

文章编号: 0253-2697(2024)05-0771-16 DOI:10.7623/syxb202405002

# 准噶尔盆地玛湖凹陷中部地区多层系油气 成藏条件及勘探前景

张磊<sup>1</sup> 魏小松<sup>2</sup> 唐勇<sup>1</sup> 郑孟林<sup>1</sup> 严德天<sup>2</sup> 张宝<sup>2</sup> 张铭轩<sup>2</sup> 袁锋恩<sup>2</sup>

(1. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000; 2. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室 湖北武汉 430074)

**摘要:**玛湖凹陷中部(玛中)地区油气勘探在二叠系—侏罗系获得了工业油流和良好的油气显示,但目前其整体勘探程度较低,油气富集条件、成藏模式及主控因素的系统研究较为薄弱,深入认识玛中地区多层系油气的成藏条件与有利区分布,是提高油气勘探成效的关键。基于最新岩心、测井、连井和地震资料分析以及岩石薄片观察等,系统论述了玛中地区的烃源岩特征、主要目的层系(二叠系下乌尔禾组、三叠系百口泉组和白碱滩组以及侏罗系八道湾组)的沉积特征和储层控制因素,明确了多层系油气富集层位及油气的立体成藏模式,为下一步勘探提供了前瞻性预测。研究结果表明,广泛发育的走滑断裂体系沟通了下伏二叠系烃源岩,断层和不整合面将油气垂向或侧向输运到二叠系下乌尔禾组和三叠系百口泉组,并进一步通过断层输送至浅层形成油气聚集;下乌尔禾组和百口泉组中,呈广覆式分布的扇三角洲前缘相贫泥砾岩储层和退积型扇三角洲相与晚期大套泥岩组成的良好储-盖组合是玛湖凹陷获得大面积油气成藏的关键;白碱滩组和八道湾组的薄层砂砾岩储层与大套泥岩组成的良好储-盖组合是玛中地区浅层油气成藏的关键。综合分析认为,玛中地区百口泉组一段上亚段及下乌尔禾组扇三角洲前缘砂体可发育优质储层,具备形成大型地层圈闭的条件;玛中地区白碱滩组二段和八道湾组一段辫状河三角洲前缘薄层砂砾岩发育优质储层,具备形成岩性圈闭的条件;以上均为玛中地区下一步油气勘探重点层系。

**关键词:**玛湖凹陷;百口泉组;下乌尔禾组;白碱滩组;八道湾组;成藏模式

**中图分类号:** TE122.3

**文献标识码:** A

## Multi-layer hydrocarbon accumulation conditions and exploration prospect in the central Mahu sag, Junggar Basin

Zhang Lei<sup>1</sup> Wei Xiaosong<sup>2</sup> Tang Yong<sup>1</sup> Zheng Menglin<sup>1</sup> Yan Detian<sup>2</sup>  
Zhang Bao<sup>2</sup> Zhang Mingxuan<sup>2</sup> Yuan Duo<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Xinjiang Karamay 834000, China; 2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources Ministry of Education, China University of Geosciences, Hubei Wuhan 430074, China)

**Abstract:** Industrial oil flow has been discovered in hydrocarbon exploration from the Permian to the Jurassic in the central Mahu sag, showing promising indications of oil and gas. However, the level of overall exploration in the study area remains relatively low. In addition, there is a notable absence of systematic research on the geological conditions for hydrocarbon enrichment, accumulation mode and primary controlling factors. A deep understanding of accumulation conditions and the distribution of favorable zones within the central Mahu sag is crucial to improving the efficiency of hydrocarbon exploration efforts. Based on recent data from core, logging, well tie and seismic profiles, and microscopic rock thin section observation, this paper investigates the characteristics of source rocks in the central Mahu sag, as well as the sedimentary characteristics and reservoir-controlling factors of key target strata, including the Permian Xiawuerhe Formation, Triassic Baikouquan Formation and Baijiantan Formation, and Jurassic Badaowan Formation. On this basis, this study determines the locations of multi-layered oil-gas target strata and identifies three-dimensional accumulation modes, thus providing a forward-looking prediction for the next phase of exploration. The study indicates that a widespread strike-slip fault system facilitates communication with the underlying Permian source rocks. Thus, oil and gas can be transported vertically and laterally to the Permian Xiawuerhe Formation and Triassic Bakouquan Formation through faults and unconformities, and further to shallow formations through faults for oil-gas accumulations. The extensive hydrocarbon accumulation in Mahu sag lies

**基金项目:** 中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性科技项目(2023ZZ24)资助。

**第一作者:** 张磊,男,1981年9月生,2007年获长江大学硕士学位,现为中国石油新疆油田公司高级工程师,主要从事盆地分析及石油地质勘探方面的工作。Email: Zhanglei666@petrochina.com.cn

**通信作者:** 魏小松,男,1992年10月生,2021年获中国地质大学(武汉)博士学位,现为中国地质大学(武汉)博士后,主要从事沉积学及盆地分析方面的研究。Email: weixiaosong\_g@163.com

in the good reservoir-cap assemblage of widespread fan delta front facies mud-poor gravel reservoirs and retrogradational fan delta facies sediments with the late massive set of mudstone in Xiawuerhe Formation and Bakouquan Formation. The shallow oil-gas accumulation is associated with the favorable reservoir-cap assemblage of the thin-bedded glutenite reservoirs with massive mudstone in Baijiantan Formation and Badaowan Formation. A comprehensive analysis suggests that the fan delta front facies sandbodies of the Xiawuerhe Formation and the upper submember of Member 1 of the Baikouquan Formation in the central Mahu sag can develop high-quality reservoirs, and possess conditions for the large-scale development of stratigraphic traps. Moreover, braided fluvial delta front facies thin-bedded glutenites of the Member 2 of Baijiantan Formation and the Member 1 of Badaowan Formation in the central Mahu sag can develop high-quality reservoirs and provide favorable conditions for the formation of lithological traps. All the above are key strata for further oil-gas exploration in the central Mahu sag.

**Key words:** Mahu sag; Baikouquan Formation; Xiawuerhe Formation; Baijiantan Formation; Badaowan Formation; accumulation mode

引用:张磊,魏小松,唐勇,郑孟林,严德天,张宝,张铭轩,袁铎恩.准噶尔盆地玛湖凹陷中部地区多层系油气成藏条件及勘探前景[J].石油学报,2024,45(5):771-786,816.

Cite:ZHANG Lei,WEI Xiaosong,TANG Yong,ZHENG Menglin,YAN Detian,ZHANG Bao,ZHANG Mingxuan,YUAN Duoen.Multi-layer hydrocarbon accumulation conditions and exploration prospect in the central Mahu sag,Junggar Basin[J].Acta Petrolei Sinica,2024,45(5):771-786,816.

近年来,随着油气勘探程度的提高和勘探技术的进步,勘探对象已从构造油气藏转向岩性油气藏、致密油气藏和页岩油气藏。“近源勘探”“近源找油”已成为当下乃至未来油气勘探领域的重点方向<sup>[1-2]</sup>。准噶尔盆地西北缘玛湖凹陷作为世界级砂砾岩油藏富集区,自2012年在斜坡区三叠系百口泉组获得油气勘探突破后,相继发现了5大油气藏群,累积新增储量近 $6 \times 10^8$ t,形成了玛湖凹陷东、西斜坡大区<sup>[3-5]</sup>。尽管玛湖凹陷斜坡区的油气勘探正在如火如荼地进行,但在面积更为广阔的玛湖凹陷中部(玛中)地区,以往的整体勘探程度则较低。玛中地区位于玛湖凹陷4大扇体前缘有利相带的交汇区,低位扇体广泛发育,但该地区远离物源区、物源供给不足、地层埋深大。2014年,该地区部署的玛中1井在百口泉组二段钻遇前扇三角洲沉积,砂体不发育。因此,玛中地区在深埋条件下是否发育相对规模的优质储层尚缺乏研究;此外,玛中地区地层变形较弱,构造发育平缓,大部分地区的油气勘探仅能依赖二维地震资料,断裂刻画困难;加之百口泉组和下乌尔禾组等主要目的层位于源岩之上,玛中地区是否存在沟通深部烃源岩的输导体系也需进一步研究。

