

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

靳 军¹, 康 逊², 胡文瑄², 向宝力¹, 王 剑¹, 曹 剑²

(1. 中国石油 新疆油田分公司 实验检测研究院, 新疆 克拉玛依 834000;

2. 南京大学 地球科学与工程学院, 江苏 南京 210046)

摘要:砂砾岩作为重要油气储层类型之一,以非均质性显著、易受成岩作用影响为特征,因而分析其成岩作用及对储集性能的影响是储层研究的关键。文章在准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷地区,以最近勘探取得重大突破的西斜坡艾湖油田下三叠统百口泉组(T_1b)缓坡扇三角洲砂砾岩储层为例,研究了成岩作用类型及对储集能力的影响。结果表明,研究区砂砾岩主要发育了四种成岩作用类型:压实、交代(碎屑长石的钠长石化和蒙皂石的伊利石化)、溶蚀(钾长石和方解石等)和胶结(方解石、高岭石和少量绿泥石)。它们对储集性能的影响差异显著。压实作用显著破坏了颗粒间的原生孔隙,降低了储层物性;矿物交代总体对储层物性影响有限;相比而言,在断裂沟通含烃流体促进下,钾长石等矿物的溶解在扇三角洲前缘的水下河道与颗粒流沉积等具有较好初始物性的砂砾岩,形成了次生孔隙发育带,显著改善了砂砾岩的储集性能;胶结作用不利于砂砾岩成岩中晚期孔隙的保存,特别是高岭石和方解石的局部富集导致了低渗透层的形成。据此,发现研究区不同段的储层发育有明显差异,由下至上百一段在油源断裂附近发育优质储层;百二段在油源断裂的上倾位置发育优质-较好储层;而百三段研究区储层几乎不发育。

关键词:成岩作用;储层;物性;砂砾岩;百口泉组;玛湖凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Diagenesis and its influence on coarse clastic reservoirs in the Baikouquan Formation of western slope of the Mahu Depression, Junggar Basin

Jin Jun¹, Kang Xun², Hu Wenxuan², Xiang Baoli¹, Wang Jian¹, Cao Jian²

(1. Research Institute of Experiment and Detection, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. School of Earth Sciences and Engineering, Nanjing University, Nanjing, Jiangsu 210046, China)

Abstract: Coarse clastic reservoirs, one of the most commonly seen reservoir types in the world, feature in strong heterogeneity and are highly sensitive to diagenesis process. One of the key research areas for the reservoir is the study of the impact of diagenesis upon its storage capacity. The coarse clastic reservoirs in the slope delta fan of the Lower Triassic Bai-kouquan Formation (T_1b) in Aihu oilfield (an exploration breakthrough was made recently) in western slope of the Mahu Depression in Juggar Basin were chosen to study the diagenesis types and their impact upon storage capacity of the reservoirs. The result indicates that there were mainly four types of diagenese process in the area: mechanical compaction, mineral replacement (albitization of detrital feldspar and illitization of smectite), dissolution (K-feldspar and calcite, etc.) and cementation (calcite, kaolinite and small amounts of chlorite). These processes had significant influence upon the quality of the reservoirs. Compaction undermined the primary intraparticle pores and soured physical properties of the layers. Mineral replacement had only limited impact over the properties; but relatively speaking, dissolution of minerals like potash feldspar and etc. facilitated by hydrocarbon-bearing fluids migrating along faults greatly increased storage capacity of the layers by forming secondary pore zones in coarse clastic rocks with fair primary physical properties such as underwater channel sands of fan delta fronts and granular flow deposits. Cementation was destructive to the preservation of pores formed during the

收稿日期:2016-08-03;修订日期:2017-02-20。

第一作者简介:靳军(1970—),男,博士、高级工程师,石油实验地质与油气储层地质。E-mail:jinjun@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:胡文瑄(1959—),男,博士、教授、博士生导师,石油天然气成藏机理、流体地质作用与成矿。E-mail:huwx@nju.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05001-005)。

middle and late diagenetic stages, and the local enrichment of kaolinite and calcite caused the formation of low-permeability layers. The understanding was confirmed by various reservoir properties in different members of the Formation: high-quality reservoirs were found in T_1b_1 near faults connecting source rocks, high-to good-quality reservoirs were found in T_1b_2 , at an updip position adjacent to the faults connecting source rocks, but almost no reservoirs were found in T_1b_3 .

Key words: diagenesis, reservoir, physical property, coarse clastic, Baikouquan Formation, Mahu Sag, Junngar Basin

砂砾岩作为全球油气勘探的重要领域之一,以非均质性显著为重要特征^[1-3],因而其储层研究一直是热点与难点。其中,成岩作用是一个重要与关键的内容,如加拿大阿尔伯塔的下白垩统 Falher 段滨海沉积砂砾岩的不同岩性经历了不同的成岩作用,砾石支撑砾岩因胶结作用弱孔隙度降低不显著,而砂和砾共同支撑的砂砾岩因石英、高岭石和方解石的显著胶结,孔隙度明显降低^[4]。再如巴西东北部波提瓜尔裂陷盆地白垩统 Pendencia 组扇三角洲砂砾岩经历后期构造抬升后,在大气水淋滤作用下长石等颗粒大量溶蚀,然而伴生的高岭石也显著沉淀并在压实作用下砂砾岩物性并没有明显改善^[5]。在国内,东部渤海湾盆地济阳坳陷陡坡带发育近岸水下扇砂砾岩体,在较深的扇中位置砂砾岩经历了较强的溶蚀作用,虽经受了压实和胶结作用仍形成了次生孔隙带^[6-8]。

准噶尔盆地是我国西北地区的一个典型叠合含油气盆地^[9],其砂砾岩储层在西北缘玛湖凹陷地区显著发育,层位发育有二叠系—侏罗系,为开展砂砾岩成岩作用及对储集性能影响这一科学问题研究提供了良好对象。前人研究表明,山前断裂带冲积扇砂砾岩也经历了差异的成岩作用,如压实破坏储集空间,胶结在一定程度上有利于原生孔隙的保存,也显著影响次生孔隙的保存,而酸性含烃流体的输导层则成为有利的次生孔隙发育区^[10-14]。最近,准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷砂砾岩油气勘探取得新的突破,在西斜坡区发现了亿吨级的储量^[13-14]。并且有意义的是,一方面是下三叠统砂砾岩相对于济阳坳陷古近系砂砾岩年代较古老^[6-8];另一方面,其沉积类型与传统的陡坡扇不同,属于一类新的缓坡扇三角洲^[15],因此其成岩作用类型(特别是后期矿物溶蚀与伴生的胶结作用)及对储层的影响可能更为显著,并且与传统的认识有差异。本文对此展开研究,期望成果可为国内外砂砾岩储层研究提供新实例,并且也能为区域油气勘探提供参考。

1 地质背景

准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷毗邻著名的西北缘逆冲断裂带,为北东—南西走向的陆内凹陷,整体向东南

倾(因此百口泉组自西向东埋深逐渐增大,2 800 ~ 4 400 m),局部发育低幅度背斜或鼻状构造,断裂发育(图1)^[16-17]。玛湖凹陷因毗邻西北缘逆冲断裂带(图1),故构造和沉积演化总体也受西北缘逆冲断裂带的控制,下三叠统百口泉组超覆于海西晚期逆冲作用形成的边界隆起上,山前沉降幅度大,沉积厚,至斜坡—凹陷区广泛发育冲积扇—扇三角洲近源粗碎屑沉积体系^[18-20]。

百口泉组下伏中二叠统下乌尔禾组(P_2w),呈不整合接触(缺失上二叠统上乌尔禾组 P_3w),上覆中上三叠统克拉玛依组(T_2k)和白碱滩组(T_3b),总体为整合接触。百口泉组沉积厚度 70 ~ 180 m,自下向上分为 3 个亚段,即百一段(T_1b^1)、百二段(T_1b^2)和百三段(T_1b^3)(图2)。自 2013 年以来,该区下三叠统百口泉组勘探取得重大突破。其中位于西斜坡的玛 18 井、艾湖 1 井和艾湖 6 井等井获得高产工业油气流,具有大面积与多层段成藏的特点,显示出良好的勘探前景,现已建成艾湖油田^[15,20]。

