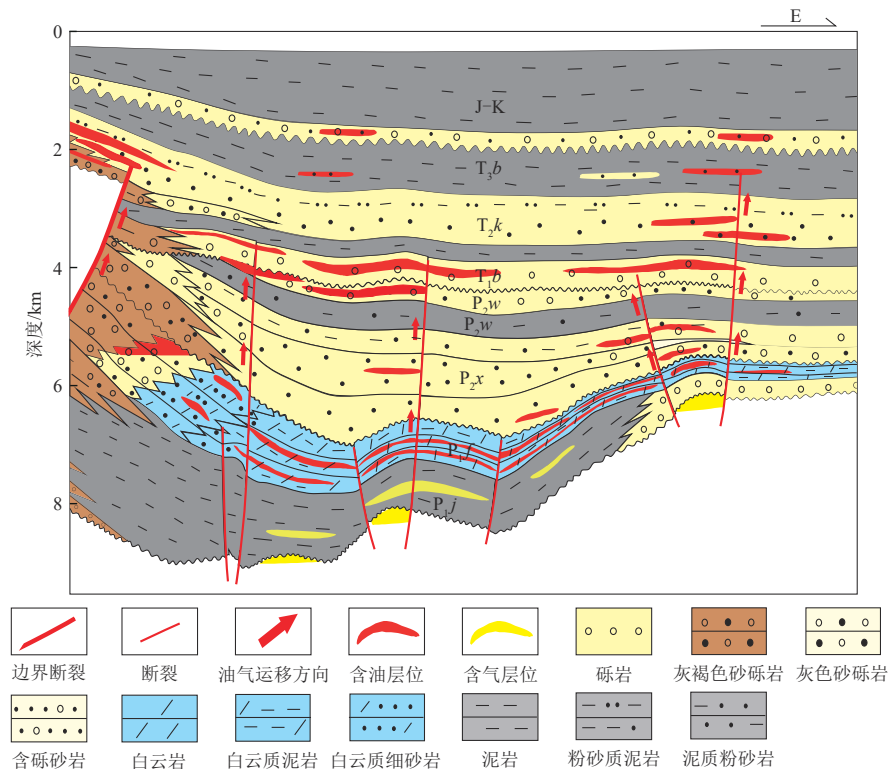


图11 玛湖凹陷内全油气系统成藏模式

Fig. 11 Hydrocarbon accumulation patterns of the WPS in the Mahu Sag

下,玛湖凹陷西斜坡砾岩百里油区的形成一方面受浅水扇三角洲前缘相带的约束,另一方面则与深部碎屑岩层烃-水-岩作用密切相关^[13-14]。总体而言,在烃源条件充足的全油气系统中,烃源岩成熟后油气首先在层内物性较好的优势岩相聚集成藏形成页岩油藏甜点段,随后在输导体系沟通下,油气在常规和致密储层的优势相带局限性聚集,而在后期烃-水-岩作用的促进下,伴随着次生孔隙的大量形成以及孔隙连通性的改善,深埋碎屑岩层油气成藏的范围可以显著扩大。

5 结 论

1) 玛湖凹陷深层主要储集层的成储机制差异显著。对于风城组烃源岩之上的上乌尔禾组至三叠系粗碎屑岩储集层,沉积过程、烃-水-岩作用与伴生的矿物溶蚀是优质储层形成的主控因素。不同层位烃-水-岩作用机理与矿物溶蚀特征存在明显差异。上乌尔禾组以早成岩期火山物质蚀变形成的浊沸石普遍胶结为特征,在含烃流体所携带有机酸的影响下,浊沸石再次溶蚀,其溶蚀孔成为上乌尔禾组主要储集空间。

2) 下三叠统百口泉组发生了高价Mn和Fe氧化物诱发的烃类热氧化作用。该作用生成了大量亏损¹³C同位素的CO₂,导致钾长石溶蚀,改善了储层物性,特别是渗透率。而上覆的克拉玛依组,由于氧化性物质供给有限,仅有限烃类被氧化,含烃流体携带的烃源岩产生的有机酸导致钾长石部分溶蚀,局部改善了储层物性。白碱滩组几乎不受烃-水-岩作用影响,储层质量受沉积和钙质胶结程度影响显著。

3) 下二叠统风城组页岩油储层质量受岩相控制显著,埋藏过程中压实和胶结作用使储层物性变差,生烃作用伴生的有机酸导致碳酸盐矿物和长石溶蚀,改善了储层物性。

4) 深层碎屑岩优质储层的发育常与烃-水-岩作用密切相关,需重视该过程的机理性研究。富有机质细粒储层成因研究需着重分析不同岩相的差异性和埋藏条件下成岩成烃耦合作用的影响。

致谢:感谢国家自然科学基金项目(42272179, 41902137)支持!感谢中国石油新疆油田公司在样品采集过程中的支持和帮助!感谢庞雄奇教授、刘可禹教授和两位匿名审稿人在论文撰写过程中提出的建设性建议!