基于前期的勘探现状,研究人员对玛湖凹陷及其周缘地区开展了构造、沉积储层、烃源岩条件和油气成藏等相关研究<sup>[6-12]</sup>。2014—2015年,中国石油新疆油田公司先后部署了达探1井和盐探1井2口风险井,在上二叠统和下三叠统中见良好的油气显示。随后,研究人员围绕玛湖凹陷退覆式扇三角洲沉积模式<sup>[13-16]</sup>提出了寻找早期低位砂体的认识。2016年,油田公司又部署了玛中4井和玛中2井,其中,玛中4井在百口泉组和白碱滩组获得工业油流,玛中2井在下乌尔禾

组和百口泉组获得工业油流。此外,盐探1井在下乌尔禾组也获得了油气显示。基于良好的勘探态势,2017年油田公司又相继部署了达18井、玛中3井、玛中6井,其中,达18井在乌尔禾组见良好的油气显示。油气勘探现状证实玛中地区具备多层系立体勘探的前景,二叠系—三叠系发育的扇三角洲前缘低位扇可能成为优质储层<sup>[16]</sup>。

为明确玛中地区的油气勘探条件和方向,笔者基于最新的岩心、钻井、测井和三维地震资料以及实验结果,分析了玛中地区二叠系—侏罗系多层系沉积储层的形成条件及成岩演化特征,明确了玛中地区—玛湖凹陷东部(玛东)斜坡区的油气富集条件及成藏模式,并对玛中地区的油气勘探前景进行了前瞻性预测,以期对下一步油气勘探部署提供理论指导和依据。

## 1 区域地质背景

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北缘,紧靠扎伊尔山和哈拉阿拉特山,西北侧与乌夏断裂带和克百断裂带相邻,西南侧毗邻中拐凸起,东南侧为达巴松凸起、夏盐凸起以及英西凹陷,北部为石英滩凸起<sup>[17]</sup>[图1(a)]。作为准噶尔盆地中央拗陷带北部的次一级构造单元,玛湖凹陷是准噶尔盆地油气富集程度最高的生烃凹陷<sup>[18-20]</sup>。受克百断裂带和乌夏断裂带构造演化的影响,三叠系以下的地层由西北缘向凹陷内部倾斜,倾角小—中等;三叠系以上的地层向凹陷内部缓倾,向冲断带之上逐层超覆<sup>[21-23]</sup>。

玛湖凹陷整体上地层发育齐全。自下而上包括:石炭系,二叠系佳木河组、风城组、夏子街组、下乌尔禾组和上乌尔禾组,三叠系百口泉组、克拉玛依组和白碱滩组,侏罗系八道湾组、三工河组、西山窑组和头屯河

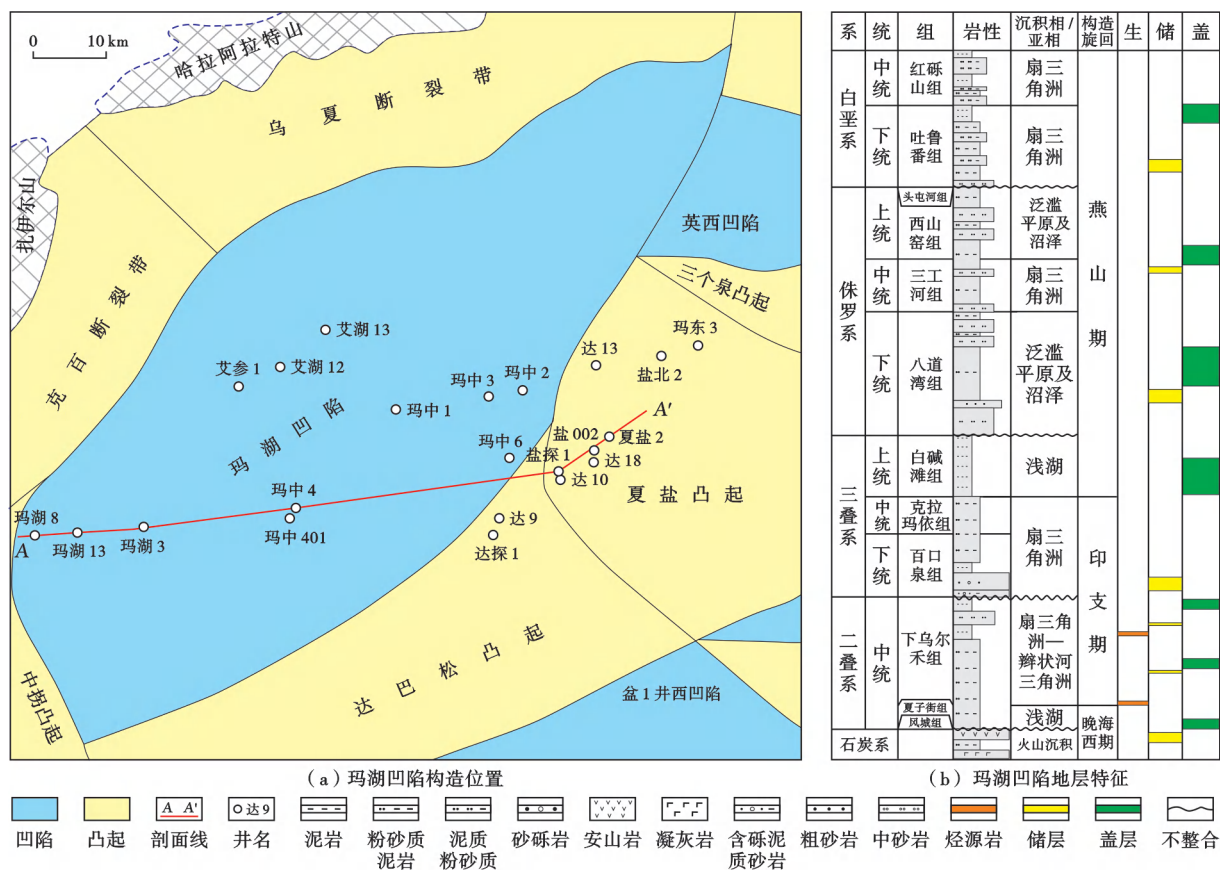


图 1 准噶尔盆地玛湖凹陷构造纲要与地层特征

Fig. 1 Structural outline and stratigraphic characteristics of Mahu sag, Junggar Basin

组,白垩系吐鲁番群以及新生界[图 1(b)]。其中,石炭系与二叠系、二叠系与三叠系、三叠系与侏罗系、侏罗系与白垩系之间均为角度不整合接触<sup>[16]</sup>。二叠纪—三叠纪为玛湖凹陷主要沉积充填期:早二叠世,玛湖凹陷处于伸展构造背景,发育三角洲—碱湖沉积体系;中二叠世—中三叠世,构造背景转为挤压逆冲;晚三叠世,玛湖凹陷为克拉通陆内拗陷,主要发育扇三角洲—冲积扇—湖泊沉积体系。

玛中地区位于玛湖凹陷中心,主体靠近夏盐—达巴松凸起。石炭纪末期,夏盐—达巴松凸起受挤压和隆升作用,形成了多个大规模的古构造;早二叠世早期,受剥蚀作用影响,下二叠统在夏盐—达巴松凸起西北缘山前方向上出现明显的角度不整合;早二叠世中—晚期,夏盐—达巴松凸起再次隆升,发育近 EW 向展布的鼻状凸起带,基本形成了现今的构造格局;晚二叠世—三叠纪,受海西期与印支期构造强烈挤压作用影响,玛中地区发育各种类型的断裂;至侏罗纪,玛中地区进入凹陷沉积阶段,夏盐—达巴松凸起及其周边凹陷地区发育相对稳定的沉积;侏罗纪晚期,受燕山运动影响,凸起的高部位(侏罗系顶部)遭受剥蚀作用,导致白垩系与侏罗系顶部呈角度不整合接触;晚白垩