2 样品与方法

对研究区 13 口取心井 253.3 m 岩心进行了细致描述和取样研究。重点是玛 18 和艾湖 1 两口高产井,因为其取心段较系统,所以为系统研究提供了条件。根据不同层段与不同岩性进行采样,垂向间距在 1 m 以内,13 口井累计采样 223 件,其中重点井玛 18 井取样 67 件,艾湖 1 井取样 41 件,其他井取样 115 件。

所有样品均磨制薄片进行了细致的岩矿鉴定,确定样品的矿物组成和结构,以及沉积构造和成岩作用特征。在此基础上,利用场发射扫描电镜(FE-SEM)和电子探针(EPMA)背散射电子成像(BSE),对 52 件样品进行了矿物微观结构和成岩作用特征观测,并对特征矿物进行能谱分析(EDS)和 EPMA 主量元素分析,用以查明矿物组成。FE-SEM 测试仪器为 Carl Zeiss Supra 55,成像条件:加速电压 5 kV,30 μm 标准光阑,以 SE 模式运行,捕获时间 40 s。能谱分析(EDS)探头为 Oxford Aztec X-Max 150,分析条件:加速电压 15 kV,以 EDS 模式运行。EPMA 测试仪器为

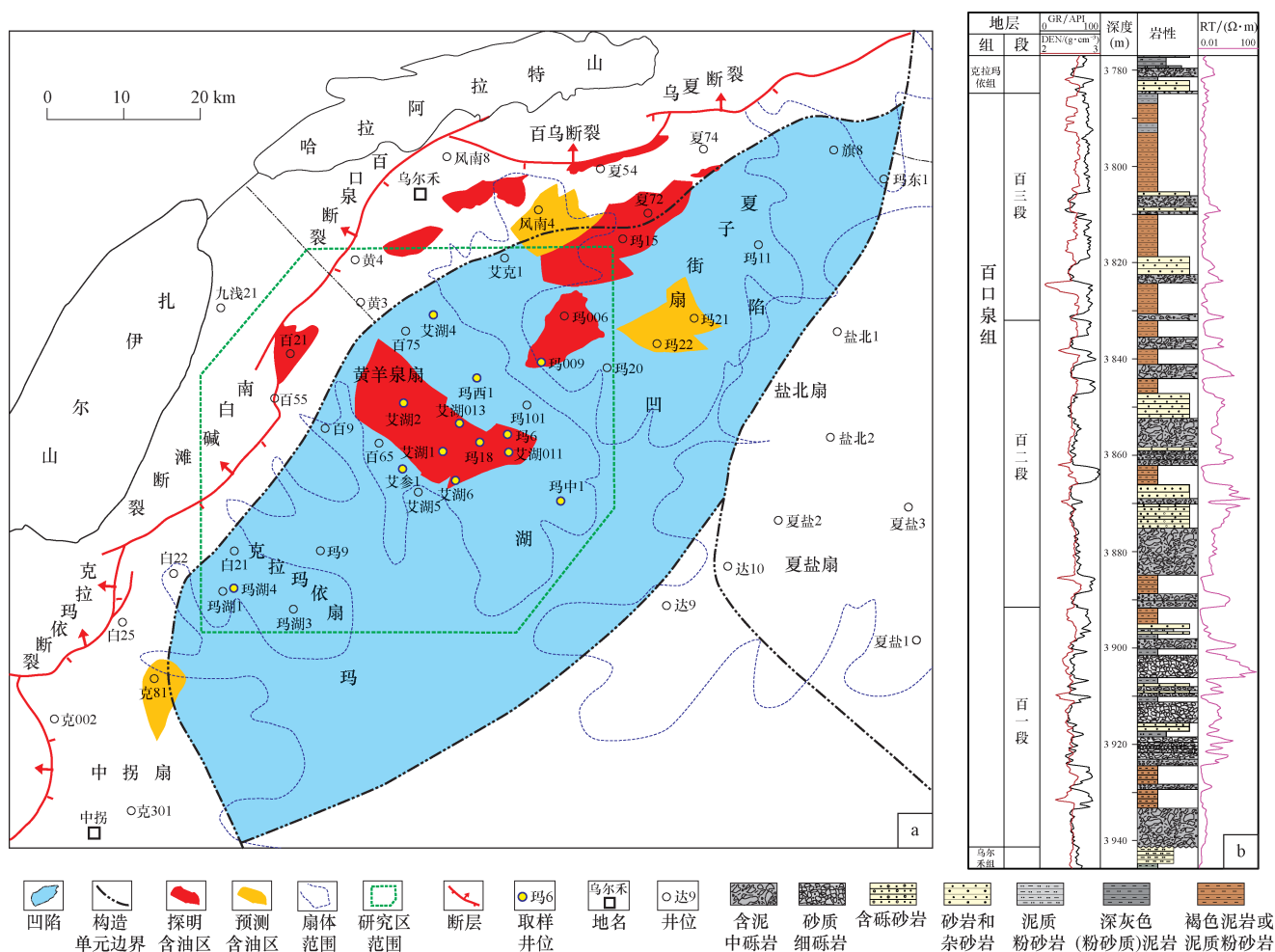


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡地质特征(a)与地层综合柱状图(b)

Fig. 1 Simplified geologic map(a) and stratigraphic column(b) of the western slope of the Mahu Depression, Junngar Basin

JXA-8100M (JEOL), 背散射成像 (BSE) 和矿物元素分析条件: 加速电压 15 kV, 束流 20 nA, 束斑直径 1 μm 。为进一步确定矿物组成, 还对样品 98 件全岩样品和 64 件粘土提取物进行了 XRD 分析。仪器为日本理学 D/Max-Ra 型 X 射线衍射仪, 测试条件为 Cu 靶, 电压 40 kV, 电流 40 mA, 步进扫描, 步宽 0.02°/步, 扫描范围 3°~60°。粘土自然风干样品测试步宽 0.01°/步, 扫描范围 3°~36°。利用 Jade 6.0 软件识别并计算各矿物衍射峰高度和面积。

3 储层岩石类型与储集空间

3.1 储层沉积背景与岩石类型

玛西斜坡百口泉组发育一套重力流粗碎屑扇三角洲沉积体系,除水下河道等正常沉积外,还发育了泥石流和细砾质颗粒流等重力流沉积类型。扇体砂砾岩间大量发育的(水下)河道间洪泛沉积褐色粉砂质泥岩和较少的深灰色浅湖泥岩指示了扇体沉积水体较浅。

不同岩石类型代表了不同成因类型的沉积,具体又可细分为 11 种,包括扇三角洲平原的水上泥石流含泥砾岩、辫状河道砂砾岩和河道间洪泛泥岩,扇三角洲前缘的水下主干河道砾岩与含砂砾岩、水下分支河道砂岩与含砾砂岩、水下河道间洪泛泥岩、水下泥石流含泥砾岩、水下颗粒流(朵叶体)砂质细砾岩、河口坝-远砂坝中细砂岩,前扇三角洲的粉砂岩和泥岩(图 2)。其中,储层主要发育于扇三角洲前缘的水下分支河道砂岩与含砾砂岩、水下颗粒流砂质细砾岩以及扇三角洲平原的辫状河道砂砾岩。

3.2 储集空间

包含了砾、砂和泥三端元组分的百口泉组砂砾岩具有较为复杂的储集空间,总体可以分为原生孔隙、溶蚀孔隙和微裂缝三大类型。其中,原生孔隙在颗粒支撑且泥质含量低的岩性发育,如颗粒支撑的砂质细砾岩(图3a),其孔径一般大于100 μm ,连通性好,相对而言,其他岩性不发育。