参 考 文 献

[1] MAGOON L B, DOW W G. The petroleum system—from source

to trap[M]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1994.

[2] 宋岩, 贾承造, 姜林, 等. 全油气系统内涵与研究思路[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(6): 1199–1210, 1226.

SONG Yan, JIA Chengzao, JIANG Lin, et al. Connotation and research strategy of the whole petroleum system [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(6): 1199–1210, 1226.

[3] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385–399, 454.

ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385–399, 454.

[4] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 437–452.

JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 437–452.

[5] 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 Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Basic principles of the whole petroleum system [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 679–691.

[6] 庞雄奇, 贾承造, 宋岩, 等. 全油气系统定量评价: 方法原理与实际应用[J]. 石油学报, 2022, 43(6): 727–759.

PANG Xiongqi, JIA Chengzao, SONG Yan, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: Principle and application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 727–759.

[7] 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 Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, 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.

[8] 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 Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, 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.

[9] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. 地质学报, 2016, 90(1): 37–67.

CHEN Jianping, WANG Xulong, DENG Chunping, et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, northwest China [J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90

- (1): 37-67.
- [10] 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, 22.
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, 22.
- [11] 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 Xiatian, et al. A new breakthrough in exploration of large conglomerate oil province in Mahu Sag and its implications[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(2): 127-137.
- [12] CARROLL A R, LIANG Yunhai, GRAHAM S A, et al. Junggar Basin, northwest China: Trapped Late Paleozoic ocean [J]. Tectonophysics, 1990, 181(1/4): 1-14.
- [13] HU Ruipu, KANG Xun, TAN Jingqiang, et al. Multi-origin authigenic calcite controlled by the depositional environment and fluid-rock interactions in the Triassic siliciclastic strata, Junggar Basin, NW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 148: 106076.
- [14] KANG Xun, HU Wenxuan, CAO Jian, et al. Controls on reservoir quality in fan-deltaic conglomerates: Insight from the Lower Triassic Baikouquan Formation, Junggar Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 103: 55-75.
- [15] 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.
- [16] 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(增刊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(S1): 64-71.
- [17] KANG Xun, HU Wenxuan, CAO Jian, et al. Selective dissolution of alkali feldspars and its effect on Lower Triassic sandy conglomerate reservoirs in the Junggar Basin, northwestern China[J]. Geological Journal, 2018, 53(2): 475-499.
- [18] 尹路,许多年,乐幸福,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系百口泉组储层特征及油气成藏规律[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(1): 59-68.
YIN Lu, XU Duonian, YUE Xingfu, et al. Reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation rules of Triassic Baikouquan Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(1): 59-68.
- [19] ZHI Dongming, KANG Xun, QIN Zhijun, et al. Fluid-rock interactions and porosity genesis in deep clastic reservoirs: A perspective of differential oil charge intensity [J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 137: 105508.
- [20] 王宏博,马存飞,曹铮,等. 基于岩相的致密砂岩差异成岩作用及其储层物性响应——以准噶尔盆地莫西庄地区下侏罗统三工河组为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 976-992.
WANG Hongbo, MA Cunfei, CAO Zheng, et al. Differential diagenesis and reservoir physical property responses of tight sandstone based on lithofacies: A case study on the Lower Jurassic Sangonghe Formation in Moxizhuang area, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 976-992.
- [21] 刘佳庚,王艳忠,操应长,等. 渤海湾盆地东营凹陷民丰洼陷陡坡带深层-超深层碎屑岩优质储层控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1203-1217.
LIU Jiageng, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Factors controlling the development of deep and ultra-deep coarse-grained siliciclastic reservoirs with high quality in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1203-1217.
- [22] 左如斯,曾翔,曹忠祥,等. 沉积岩中沸石类矿物成岩演化特征及其意义[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(5): 543-553.
ZUO Rusi, ZENG Xiang, CAO Zhongxiang, et al. Diagenetic evolution and its significance of zeolites in sedimentary rocks [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(5): 543-553.
- [23] 刘惠民,张关龙,范婕,等. 准噶尔盆地腹部征沙村地区征10井的勘探发现与启示[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1118-1128.