世—古近纪,玛中地区整体发生抬升,形成了现今的单斜构造<sup>[16,24]</sup>。

## 2 多层系油气成藏条件

### 2.1 烃源岩特征

玛湖凹陷中一下二叠统发育的半深湖—深湖亚相泥页岩是玛湖凹陷的主力烃源岩,泥页岩的充填规模和有机质热演化程度决定了生烃潜力<sup>[25]</sup>。下二叠统风城组发育碱湖型烃源岩,自下而上可分为风城组一段(风一段)、风城组二段(风二段)和风城组三段(风三段)。其中,风一段和风二段是玛湖凹陷的主力烃源岩层系,烃源岩分布范围广,主体厚度为 50~300 m, I 型、II 型和 III 型干酪根均有发育,以 II 型干酪根为主,为成熟—高成熟油源岩<sup>[16,26-29]</sup>。风城组发育丰富的碱类矿物,如硅硼钠石、氯碳酸钠镁石、碳酸钠钙石和苏打石等,表明风城组烃源岩形成于高盐度、闭塞湖泊环境。受物源和深部热液影响,烃源岩有机质的主要母质类型为藻类和细菌。岩石热解氢指数(HI)平均为 279 mg/g,表明其生烃潜力较高,为良好的烃源岩<sup>[30]</sup>。玛湖凹陷边缘隆起带风城组烃源岩的镜质体反射率( $R_o$ )为 0.59%~1.14%,推测凹陷中心烃源岩的

$R_0$  约为 2.20%，具备大量生成高成熟油以及天然气的条件<sup>[16]</sup>。

下乌尔禾组烃源岩在玛湖凹陷广泛分布，主要为具有不明显分层的泥岩沉积，其干酪根类型以Ⅲ型为主， $HI < 100 \text{ mg/g}$ 。烃源岩多发育在淡水、弱氧化的浅湖沉积环境中，主要受陆源有机质输入影响，几乎没有碳酸盐发育<sup>[31]</sup>。与风城组烃源岩相比，下乌尔禾组烃源岩的岩性和沉积环境具有很大差异，生烃潜力偏小。

## 2.2 主要沉积储层特征及控制因素

### 2.2.1 二叠系下乌尔禾组

#### (1) 沉积特征

下乌尔禾组沉积期玛湖凹陷主要发育西北部和东部 2 大物源区，砂体沿着物源方向向盆地推进。物源供给的大小决定了砂体的展布范围。下乌尔禾组沉积

早期，东部物源供给小，扇体规模较小；沉积中期，东部物源供应充足，扇体范围扩大，砂体向南延伸至达巴松凸起北部。

岩心观察和单井沉积相分析表明，玛中—玛东地区的下乌尔禾组主要发育扇三角洲相和湖泊相沉积。其中，玛中地区的下乌尔禾组发育扇三角洲沉积体系，以扇三角洲前缘亚相沉积为主(图 2)，主要发育水下分流河道和分流间湾等沉积微相。水下分流河道沉积物的颗粒较粗，岩性主要为砂砾岩、砾岩，分选为较差—中等，可见冲刷面和底砾岩沉积，发育槽状交错层理和板状交错层理等沉积构造。分流间湾沉积的岩性主要为泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩，泥岩的颜色为灰色和棕色，其中，棕色泥岩有可能是沉积水体较浅而形成的氧化色。下乌尔禾组上部岩性主要为泥岩，为滨—浅湖亚相沉积。

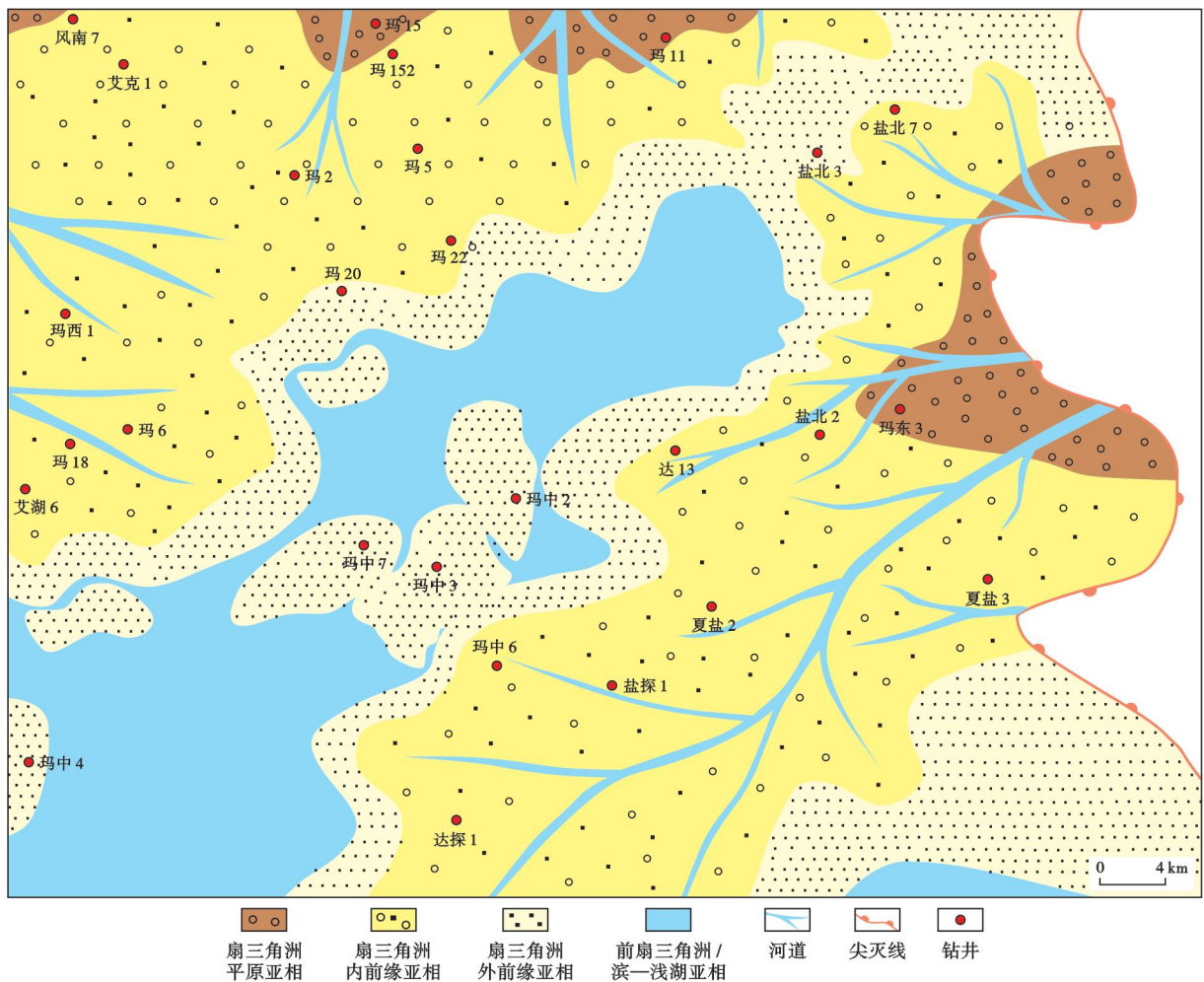


图 2 玛中—玛东地区下乌尔禾组沉积相

Fig. 2 Sedimentary facies of the Xiwuerhe Formation in the central and eastern Mahu sag

#### (2) 储层特征

玛中地区下乌尔禾组储层的岩性主要为含砾砂岩和砂砾岩。砾石成分以凝灰岩为主，安山岩及碎屑岩次之；砾石的粒径为 2~40 mm，多呈次圆状，分选差。砾间的砂

质成分以岩屑为主，其次为石英和长石，岩屑成分基本与砾石成分相同。储层填隙物主要为泥质(占 80%)，另外含有少量沸石(占 20%)，其中，泥质部分作为杂基所发生的次生变化表现为水化和黑云母化。胶结物以黏土质为

主,颗粒间的接触方式以线接触为主,少量呈点-线接触;岩石整体上为中等胶结,含少量方解石和沸石等。

玛中地区下乌尔禾组储层由于岩石颗粒淘洗充分,杂基含量较低,储层物性较好。玛中4井、盐探1井、盐002井和达13井的岩心样品分析结果表明,下乌尔

禾组储层孔隙度为5.3%~18.2%、平均为11.16%,渗透率为0.014~90.200 mD、平均为0.28 mD,属于低孔、特低渗储层(图3)。玛中地区的储层物性受沉积相带控制明显,从扇根到扇端、从扇三角洲平原亚相至扇三角洲前缘亚相,储层物性逐渐变好。