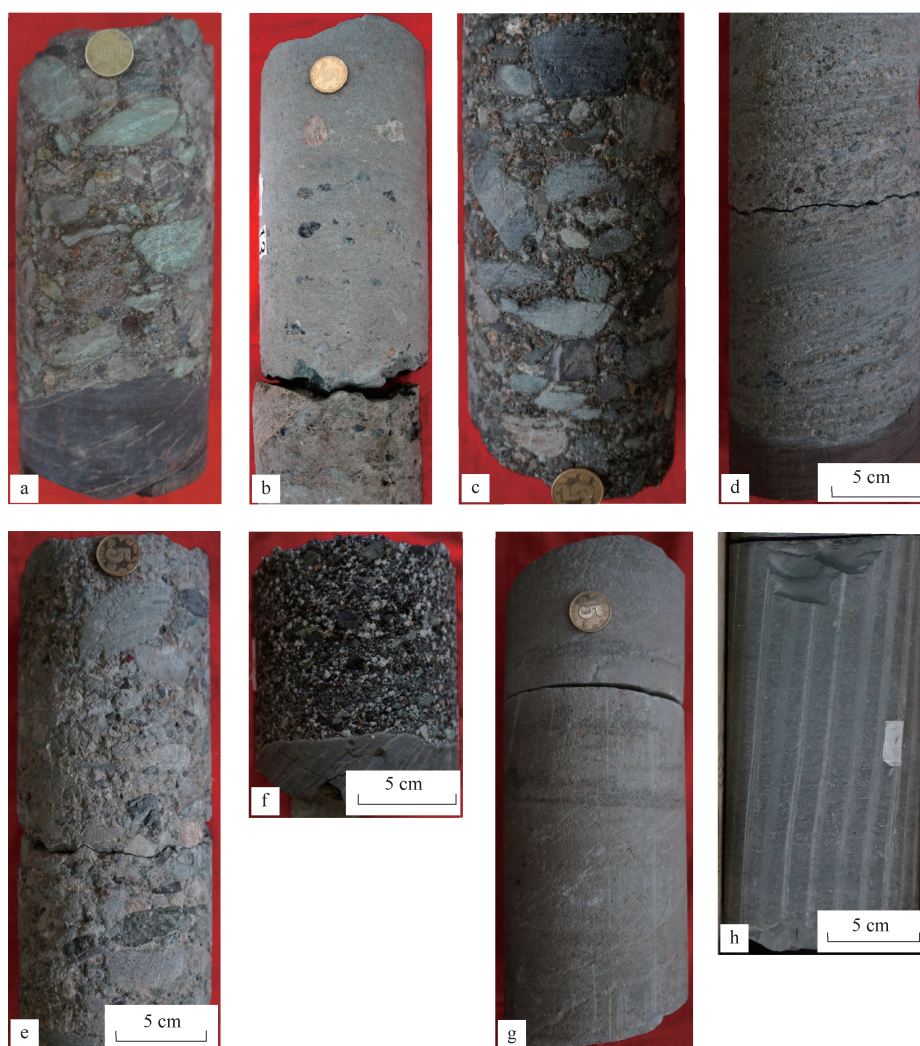


图2 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组主要岩石类型

Fig. 2 Main rock types in the Baikouquan Formation of the western slope of the Mahu Depression, Junngar Basin

- a. 水上泥石流褐色含泥中砾岩(上)和辫状河道间褐色洪泛泥岩(下),玛18井, T_1b^2 ,埋深3 852.56 m;b. 辫状河道灰色含砾粗砂岩,艾湖4井, T_1b^3 ,埋深2 881.65 m;c. 水下主干河道灰绿色叠瓦状含砂中砾岩,艾湖6井, T_1b^2 ,埋深3 885.40 m;d. 水下分支河道灰色含细砾粗砂岩(上)和水下河道间褐色洪泛粉砂质泥岩(下),艾湖1井, T_1b^2 ,埋深3 796.12 m;e. 水下泥石流灰绿色含泥中砾岩,艾湖1井, T_1b^2 ,埋深3 799.91 m;f. 水下颗粒流岩砂质细砾岩(上)和浅湖深灰色泥岩(下),艾湖6井, T_1b^1 ,埋深3 924.93 m;g. 河口坝-远砂坝灰色中细砂岩,玛湖4井, T_1b^3 ,3 293.95 m;h. 前扇三角洲深灰色泥岩,玛中1井, T_1b^1 ,埋深4 348.04 m

反观溶蚀孔隙,则广泛发育,具体又包括了粒间溶孔与粒内溶孔(图3b,c)。其中,粒间溶孔主要是由长石、花岗质岩屑颗粒及钙质胶结物溶蚀所形成,孔隙边缘呈不规则港湾状、锯齿状,孔经常大于100 μm ,在粒间杂基不发育时连通好(图3b);相比而言,粒内溶孔为砂砾岩的砾间砂质填隙物或砂岩中长石溶蚀所形成,常见沿长石解理缝方向溶蚀而成保留原晶格外形的长条状或格子状孔(图3b,d),并具有一定方向性,孔径一般小于100 μm 。溶蚀作用较强时成群连片产出,呈蜂窝状连通(图3b)。至于裂缝,通常呈砾缘缝和水白云母中收缩缝两种产状,缝宽一般为1~5 μm ,

延伸短(图3c)。综合来看,研究区百口泉组的储集空间以溶蚀孔隙为主,微裂缝为辅,而原生孔隙仅在颗粒支撑且泥质含量低的岩性发育。

4 成岩作用及对储集性能的影响

4.1 成岩作用类型

研究区百口泉组经历的成岩作用类型较多,其中对砂砾岩储集空间的发育起控制作用的主要类型包括压实、溶蚀、交代和胶结等。

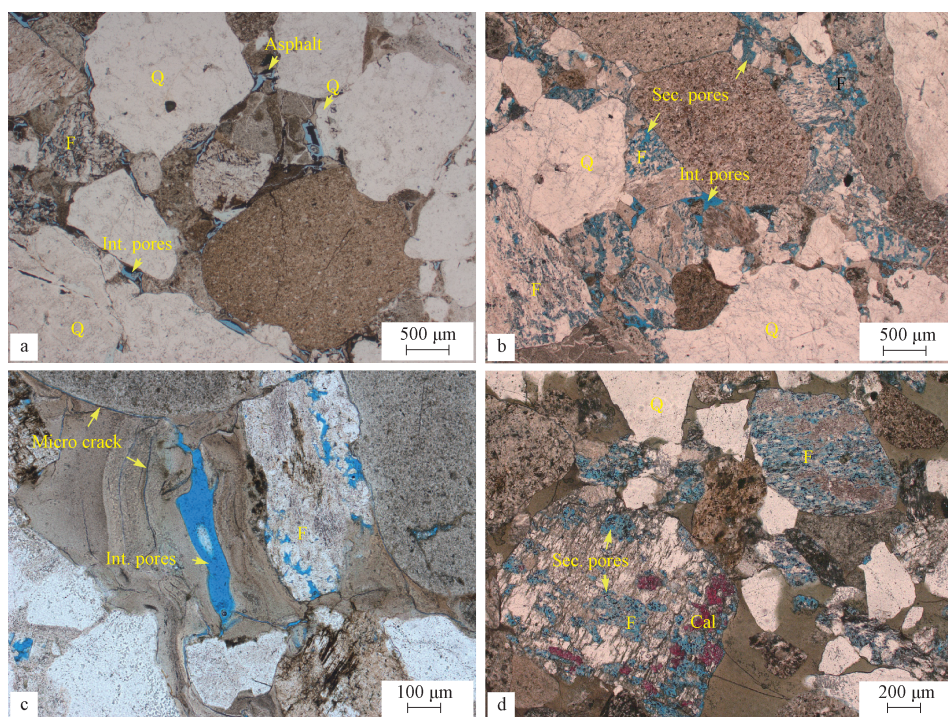


图3 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩储层的储集空间特征

Fig. 3 Storage space characteristics of coarse clastic reservoirs in the Baikouquan Formation of the western slope of the Mahu Depression, Junggar Basin

- a. 砂质细砾岩粒间原生孔隙较发育,被沥青部分充填,艾湖1井百一段,埋深3 853.52 m,单偏光;b. 砂质细砾岩粒间原生孔隙和长石溶蚀溶孔发育,玛18井百一段,埋深3 903.85 m,单偏光;c. 含细砾粗砂岩粒间原生孔隙、微裂缝和溶蚀孔隙均发育,艾湖1井百一段,埋深3 858.98 m,单偏光;d. 含泥中砾岩溶蚀溶孔发育,部分被方解石充填,玛18井百二段,埋深3 858.84 m,单偏光
- F. 长石;Q. 石英;Cal. 方解石;Int. pores. 粒间孔隙;Sec. pores. 溶蚀孔隙