LIU Huimin, ZHANG Guanlong, FAN Jie, et al. Exploration discoveries and implications of Well Zheng 10 in the Zhengshacun area of the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1118-1128.
- [24] 王然,吴涛,尤新才,等. 玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层岩相特征及定量评价[J]. 石油学报, 2023, 44(7): 1085-1096.
WANG Ran, WU Tao, YOU Xincan, et al. Petrographic characteristics and quantitative comprehensive evaluation of shale oil reservoirs in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(7): 1085-1096.
- [25] GUO Pei, WEN Huaguo, GIBERT L, et al. Deposition and diagenesis of the Early Permian volcanic-related alkaline playa-lake dolomitic shales, NW Junggar Basin, NW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 123: 104780.
- [26] 唐勇,贾承造,陈方文,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组全粒序储层孔喉结构与原油可动性关系[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 99-111.
TANG Yong, JIA Chengzao, CHEN Fangwen, et al. Relationship between pore throat structure and crude oil mobility of full particle sequence reservoirs in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 99-111.
- [27] 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 Xiang, HE Wenjun, GUO Huajun, 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.
- [28] 李长志, 郭佩, 许景红, 等. 碱湖页岩酸性差异对页岩成岩演化及储集层的影响[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 88–101.
- LI Changzhi, GUO Pei, XU Jinghong, et al. Influences of different alkaline and acidic diagenetic environments on diagenetic evolution and reservoir quality of alkaline lake shales [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 88–101.
- [29] IRWIN H, CURTIS C, COLEMAN M. Isotopic evidence for source of diagenetic carbonates formed during burial of organic-rich sediments[J]. Nature, 1977, 269(5625): 209–213.
- [30] CURTIS C. Mineralogical consequences of organic matter degradation in sediments: Inorganic/organic diagenesis [M]// LEGGETT J K, ZUFFA G G. Marine Clastic Sedimentology. Dordrecht: Springer, 1987: 108–123.
- [31] HU Wenxuan, KANG Xun, CAO Jian, et al. Thermochemical oxidation of methane induced by high-valence metal oxides in a sedimentary basin [J]. Nature Communications, 2018, 9(1): 5131.
- [32] KROUSE H R, VIAU C A, ELIUK L S, et al. Chemical and isotopic evidence of thermochemical sulphate reduction by light hydrocarbon gases in deep carbonate reservoirs [J]. Nature, 1988, 333(6172): 415–419.
- [33] BEAL E J, HOUSE C H, ORPHAN V J. Manganese- and iron-dependent marine methane oxidation [J]. Science, 2009, 325(5937): 184–187.
- [34] KIYOSU Y, IMAIZUMI S. Carbon and hydrogen isotope fractionation during oxidation of methane by metal oxides at temperatures from 400° to 530° C [J]. Chemical Geology, 1996, 133(1/4): 279–287.
- [35] KANG Xun, TAN Jingqiang, SCHULZ H M, et al. Clumped and in situ carbon and oxygen isotopes of calcite as tracers for oxidation of hydrocarbons in deep siliciclastic strata [J]. GSA Bulletin, 2024, 136(11/12): 4689–4704.
- [36] BARTH T, BJØRLYKKE K. Organic acids from source rock maturation: Generation potentials, transport mechanisms and relevance for mineral diagenesis [J]. Applied Geochemistry, 1993, 8(4): 325–337.
- [37] WU Haiguang, HU Wenxuan, TANG Yong, et al. The impact of organic fluids on the carbon isotopic compositions of carbonate-rich reservoirs: Case study of the Lucaogou Formation in the Jimusaer Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 85: 136–150.
- [38] 孙龙德, 王小军, 冯子辉, 等. 松辽盆地古龙页岩纳米孔缝形成机制与页岩油富集特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1350–1365.
- SUN Longde, WANG Xiaojun, FENG Zihui, et al. Formation mechanisms of nano-scale pores/fissures and shale oil enrichment characteristics for Gulong shale, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1350–1365.
- [39] 胡宗全, 王濡岳, 路菁, 等. 陆相页岩及其夹层储集特征对比与差异演化模式[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1393–1404.
- HU Zongquan, WANG Ruyue, LU Jing, et al. Storage characteristic comparison of pores between lacustrine shales and their interbeds and differential evolutionary patterns [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1393–1404.
- [40] 胡文瑄, 姚素平, 陆现彩, 等. 典型陆相页岩油层系成岩过程中有机质演化对储集性的影响[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(5): 947–956, 1047.
- HU Wenxuan, YAO Suping, LU Xiancai, et al. Effects of organic matter evolution on oil reservoir property during diagenesis of typical continental shale sequences [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(5): 947–956, 1047.
- [41] SCHMIDT V, MCDONALD D A. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis [M]//SCHOLLE P A, SCHLUGER P R. Aspects of Diagenesis. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, 1979: 175–207.
- [42] SEEWALD J S. Organic-inorganic interactions in petroleum-producing sedimentary basins [J]. Nature, 2003, 426(6964): 327–333.
- [43] 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(增刊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 reservoirs in the Triassic Bakouquan Formation [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(S1): 11–24.

(编辑 董奕含)