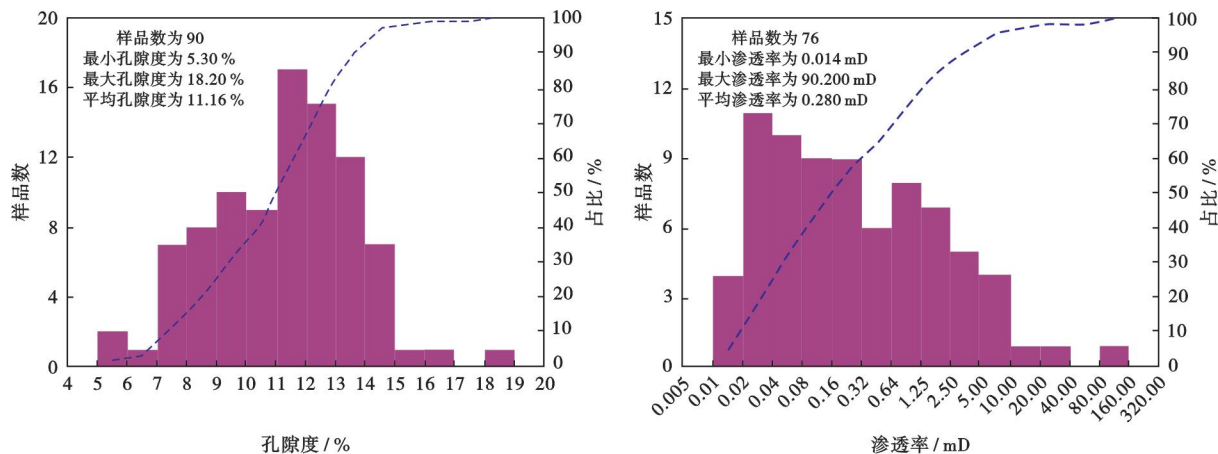


图3 玛中地区下乌尔禾组储层的孔隙度和渗透率特征

Fig. 3 Characteristics of porosity and permeability of the Xiawuerhe Formation in the central Mahu sag

储层岩石铸体薄片分析表明,下乌尔禾组储集空间以剩余原生粒间孔和次生孔隙为主,其中,粒内溶蚀孔和粒间溶蚀孔是2类主要常见的次生孔隙。压汞实验结果显示,下乌尔禾组储层孔喉的平均分选系数为1.44,平均变异系数为0.11,最大孔喉半径为0.4  $\mu\text{m}$ ,孔喉体积比为3.46,总体上,属于微-细喉类储层。此外,下乌尔禾组砂砾岩储层中裂缝较为发育,以近EW向的高角度裂缝为主,缝长一般在几十厘米,缝宽一般小于2 mm,缝面平整,缝内多被石膏和方解石充填或半充填。裂缝属于构造缝,对储层物性具有改善作用。

玛中2井、盐探1井、达13井和盐002井岩心样品的X射线衍射分析(XRD)表明,下乌尔禾组黏土矿物主要由伊/蒙混层(占13%~83%)、绿泥石(占3%~78%)、绿/蒙混层(占4%~60%)、伊利石(占2%~27%)和少量高岭石(占0~14%)组成,自生矿物主要为碱性沸石矿物+方解石组合。高岭石不发育,表明研究区储集层在成岩期的孔隙流体主要为碱性。

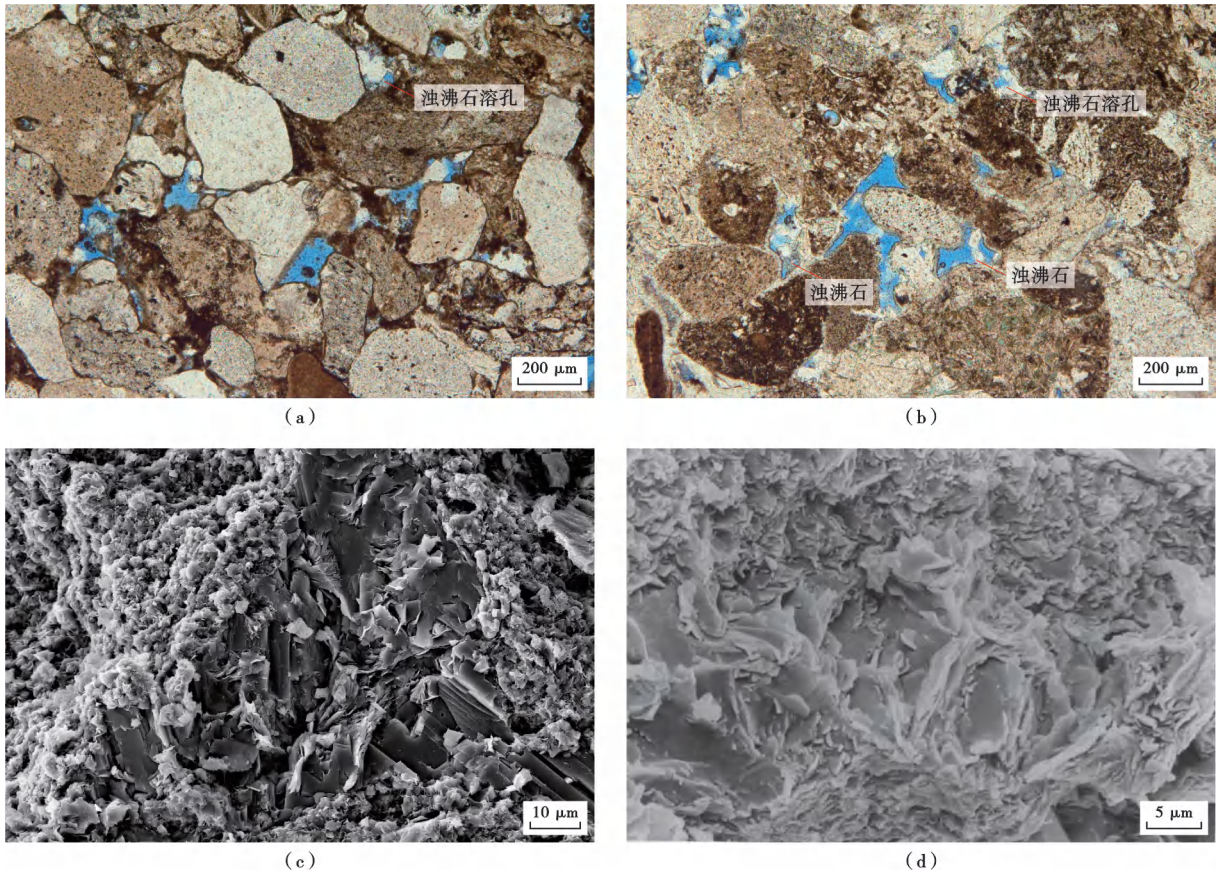
### (3) 优质储层的控制因素

结合沉积特征及储层特征,笔者认为沉积微相与成岩作用是下乌尔禾组发育有利储集体的主要控制因素,也是预测区域有利储层的关键。

研究区沉积体系对储集体物性具有明显的控制作用。扇三角洲前缘亚相发育区由于其沉积物的碎屑颗粒淘洗充分以及沉积岩具有较高的结构成熟度,是区

域范围内优质储层的集中发育区。以盐探1井为例,下乌尔禾组灰色砂砾岩储集层由于颗粒的分选性和磨圆度较好,泥质杂基充填较少,颗粒之间以沸石胶结为主,普遍发育沸石溶蚀孔隙,形成以粒间溶孔为主的储集空间,具有较高的孔隙度和渗透率[图4(a)]。下乌尔禾组扇三角洲平原-扇三角洲前缘过渡亚相储层的孔隙度为8%~10%,渗透率为0.5~300.0 mD;扇三角洲平原亚相储层的孔隙度为2.0%~6.5%,渗透率为0.01~50.00 mD,整体具有低孔、低渗特点。多口探井的岩心物性对比分析表明,扇三角洲前缘亚相的储层物性最好,过渡相的储层物性次之,扇三角洲平原亚相的储层物性最差。此外,随着埋深增加,储层物性表现出整体变好的趋势,尤其以三角洲前缘亚相储层最为明显,这可能与后期烃源岩供烃过程中有机酸的溶蚀作用以及自生矿物生长被抑制有关。当然,储层物性的差异与沉积微相也密切相关,由于高强度的水流冲洗作用,水下分流河道微相沉积的泥质较少,因而储层具有较好的物性条件[图4(a)~图4(c)],而水下分流河道间湾微相由于遭受的水流淘洗作用弱,泥质杂基多,储层物性因而变差[图4(d)]。以上分析可见,寻找扇三角洲前缘亚相优质储层是研究区下乌尔禾组油气勘探突破的一个关键。