4.1.1 压实作用

因上覆岩层压力,百口泉组经历了较强的压实作用,导致颗粒呈线接触至凹凸接触(图3a—c)。随半塑性凝灰岩、塑性板岩岩屑含量增大,碎屑颗粒接触关系愈紧密。这是研究区所有岩石类型均发育的成岩作用类型。

4.1.2 溶蚀作用

研究区百口泉组砂砾岩发生了长石溶蚀,特别是钾长石的选择性溶蚀,以及方解石和少量方沸石胶结物的溶蚀。钾长石晶体因发生溶蚀而呈镂空状或蜂窝状(图4a—d),最终的溶蚀残体呈平行于001面的窄片状分布(图4a)。相比而言,钠长石晶面完整,无溶蚀痕迹,并见自生钠长石的生成(图4a—e)。伴生自生石英、高岭石和少量绿泥石(图4b,f)。在电子探针背散射成像中,长石溶孔基本沿条纹长石或反条纹长石的钾长石纹层方向分布,并且在钾长石纹层表面可见较小的溶孔(图4g)。早期方解石胶结物常被部分溶蚀,形成诸多不规则状溶孔(图4h)。比较而言,长

石和方解石的溶蚀在扇三角洲前缘的水下河道砂砾岩和颗粒流砂质细砾岩较为显著,而在前缘的水下泥石流含泥砾岩以及扇三角洲平原和前扇三角洲沉积物中溶蚀有限。

4.1.3 交代作用

交代作用主要见到了两种,一是碎屑长石钠长石化,以SEM下的观测为例,碱性长石中碎屑长石的边缘发育呈板状或柱状的钠长石次生加大(图4a—d),其一般平行于(010),并观察到自形的短板状或柱状自生钠长石(图4e)。二是蒙皂石的伊利石化,伊/蒙混层是百口泉组砂砾岩中最常见的粘土矿物类型,多呈棉絮状、蜂窝状充填于粒间孔隙或围绕颗粒边缘形成包膜(图4g,h)。随着成岩作用的进行,钾长石的溶蚀保证了 K^+ 来源,伊/蒙混层的有序化程度不断增大,最终在长石和岩屑等颗粒边缘形成弯曲片状的伊利石,且常见定向排列特点(图4g,h)。同时,呈丝缕状的自生伊利石在钾长石次生溶孔内少量分布。钾长石的钠长石化和伊利石的蒙皂石化在百口泉组各岩相中普遍发育。

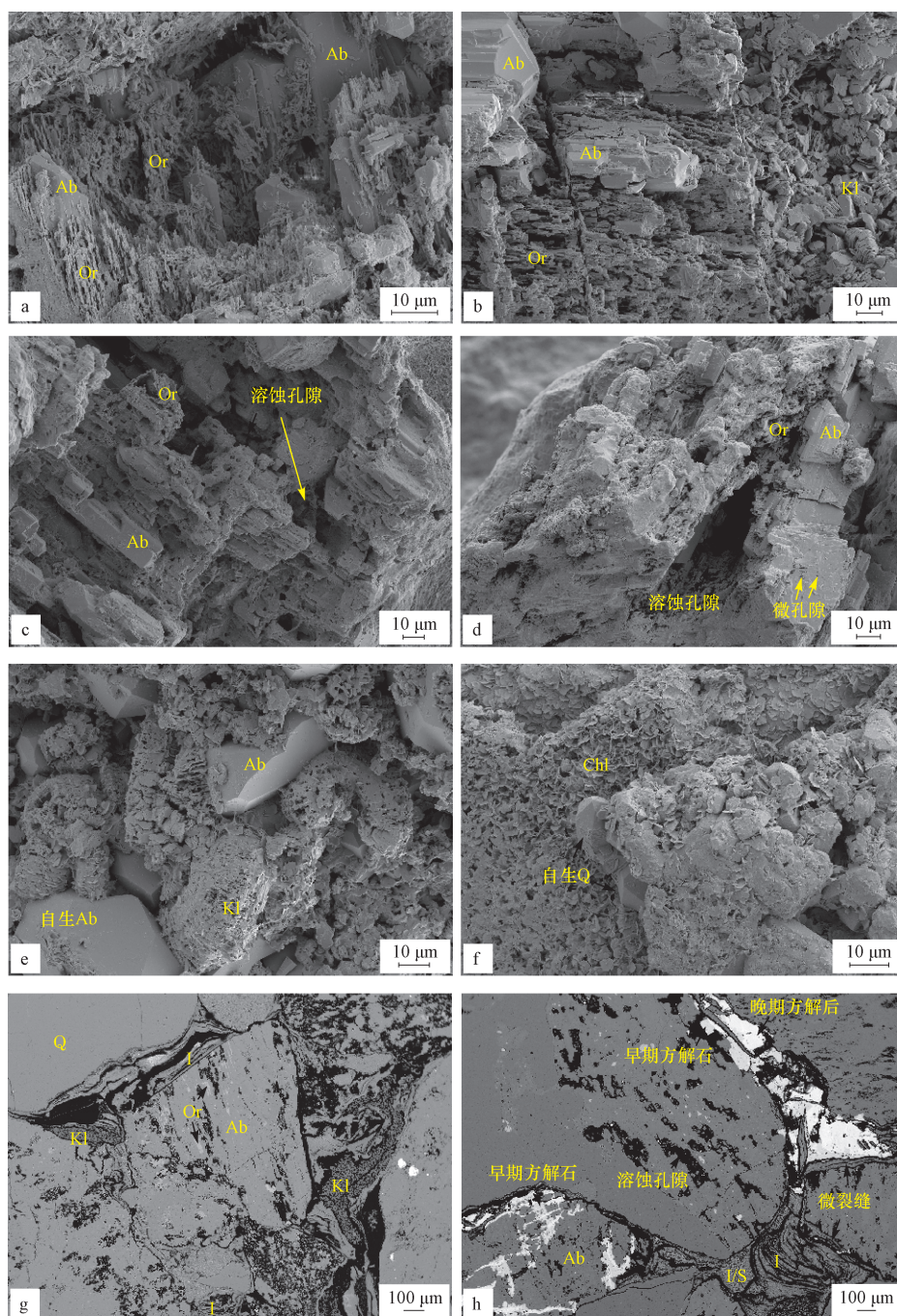


图4 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩成岩现象

Fig. 4 Diagenesis phenomena of coarse clastic in the Baikouquan Formation of the western slope of the Mahu Depression, Junngar Basin

a. 含泥中砾岩钾长石大量溶解, 钠长石次生加大, 玛18井百二段, 埋深3 867.15 m, SEM; b. 砂质细砾岩钾长石溶解, 钠长石次生加大, 伴生次生书页状高岭石, 玛18井百一段, 埋深3 904.9 m, SEM; c. 砂质细砾岩钾长石溶解, 形成大量次生孔隙, 玛18井百一段, 埋深3 912.1 m, SEM; d. 含泥中砾岩钾长石向钠长石转化形成孔径小于5 μm 的微孔隙, 玛18井百二段, 埋深3 867.2 m, SEM; e. 含细砾粗砂岩发育自生钠长石和蠕虫状高岭石, 艾湖1井百二段, 埋深3 800.6 m, SEM; f. 含泥中砾岩发育自生石英和绿泥石, 玛18井百二段, 埋深3 867.15 m, SEM; g. 砂质细砾岩颗粒间被自生高岭石和伊利石胶结, 玛18井百二段, 埋深3 873.6 m, BSE; h. 含泥中砾岩颗粒间发育两期方解石, 长石溶孔被早期方解石充填, 伊/蒙混层不断向伊利石转化, 玛18井百二段, 埋深3 875.25 m, BSE。