玛中地区下乌尔禾组优质储层主要发育以粒内溶孔为主的次生孔隙,原生孔隙不发育,这是由地质历史时期多种成岩作用所导致。研究表明,玛中地区下乌



(a) 水下分流河道微相, 细砂岩发育剩余粒间孔, 孔隙度为 13.1%, 盐探 1 井 4810.00 m, 单偏光铸体薄片; (b) 水下分流河道微相, 含砾细砂岩, 发育剩余粒间孔、粒内溶孔, 孔隙度为 13.2%, 盐探 1 井 4922.50 m, 单偏光铸体薄片; (c) 水下分流河道微相, 砂砾岩, 见沸石类矿物与绿泥石混生, 孔隙度为 12.6%, 达 13 井 4560.00 m, 扫描电镜; (d) 水下分流河道间湾微相, 砂砾岩, 黏土矿物主要为不规则状伊/蒙混层, 见少量定向片状伊利石, 孔隙度为 7.2%, 夏盐 2 井 4619.05 m, 扫描电镜。

图 4 玛中地区下乌尔禾组储层特征

Fig. 4 Reservoir characteristics of the Xiawuerhe Formation in the central Mahu sag

尔禾组现今处于中成岩阶段 A 期—B 期(图 5), 经历了压实、胶结、溶蚀和交代等多种成岩作用, 其独特的成岩演化史为油气富集创造了条件, 其中, 早期的胶结作用以及后期的溶蚀作用为主要的建设性成岩作用, 对下乌尔禾组优质储层的形成具有重要贡献。下乌尔禾组主要表现为沸石类胶结、方解石及硅质胶结, 夹少量自生黏土矿物充填胶结的特点。沸石类胶结表现为碎屑颗粒之间晶粒状、板状及束状浊沸石和片沸石呈镶嵌式或孔隙式胶结[图 4(a)—图 4(c)], 其结构受区域火山岩碎屑物源控制。早期沸石类矿物充填粒间原始孔隙、对碎屑颗粒进行胶结, 降低了储层的孔隙度和渗透率, 但这在一定程度上也抑制了压实作用对原生孔隙的破坏, 为后期沸石类矿物的溶蚀以及储层物性的提高奠定了重要的物质基础。下乌尔禾组的次生孔隙主要来自于沸石类胶结物、火山岩岩屑和黏土矿物的溶蚀, 根据沸石的溶蚀期次和地质环境的不同, 主要

包括 2 类溶蚀作用: 风化淋滤溶蚀和有机酸溶蚀。下乌尔禾组顶部与上覆百口泉组之间为不整合接触, 不整合面附近的砂砾岩体受表生成岩作用阶段的风化淋滤溶蚀作用, 形成次生的沸石胶结物溶蚀孔或火山岩溶蚀孔, 但由于其整体地貌较为平缓, 并且表生成岩作用期断裂改造不明显, 风化淋滤溶蚀作用很难向下延伸。因此, 下乌尔禾组储集层主要的溶蚀作用为后期油气充注过程中的有机酸溶蚀改造。随着埋深增加, 佳木河组、风城组和下乌尔禾组等烃源岩形成油气充注, 且与之相伴的大量  $\text{CO}_2$  以及脂肪酸对沸石、安山岩和凝灰岩进行广泛溶蚀, 沸石类及火山碎屑形成次生溶孔。盐探 1 井下乌尔禾组在埋深 5000 m 处依然发育溶蚀型优质储层, 平均孔隙度可达 11%(图 6), 平均渗透率为 0.21 mD, 试油获得工业油流, 这证实二叠系在深埋条件下仍然具备较大的勘探潜力, 是玛中地区寻找下乌尔禾组砂砾岩油气富集区的重要领域。

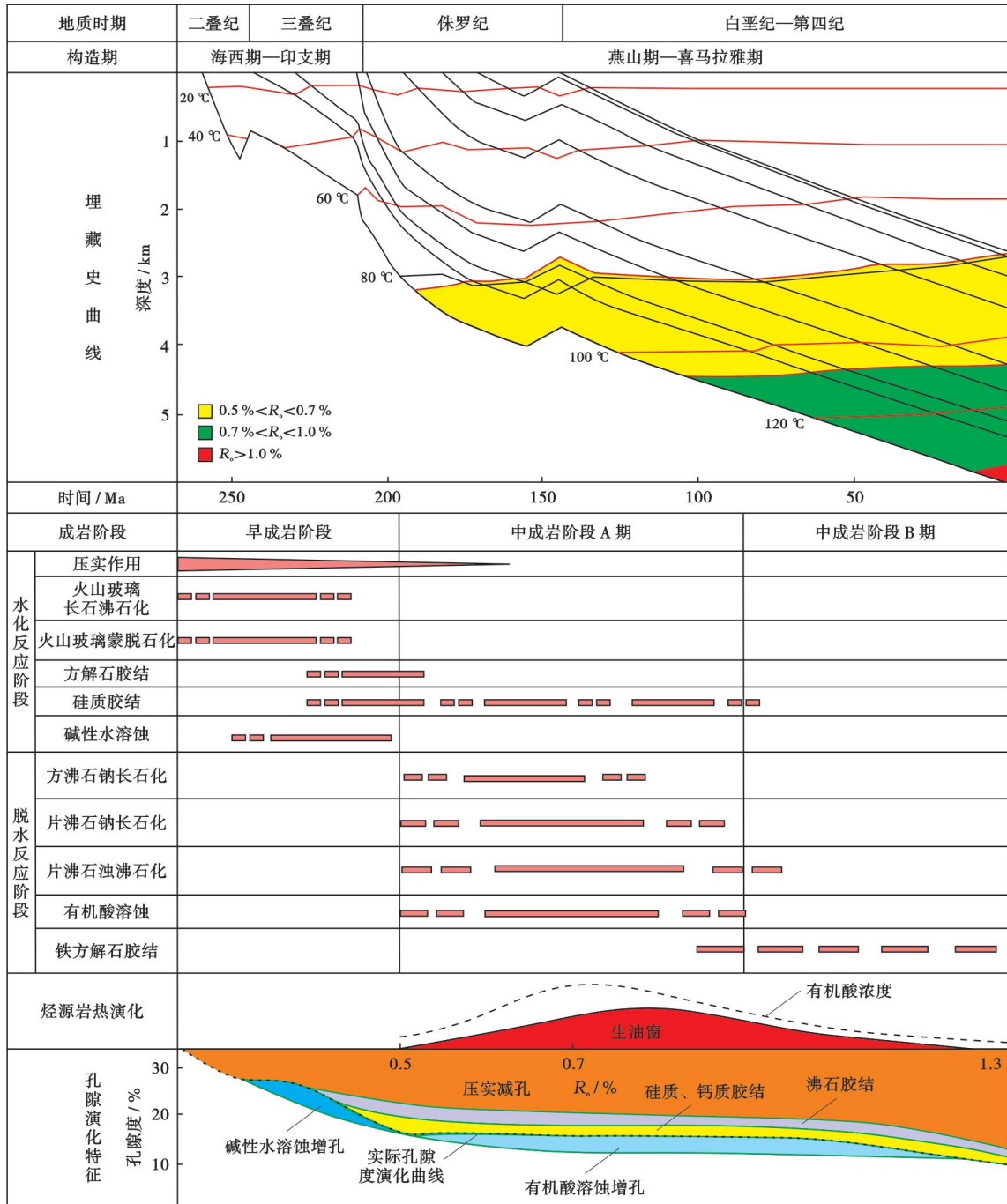


图 5 盐探 1 井下乌尔禾组储层埋藏史、成岩演化史、烃源岩热演化史和孔隙演化史

Fig. 5 Reservoir burial history, diagenetic evolution history, source rock thermal evolution history and pore evolution history of the Xiawuerhe Formation in Well Yantan1