Or. 钾长石, Ab. 钠长石; Q. 石英; Kl. 自生高岭石; Chl. 自生绿泥石; I. 伊利石; I/S. 伊/蒙混层

4.1.4 次生胶结作用

除了成岩作用过程中的正常胶结作用外, 成岩作

用晚期或后期的溶蚀作用也会形成一些新的次生矿物, 从而导致储层的再胶结, 即所谓的次生胶结。次生胶结物主要为自生高岭石和绿泥石, 其产状差异显著。

高岭石呈鳞片状零散附着在溶蚀的长石表面或解理缝内,也可呈晶形良好的书页状集合体,晶径数微米,无任何磨损和挤压变形(图4b,e)。相比而言,绿泥石主要以鳞片状、针片状生长于长石解理缝或与溶孔连通的粒间孔内(图4d)。硅质胶结物为自生石英,呈六方短柱状,晶形完好(图4d)。此外,有些碎屑石英见次生加大现象,加大边与碎屑石英正交光下消光位一致。钙质胶结物为储层中广泛分布的自生方解石,主要呈颗粒间粗晶胶结物产出,少量充填长石溶孔(图4h)。方解石成因复杂,至少有早期和晚期两个主要世代:早期方解石晶形较差,呈他形产出于长石溶孔内或连通性较差的粒间孔内,自身常被后期热液溶蚀,发育小于 $20 \sim 30 \mu\text{m}$ 的溶孔(图4h);相比而言,晚期方解石呈颗粒间的粗晶胶结物产出,常分布在颗粒间孔隙的中心位置,溶蚀现象不明显,主要分布于百二段与百三段(图4h)。在扇三角洲平原至扇三角洲前缘砂砾岩中,高岭石和方解石广泛分布,并在局部富集,而绿泥石和硅质胶结物的分布有限。

4.2 成岩作用对砂砾岩储集性能的影响

以上研究区发现的4种不同类型成岩作用对储层物性具有不同的影响,其中溶蚀作用是对储层物性改善最具意义的成岩作用类型。

4.2.1 压实作用

砂砾岩沉积后进入埋藏阶段,压实作用不可避免地会导致粒间孔隙的减少。在压实作用下,随着半塑性的凝灰岩、塑性板岩岩屑以及泥质杂基含量的增大,碎屑颗粒接触愈紧密,粒间孔隙急剧减少,造成孔隙度下降(图3)。

4.2.2 溶蚀作用

长石、方解石和方沸石等的溶蚀作用对储层物性

的改善具有积极的意义,形成了较明显的次生孔隙发育带^[21]。研究区所溶蚀的矿物主要是长石碎屑,并突出表现为钾长石的选择性溶蚀(图3,图4a,图4b)。钾长石的溶蚀在碎屑长石颗粒内产生大量次生孔隙,这类孔隙在长石表面分布密集,孔径集中于 $10 \sim 50 \mu\text{m}$,随溶蚀程度的增大,孔径不断增大,最大可达 $100 \mu\text{m}$ 以上,孔隙的连通性不断变好,并有效改善储层物性(图3)。对百口泉组砂砾岩储层的钾长石溶蚀强度(用残余钾长石含量表征)与岩石孔隙度、渗透率进行了相关关系分析,以定量评价钾长石溶蚀的成储效应。随钾长石溶蚀程度增大(残余钾长石含量低),孔隙度变化很大,既有增加(图5a区域I),也有降低(图5a区域II),区域II孔隙度的降低极有可能为钾长石溶解伴生高岭石等次生矿物沉淀,破坏早期孔隙的结果(图4e,g;图5b);相比而言,渗透率表现出显著增大的趋势,可以提高1~2个数量级(图5b),故推测高岭石等次生矿物沉淀集中于较大的粒间孔隙内(图4g),并没有破坏储集岩中较小的连通喉道。总的来说,溶蚀作用总是改善储集岩的渗透性,说明喉道均受到了溶蚀影响,这对于低渗透-致密的研究区而言非常重要^[20]。

4.2.3 交代作用

钾长石的钠长石化过程产生一些微孔隙^[22]。微孔隙形状不规则,多有棱角,一般小于 $1 \mu\text{m}$,最大约 $3 \mu\text{m}$,孤立分布(图4d),因连通性差对储层物性改善有限。而蒙皂石的伊利石化在不断增大伊/蒙混层有序化程度的同时,导致新生成的伊利石沿颗粒边缘定向排列,并形成大量的收缩缝(图4g,h)。因砂砾岩粒径较大,这种收缩缝也有一定的延伸距离(集中于 $100 \sim 300 \mu\text{m}$),在增大砂砾岩孔隙度的同时,明显提高了孔隙间的连通性,并增大了岩石渗流能力,使得储层渗透率随之增大。

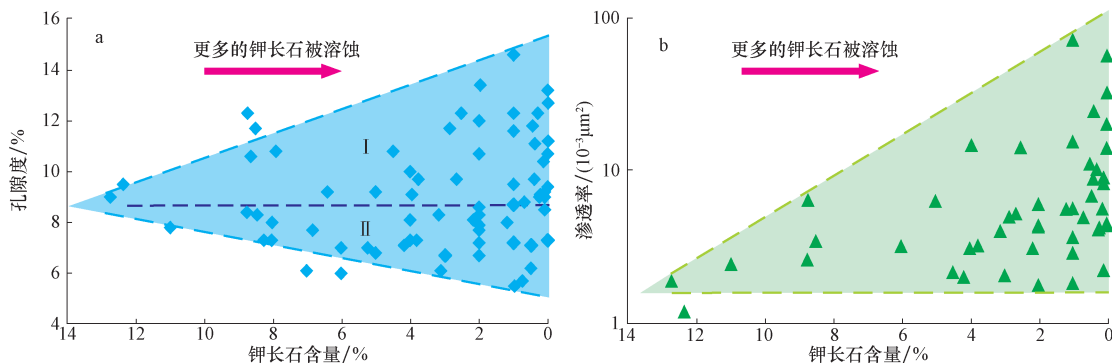


图5 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩物性与钾长石溶蚀程度交汇图

Fig. 5 Crossplot of coarse clastic physical properties vs. K-feldspar dissolution intensity in T₁b of the western slope of the Mahu Depression Junggar Basin

4.2.4 胶结作用

前文所讨论的溶蚀作用主要与深部含烃流体的注入有关^[21],溶蚀与沉淀在空间和时间上有很大的不均一性,导致新形成的矿物在流体作用体系外围及晚期沉淀,起到胶结作用。总的来说,方解石和高岭石胶结均不利于砂砾岩储层物性的改善。方解石胶结物在研究区百口泉组不均匀分布,并有明显的两个期次

(4h)。早期方解石胶结物可抵消压实过程中部分上覆岩石应力,再次溶蚀而有利于粒间孔隙的保存(4h);而晚期方解石可完全充填粒间孔隙以及长石等颗粒内溶孔(4h)。同样的,百口泉组高岭石的分布也不均匀,并在泥岩与粉砂质泥岩等非渗透层之下的砂砾岩段顶部富集,并导致对应的砂砾岩段顶部物性变差,相比而言,砂砾岩段中下部物性则有改善的趋势(图6)。