2.2.2 三叠系百口泉组

(1) 沉积特征

玛湖凹陷百口泉组受 3 期湖侵作用,发育 3 期退积型三角洲。每一期湖岸线都预示着在坡折之下的平缓区发育一期完整的扇三角洲前缘砂砾岩复合体。垂向上,湖岸线在短时间内较大幅度的频繁摆动造成了各期砂砾岩体的错叠,形成了不同叠加样式的砂体组合。湖岸线下降形成进积式砂体组合,上升则发育退

积式砂体组合。如果湖岸线在一定时间内保持相对稳定,则形成加积式砂体组合。平面上,湖岸线的迁移使得扇三角洲前缘砂体沿古湖岸线形成若干条环带状砂砾岩复合体,因此,玛湖凹陷百口泉组主要形成于扇三角洲—湖泊相沉积环境(图 7)。钻井岩心相及连井剖面对比表明:百口泉组的扇三角洲前缘沉积主要发育水下河道、远砂坝和分流间湾等微相;在百口泉组一段(百一段)沉积期,玛中地区位于黄羊泉扇体、夏子街

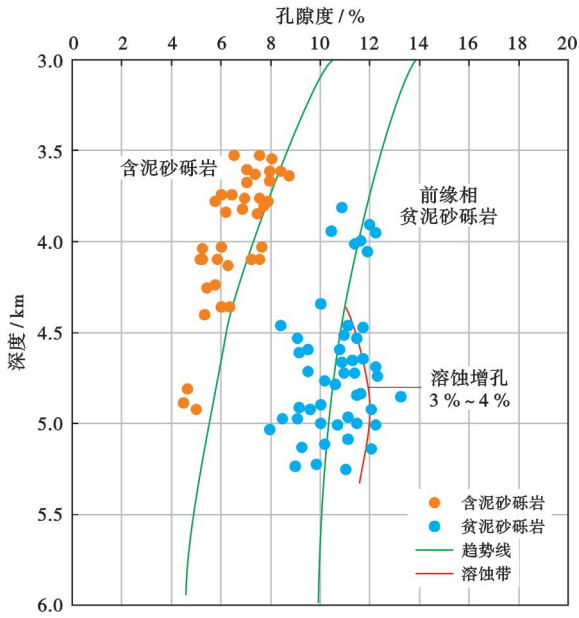


图6 盐探1井孔隙度与储层埋深关系

Fig. 6 Relationship between porosity and reservoir burial depth in Well Yantan1

扇体和夏盐扇体汇聚区,物源丰富,沉积砂体规模较大;百口泉组二段(百二段)沉积期,湖平面上升,砂体规模变小;百口泉组三段沉积期,湖平面继续上升,玛湖凹陷6个扇体的规模缩小。

(2) 储层特征

玛中地区百口泉组的储层岩性以砂砾岩为主,砂砾颗粒的分选性和磨圆度相对较差,储层填隙物以泥杂基为主,含量为1%~10%;方解石胶结物呈不均匀分布,含量总体较低(平均为0~3%)。玛中地区百口泉组储层整体表现为低孔、特低渗特征,孔隙度为3.20%~13.90%、平均为9.14%,渗透率为0.04~18.80 mD、平均为4.21 mD。孔隙类型以剩余粒间孔、粒内溶孔为主,其次为基质收缩孔(图8)。

剩余粒间孔是由砂砾岩中的原始孔隙经历前期压实作用、后期石英次生加大和方解石胶结等减孔作用而最终残留下来的孔隙。该类孔隙的孔径相对较大,形状规则,常呈三角形、多角形,孔隙边缘平直[图8(a)、图8(b)]。岩石铸体薄片观察发现,剩余粒间孔约占50%。

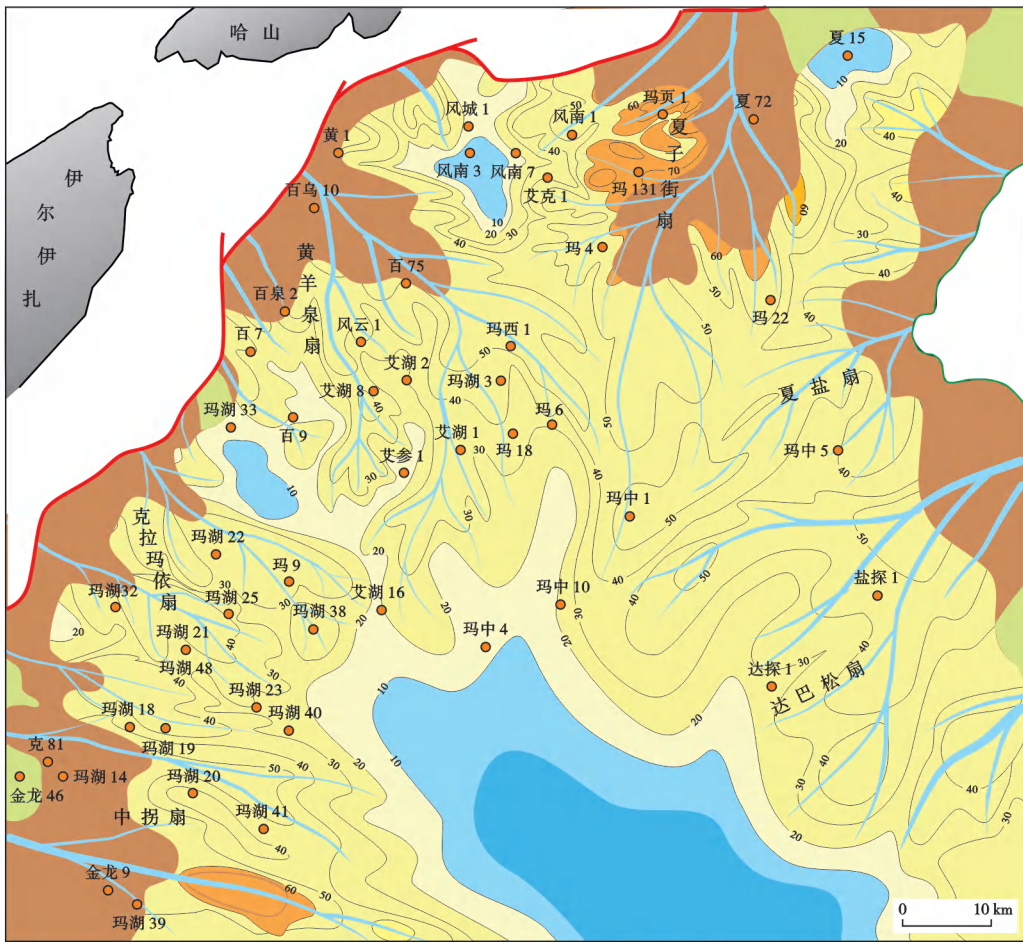


图7 玛湖凹陷三叠系百口泉组一段沉积相

Fig. 7 Sedimentary facies of Member 1 in the Triassic Baikouquan Formation, Mahu Sag