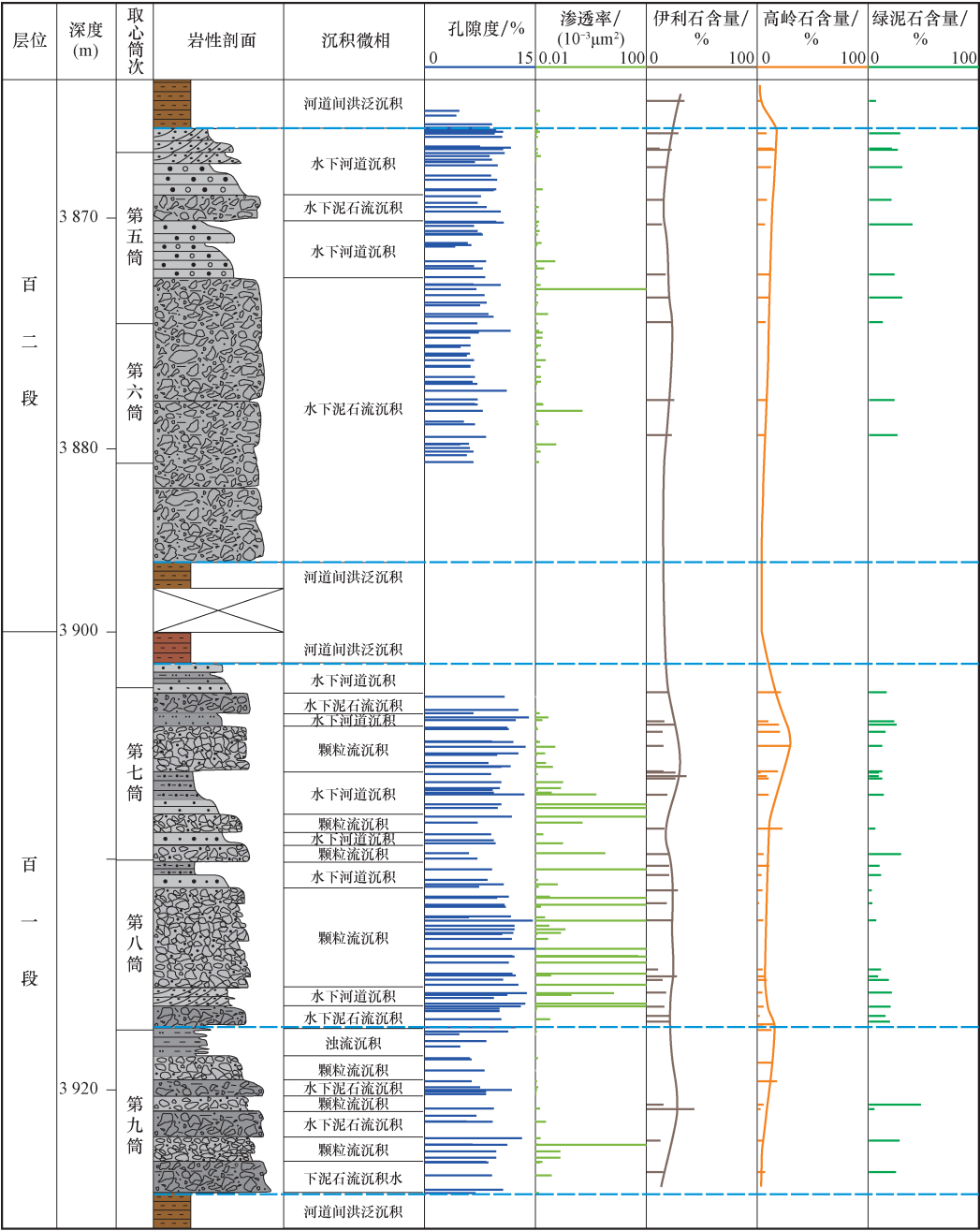


图6 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡玛18井岩性、物性和粘土含量纵向变化柱状图
Fig. 6 Histogram showing vertical changes of lithology, physical properties and clay content of samples from Well Ma18 in the western slope of the Mahu Depression, Junngar Basin

5 储层成岩演化与成因模式

5.1 储层成岩演化

根据以上的分析与讨论,结合其它成岩现象,可以建立研究区百口泉组砂砾岩储层的成岩演化序列(图7)。在准同生-早成岩阶段,大致在早三叠世-早侏罗世,成岩温度小于85℃,此时油气充注强度较低^[23],但泥岩因受压实作用影响会释放出一些酸性流体,导致储层流体环境呈弱酸性。弱酸性的流体在水下河道砂岩等局部高渗透层流动,并在颗粒边缘形成I/S等粘土矿物包膜,造成不稳定的偏基性斜长石(如钙长石)的溶解,所产生的Ca⁺为早期方解石沉淀提供了物质基础。

进入白垩纪时期,随埋藏深度的增大,百口泉组进入中成岩阶段,古地温约在85~120℃^[24]。此时地层

中保留的主要是钾长石和钠长石,而广泛分布的伊/蒙混层在蒙皂石-伊利石转化反应过程中大量消耗了K⁺^[25],导致地层水的 $\alpha_{Na^+}/\alpha_{K^+}$ 不断增大,促使钾长石的选择性溶解,并钠长石化,而碎屑钠长石不溶解甚至次生加大。

与此同时和稍后,深部烃源灶中的含油气流体沿断裂构造进入百口泉组^[21],带来了大量酸性物质,使得地层水pH值明显降低,大大加速了钾长石的溶解,促进了蒙脱石的伊利石化,并伴生高岭石和自生伊利石的形成,局部有富Fe绿泥石沉淀(图4f)。伴随着含油气流体的充注,早期沉淀的低Mn方解石也会发生溶解,导致其仅在早期长石溶孔和不连通孔隙内少量残留,而随着油气充注和溶蚀作用范围向上部和外围扩展,压力逐渐降低,地层流体pH值增大则晚期方解石沉淀(图4h)。

5.2 储层成因模式

综上所述,可见沉积与成岩过程等共同控制了研究区百口泉组砂砾岩优质储层的发育。据此,可以建立储层成因模式(图8),发现不同层段的优质储层分布有明显差异。具体而言,百一段沉积期的构造研究显示,该时期由西向东发育一个面积较大的坡度较缓的斜坡^[17],因此该坡上已沉积的泥石流含泥砾岩等沉积物在扇三角洲前缘水下河道的持续改造淘洗下,再沉积形成泥质杂基含量低、颗粒分选磨圆度好与颗粒支撑的水下河道砂砾岩和颗粒流砂质细砾岩,并具有良好的初始物性。因泥质含量低与颗粒支撑等特点,水下河道砂砾岩和颗粒流砂质细砾岩有效缓冲了成岩早期压实作用对储层的破坏;并且较好的初始物性有利于后期含烃流体的活动,促使岩石中钾长石和早期方解石等的溶蚀,对储层的改善具有积极意义(图5)。同时,连通二叠系烃源岩层的油源断裂作为含烃类流体的运移通道,显著控制了含烃类流体对百口泉组影响程度^[26-28]。只有初始物性较好的砂砾岩且靠近油源断裂并处于上倾位置,才能成为酸性含烃类流体的改造区域,进而形成次生孔隙发育带(图8)。因此这些初始物性较好且处于油源断裂沟通上倾位置的砂砾岩,成为研究区百口泉组最为优质的储层,这与百一段目前勘探结果最好相吻合。

百二段沉积期,在湖侵作用下,水体深度不断增大,在水下泥石流含泥砾岩沉积的同时,水下河道砂砾岩也大量沉积。水下河道砂砾岩因原生孔隙的发育,且在临近油源断裂受后期含烃类流体作用下,长石等大量溶蚀形成次生孔隙,成为研究区又一潜在优质储

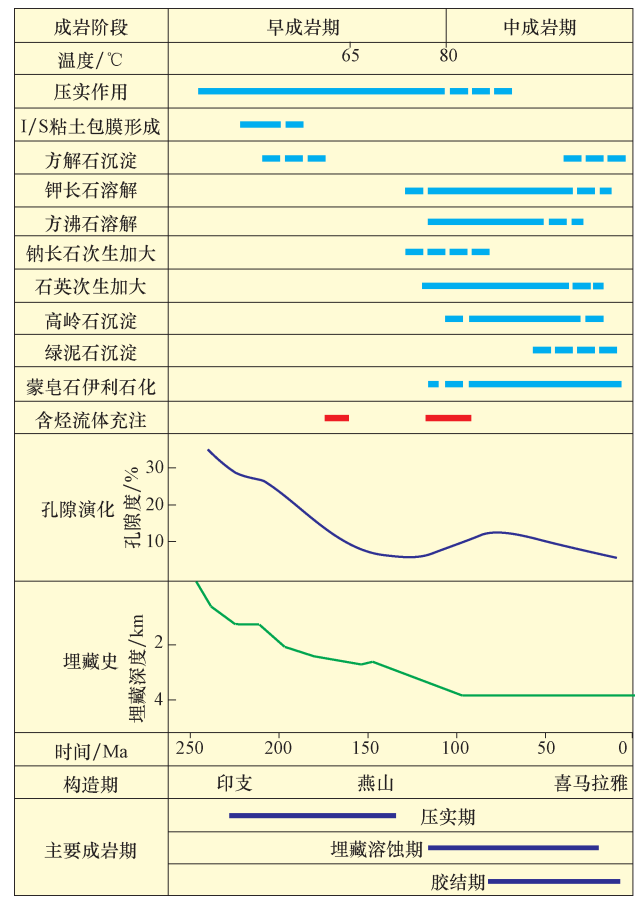


图7 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩储层成岩演化

Fig. 7 Diagenetic evolution diagram of coarse clastic reservoirs in the Baikouquan Formation of the western slope of the Mahu Depression, Junggar Basin