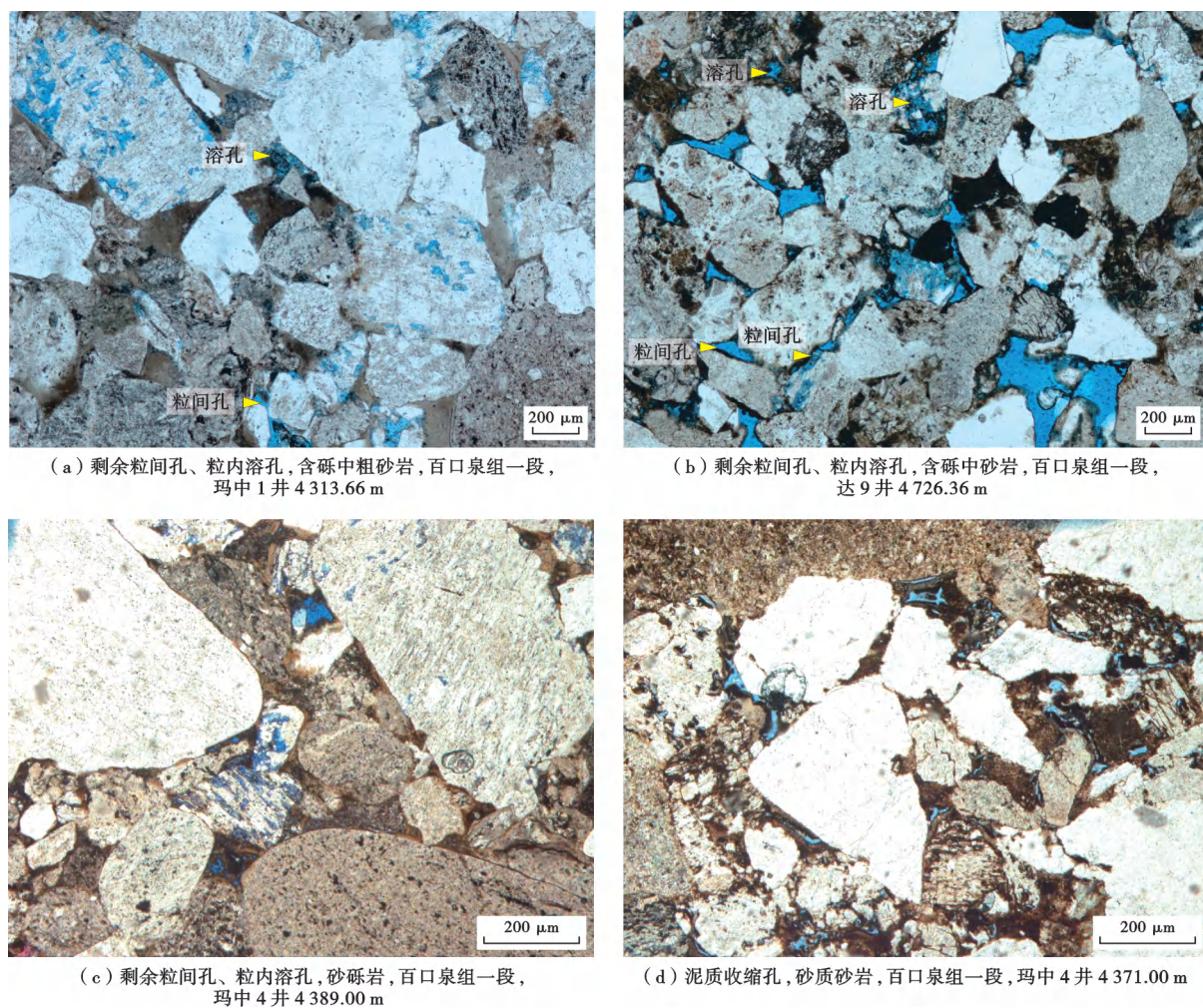


图8 玛中地区百口泉组储层主要孔隙类型

Fig. 8 Primary pore types of the Baikouquan Formation reservoir in the central Mahu sag

粒内溶孔以长石溶孔为主,其形态主要为梳状、蜂窝状[图8(a)—图8(c)]。溶蚀孔大小不一,溶蚀作用强烈可形成长石铸模孔,溶蚀面孔率局部可高达3%~5%。岩石铸体薄片统计表明,溶孔平均占比为50%。

基质收缩孔是由于黏土矿物脱水、体积收缩形成的一类孔隙,这种孔隙常常呈不规则的长条状分布在泥杂基间[图8(d)],发育此类孔隙的泥杂基常常因水云母化而不同于一般泥质,并且部分孔隙中可见沥青质残留。

### (3) 优质储层的控制因素

玛湖凹陷百口泉组的成岩作用类型主要包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用。玛中地区砂砾岩储层埋深普遍大于3500m,压实作用较强。由于砂砾岩分选性较差,泥杂基含量相对较高,压实作用对百口泉组储层物性影响较大,严重破坏了储层的原生孔隙。此外,压实作用还与岩石的成分成熟度和结构成熟度有关。玛中地区百口泉组扇三角洲沉积储层岩石的成分成熟度和结构成熟度低,储层的抗压实性不强,但在三角洲

前缘相带,由于砂岩形成的水动力条件较强、淘洗较充分、分选较好,泥质杂基含量较低,因此,在同一深度内其遭受的压实作用较三角洲平原弱。

百口泉组储层发育多类胶结物,常见的胶结物为碳酸盐类矿物(以铁方解石为主)和自生黏土矿物(以高岭石为主,其次为伊/蒙混层、绿泥石),以及少量硅质矿物(包括石英次生加大和粒间自生石英晶体)。铁方解石胶结物大多以粒间充填的产状产出,部分交代矿物颗粒。另外,百口泉组砂砾岩储层中可见大量溶蚀孔,主要为长石溶孔,少量为岩屑溶孔,岩屑溶孔中被溶蚀的组分以长石质为主。在扇三角洲前缘亚相,沉积储层中砂砾的分选较好,杂基含量较少,流体渗流通畅,溶蚀作用较扇三角洲平原亚相储层强,有利于次生孔隙发育。

三角洲前缘相带的发育是玛中地区百一段优质储层形成的基础,沉积相类型对百口泉组的储层品质具有明显的控制作用。沉积环境控制着砂体的类型与展布。即使是在同一沉积体系下,不同沉积微相内发育的砂体的粒度、分选性、磨圆度和泥质含量等也存在差

异,进而会导致原始孔隙度和渗透率不同,同时也会影响后期的成岩作用进程,从根本上控制着优质储层的形成和演化。玛湖凹陷不同沉积微相砂体的孔隙度与渗透率的关系表明,扇三角洲水下前缘相带砂砾岩层的物性明显好于水上平原相带的砂砾岩(图9),其中,水下近岸河道与河口坝砂体物性最好,其次为过渡带的远岸河道砂体,而平原区辫状河道砂体和前缘砂质碎屑流沉积的物性最差。

2.2.3 三叠系白碱滩组

玛中地区三叠系白碱滩组的沉积相类型为辫状河三角洲相与湖泊相(图10)。白碱滩组二段(白二段)为有利储层发育段,沉积微相为辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体及远砂坝砂体,岩性主要为细砂岩和粉砂岩。由于砂体沉积时水动力条件较强,受水体反复淘洗作用,其储层物性明显好于其他沉积相带砂体。

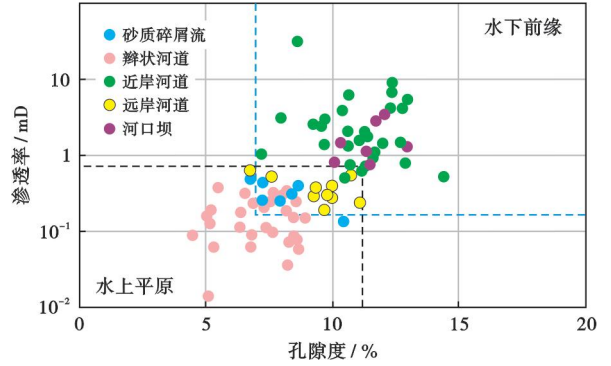


图9 玛湖凹陷百口泉组不同沉积微相砂砾岩的孔隙度与渗透率关系

Fig.9 Relationship between porosity and permeability of conglomerate with different sedimentary microfacies in the Baikouquan Formation, Mahu sag