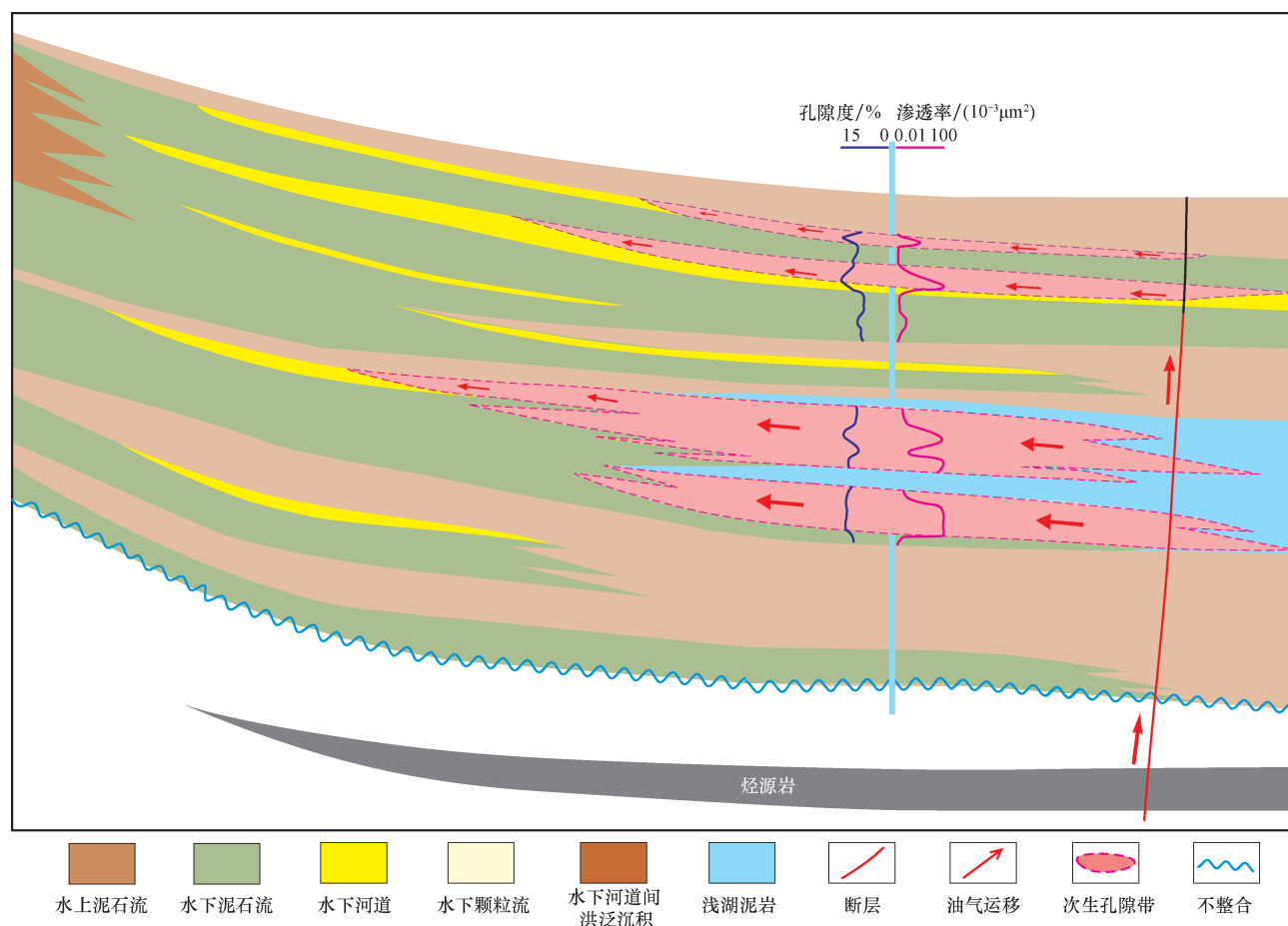


图8 准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组砂砾岩储层成因模式

Fig. 8 Coarse clastic reservoir genesis modes of the Baikouquan Formation in the western slope of the Mahu Depression, Junngar Basin

层发育段(图8)。

而在百三段沉积期,随着湖侵的进一步持续,研究区大范围属于水下沉积环境,扇三角洲前缘水下河道沉积物的范围和厚度有限,沉积物粒度以泥质粉砂岩和泥岩等细粒沉积物为主,优质储层发育相对最为有限(图8)。

6 结论

1) 准噶尔盆地西北缘玛西斜坡百口泉组砂砾岩经历的成岩作用主要包括压实、交代(碎屑长石的钠长石化和蒙皂石的伊利石化)、溶蚀(钾长石和方解石等)和胶结(方解石、高岭石和少量绿泥石)。

2) 压实显著破坏了颗粒间的原生孔隙;矿物交代整体对砂砾岩物性影响有限;而在断裂沟通含烃类流体促进下,钾长石等矿物的溶解在扇三角洲前缘的水下河道与颗粒流沉积等具有较好初始物性的砂砾岩,形成了次生孔隙发育带,显著改善了砂砾岩的储集性能;胶结作用不利于砂砾岩成岩中晚期孔隙的保存,高

岭石和方解石的局部富集导致了砂砾岩低渗透层的形成。

3) 百一段扇三角洲前缘水下分支河道砂岩和颗粒流砂质细砾岩等初始物性较好,且处于油源断裂沟通上倾位置的砂砾岩,在含烃类流体作用下形成次生孔隙发育带,储集性能进一步改善,成为研究区百口泉组最为优质的储层;百二段分布于油源断裂上倾位置的水下河道砂砾岩,钾长石等溶蚀也较为显著,为研究区潜在的优质储层发育段;而百三段因水下河道砂砾岩等疏导层分布有限,钾长石等极少量溶蚀,优质储层几乎不发育。

参考文献

- [1] Richards M, Bowman M. Submarine fans and related depositional systems II: variability in reservoir architecture and wireline log character [J]. Marine and Petroleum Geology, 1998, 15(8): 821-839.
- [2] Wei Wei, Zhu Xiaomin, Tan Mingxuan, et al. Diagenetic and porosity evolution of conglomerate sandstones in Bayingebi Formation of the Lower Cretaceous, Chagan Sag, China-Mongolia frontier area [J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 66(4): 998-1012.

- [3] 张金亮,沈凤. 乌尔逊凹陷大磨拐河组近岸水下扇储层特征[J]. 石油学报,1991,12(3):25-37.
Zhang Jinliang, Shen Feng. Characteristics of nearshore subaqueous fan reservoir in Damoguaihe Formation, Wuerxun Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 1991, 12(3): 25-37.
- [4] Cant Douglas J, Ethier Valerie G. Lithology-dependent diagenetic control of reservoir properties of conglomerates, Falher Member, Elmoreworth Field, Alberta[J]. AAPG Bulletin, 1984, 68(8): 1044-1054.
- [5] Anjos Sylvia M C, De Ros Luiz F, Souza Rogerio Schiffer de, et al. Depositional and diagenetic controls on the reservoir quality of Lower Cretaceous Penedencia sandstones, Potiguar Rift Basin, Brazil[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1719-1742.
- [6] 王勇,钟建华,马锋,等. 济阳拗陷陡坡带深层砂砾岩体次生孔隙成因机制探讨[J]. 地质学报,2008,82(2):1152-1160.
Wang Yong, Zhong Jianhua, Ma Feng, et al. The mechanism of secondary porosity in the deep-seated gravel reservoirs on the steep slope belt, Jiyang Depression[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(2): 1152-1160.
- [7] 隋风贵,操应长,刘惠民,等. 东营凹陷北带东部古近系近岸水下扇储集物性演化及其油气成藏模式[J]. 地质学报,2010,84(2):246-256.
Sui Fenggui, Cao Yingchang, Liu Huimin, et al. Physical properties evolution and hydrocarbon accumulation of Paleogene nearshore subaqueous fan in the eastern north margin of the Dongying Depression[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(2): 246-256.
- [8] 王永诗,王勇,朱德顺,等. 东营凹陷北部陡坡带砂砾岩优质储层成因[J]. 中国石油勘探,2016,21(2):28-36.
Wang Yongshi, Wang Yong, Zhu Deshun, et al. Genetic mechanism of high-quality glutenite reservoirs at the steep slope in northern Dongying sag[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(2): 28-36.
- [9] 陈发景,汪新文,汪新伟,等. 准噶尔盆地的原型和构造演化[J]. 地学前缘,2005,12(3):77-89.
Chen Fajing, Wang Xinwen, Wang Xinwei, et al. Prototype and tectonic evolution of the Junggar basin, northwestern China[J]. Earth Science Frontiers, 2005, 12(3): 77-89.
- [10] 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 Shifa, Zhu Xiaomin, Wang Yibo, et al. Dissolution characteristics and pore evolution of Triassic reservoir in Kebai area, northwestern margin of Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(3): 547-555.
- [11] 鲁新川,孔玉华,常娟,等. 准噶尔盆地西北缘克百地区二叠系风城组砂砾岩储层特征及主控因素分析[J]. 天然气地球科学,2012,23(3):474-481.
Lu Xinchuan, Kong Yuhua, Chang Juan, et al. Characteristics and main controlling factors of sand-gravel stone reservoir of Permian Fengcheng Formation in Kebai area, northwestern Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 474-481.
- [12] 张顺存,黄治超,鲁新川,等. 准噶尔盆地西北缘二叠系砂砾岩储层主控因素[J]. 兰州大学学报(自然科学版),2015,51(1):21-30.
Zhang Shuncun, Huang Zhijiu, Lu Xinchuan, et al. Main controlling factors of Permian sandy conglomerate reservoir in the northwestern Junggar Basin[J]. Journal of Lanzhou University(Natural Sciences), 2015, 51(1): 21-30.
- [13] 张永旺,曾澍辉,曲正阳,等. 东营凹陷砂岩储层自生高岭石发育特征与成因机制[J]. 石油与天然气地质,2015,36(1):73-79.
Zhang Yongwang, Zeng Jianhui, Qu Zhengyang, et al. Development characteristics and genetic mechanism of authigenic kaolinite in sandstone reservoirs of the Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 73-79.
- [14] 王永诗,王勇,郝雪峰,等. 深层复杂储集体优质储层形成机理与油气成藏—以济阳拗陷东营凹陷古近系为例[J]. 石油与天然气地质,2016,37(4):490-498.
Wang Yongshi, Wang Yong, Hao Xuefeng, et al. Genetic mechanism and hydrocarbon accumulation of quality reservoir in deep and complicated reservoir rocks: A case from the Palaeogene in Dongying Sag, Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 490-498.
- [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] Jia Haibo, Ji Hancheng, Li Xinwei, et al. A retreating fan-delta system in the Northwestern Junggar Basin, northwestern China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2016, 123: 162-177.
- [17] 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.
- [18] 雷振宇,鲁兵,蔚远江,等. 准噶尔盆地西北缘构造演化与扇体形成和分布[J]. 石油与天然气地质,2005,26(1):86-91.
Lei Zhenyu, Lu Bing, Yu Yuanjiang, et al. Tectonic evolution and development and distribution of fans on northwestern edge of Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(1): 86-91.
- [19] 蔚远江,李德生,胡素云,等. 准噶尔盆地西北缘扇体形成演化与扇体油气藏勘探[J]. 地球学报,2007,28(1):62-71.
Yu Yuanjiang, Li Desheng, Hu Suyun, et al. Fans sedimentation and exploration direction of fan hydrocarbon reservoirs in foreland thrust belt of the Northwestern Junggar Basin[J]. Acta Geoscientia Sinica, 2007, 28(1): 62-71.
- [20] 张顺存,邹姐姐,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,2015,36(4):640-649.
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): 640-649.

- 18(5):5-8.
- [10] 孟维宏,王鸿勋.一种确定裂缝参数的新方法[J].石油大学学报(自然科学版),1988,12(4):70-80.
Meng Weihong, Wang Hongxun. A method for determination of fracture parameters by means of the first section of pressure decline curve [J]. 1988, 12(4):70-80.
- [11] 郭大立,吴刚,刘先灵,等.确定裂缝参数的压力递减分析方法[J].天然气工业,2003,23(4):83-85.
Guo Dali, Wu Gang, Liu Xianling, et al. Analyzing method of pressure decline to identify fracture parameters [J], Natural Gas Industry, 2003, 23(4):83-85.
- [12] 郭大立,赵金洲,刘先灵.识别水力裂缝参数的自动拟合模型和方法[J].石油钻采工艺,2003,25(1):49-52.
Guo Dali, Zhao Jinzhou, Liu Xianling et al. Automatic matching model and method for determining hydraulic fracture parameters [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2003, 25(1):49-52.
- [13] 肖晖.裂缝性储层水力裂缝动态扩展理论研究[D].成都:西南石油大学,2014.
- Xiao Hui. Research of hydraulic fracture dynamic propagation in fractured reservoirs [D]. Chengdu: Doctorate dissertation of Southwest Petroleum University, 2008.
- [14] Brown M, Ozkan E. Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs [J]. SPE125043, 2009.
- [15] Bruce R, Meyer. Optimization multiple transverse hydraulic fractures in horizontal well bores [J]. SPE131732, 2010.
- [16] Lolon EP, Cipolla CL, Weijers, et al. Evaluating horizontal well placement and hydraulic fracture spacing/conductivity in the Bakken Formation, North Dakota [J]. SPE124905, 2009.
- [17] 姚军,殷修杏,樊冬艳,等.低渗透油藏的压裂水平井三线性流试井模型[J].油气井测试,2011,20(5):1-5.
Yao Jun, Yin Xiuxing, Fan Dongyan, et al. Trilinear flow model of fractured horizontal well in low permeability oil reservoirs [J]. Well Testing, 2011, 20(5):1-5.
- [18] Bello R O, Wattenbarger R A. Multi-stage hydraulically fractured shale gas rate transient analysis [J]. SPE126754, 2010.

(编辑 张亚雄)

(上接第333页)

- [21] 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,2015,26(增刊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(S1):50-63.
- [22] Walker F David L, Lee Martin R, Parsons Ian. Micropores and micro permeable texture in alkali feldspars: geochemical and geophysical implications [J]. Mineralogical Magazine, 1995, 59 (396): 505-534.
- [23] 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 reservoir of Baikouquan Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(S1):64-71.
- [24] 邱楠生,王绪龙,杨海波,等.准噶尔盆地地温分布特征[J].地质科学,2001,36(3):350-358.
Qiu Nansheng, Wang Xulong, Yang Haibo, et al. The characteristics of temperature distribution in the Junggar Basin [J]. Chinese Journal Of Geology, 2001, 36(3):350-358.
- [25] 黄思静,黄可可,冯文立,等.成岩过程中长石、高岭石、伊利石之间的物质交换与次生孔隙的形成:来自鄂尔多斯盆地上古生界和川西凹陷三叠系须家河组的研究[J].地球化学,2009,38(5):498-506.
Huang Sijing, Huang Keke, Feng Wenli, et al. Mass exchanges among feldspar, kaolinite and illite and their influences on secondary porosity formation in clastic diagenesis—A case study on the Upper Paleozoic Ordos Basin and Xujiahe Formation, Western Sichuan Depression [J]. Geochimica, 2009, 38(5):498-506.
- [26] 刘畅,陈冬霞,董月霞,等.断层对南堡凹陷潜山油气藏的控制作用[J].石油与天然气地质,2015,36(1):43-50.
Liu Chang, Chen Dongxia, Dong Yuexia, et al. Control of faults on hydrocarbon accumulation of buried hill reservoirs in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1):43-50.
- [27] 汪新伟,孟庆强,邬长武,等.巴西大坎波斯盆地裂谷体系及其对盐下成藏的控制作用[J].石油与天然气地质,2015,36(2):193-202.
Wang Xinwei, Meng Qingqiang, Wu Changwu, et al. Rift system and its controlling effects upon pre-salt hydrocarbon accumulation in Great Campos Basin, Brazil [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2):193-202.
- [28] 陈石,郭召杰,漆家福,等.准噶尔盆地西北缘三期走滑构造及其油气意义[J].石油与天然气地质,2016,37(2):322-331.
Chen Shi, Guo Zhaojie, Qi Jiafu, et al. Three-stage strike-slip fault systems at northwestern margin of Junggar Basin and their implications for hydrocarbon exploration [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2):322-331.

(编辑 董立)