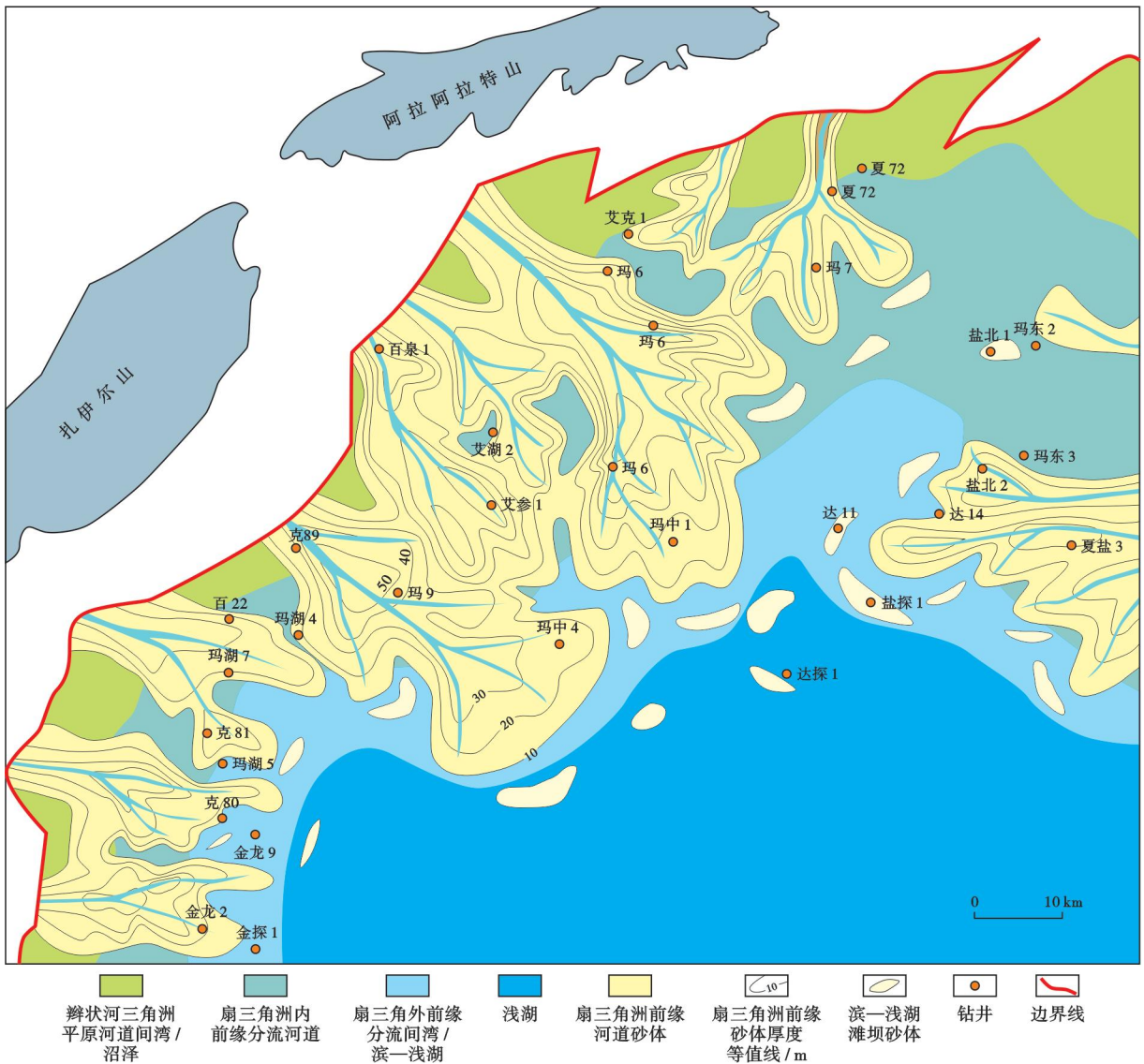
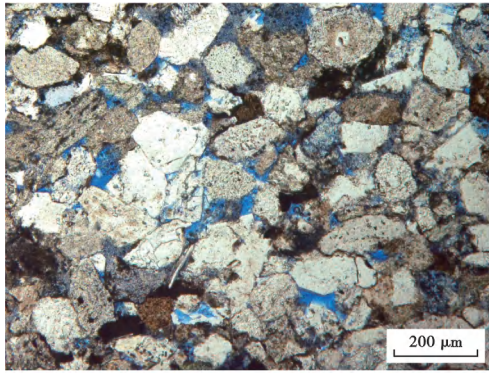


图10 玛湖凹陷三叠系白碱滩组二段沉积相

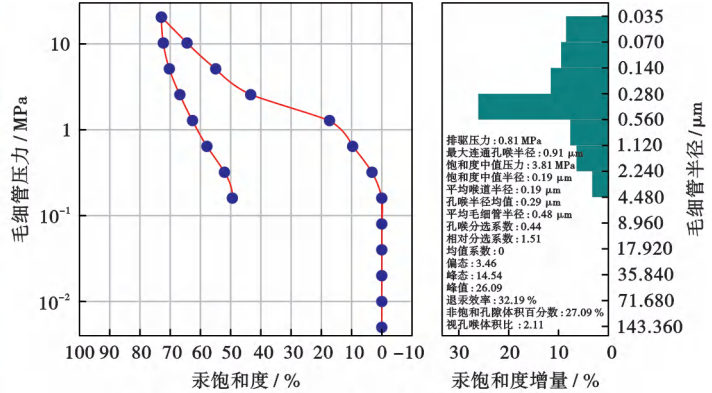
Fig.10 Sedimentary facies in the Member 2 of Baijiantan Formation in Mahu sag

岩石铸体薄片分析表明,白碱滩组储层孔隙类型以原生剩余粒间孔、次生粒内溶孔为主[图 11(a)]。压汞实验显示:白碱滩组储层岩石的毛细管压力曲线主要为中等歪度,排驱压力较大,孔隙分选性中等[图 11(b)];最大孔喉半径为 0.86~1.80  $\mu\text{m}$ ,平均为 1.10  $\mu\text{m}$ ;排驱压力为 0.41~1.21 MPa,平均为 0.83 MPa;饱和中值压力为 4.03~17.03 MPa,平均为 9.76 MPa;饱和中值

半径为 0.04~0.18  $\mu\text{m}$ ,平均为 0.11  $\mu\text{m}$ ;非饱和孔隙体积为 27.10%~46.04%,平均为 35.90%;退汞效率为 31.20%~34.01%,平均为 32.48%。白二段储层岩石的颗粒磨圆度相对较高且细粒泥质含量较低,颗粒之间基本以孔隙式支撑为主,具有较好的原始孔隙结构特征;储层孔隙度为 9.4%~14.9%,平均为 12.9%;渗透率为 0.055~0.512 mD,平均为 0.230 mD。



(a) 剩余粒间孔、少量粒内溶孔,极细粒细砂岩,白碱滩组,玛中 4 井 3 617 m



(b) 储层压汞毛细管压力曲线特征,白碱滩组,玛中 4 井

图 11 三叠系白碱滩组储层主要孔隙类型及压汞毛细管压力曲线

Fig. 11 Main pore types and mercury injection capillary pressure curves of the Triassic Baijiatan Formation reservoir

2.2.4 侏罗系八道湾组

(1) 沉积特征

侏罗系八道湾组自下而上岩石粒度逐渐变细,为一套明显的正粒序沉积地层。结合区域地质背景、岩石学、沉积构造特征以及测井响应特征综合分析表明,玛中地区八道湾组主要发育辫状河三角洲相和湖泊相(图 12)。八道湾组一段(八一段)整体为一个退积沉积旋回,由下向上沉积物的粒度逐渐变细,岩性主要为砂砾岩、泥质含砾细砂岩、中砂—细砂岩、细砂岩、粉

砂岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩;发育 4 套薄煤层,厚度为 2~5 m;砂地比高达 80%,整体上为辫状河三角洲—湖泊相沉积(图 13)。八一段中—下部以辫状河河道沉积和沼泽沉积为主,为水下分流河道与分流间湾的叠合沉积,岩性以灰色砂砾岩为主,夹薄层煤。八一段上部为辫状河三角洲前缘亚相沉积,岩性为泥质含砾细砂岩、中砂—细砂岩与薄层粉砂质泥岩互层,具有正粒序沉积特征,含油性好,2 436~2 440 m 深度段试油获得高产工业油流。八一段顶部为湖泊滩坝与泥岩沉积,为湖侵后的产物,砂体不发育。八一段沉积期,湖平面持续振荡上升,沉积水体越来越深。

(2) 储层特征

八道湾组储层岩性主要为灰色中砂—细砂岩。八一段泥质含量平均为 2.0%,黏土矿物主要为高岭石(占 70.4%),其次为伊利石(占 11.8%)、伊/蒙混层(占 10.2%)和绿泥石(占 7.6%)。艾湖 12 井区八道湾组储层的孔隙度为 10.50%~18.81%,平均为 14.06%;渗透率为 1.02~330.00 mD,平均为 10.91 mD(图 14)。岩石铸体薄片分析表明,八一段储层的孔隙类型主要为剩余粒间孔(占 97.9%),其次为粒内溶孔(占 2.1%),孔喉的连通性较好,岩石荧光薄片显示油气主要赋存于粒间孔和粒内溶孔中。压汞实验结果表明:八一段储层岩石的毛细管压力曲线呈偏粗歪度,孔喉分布中等—差,以中—小孔喉为主;饱和中值压力为 0.26~12.14 MPa,

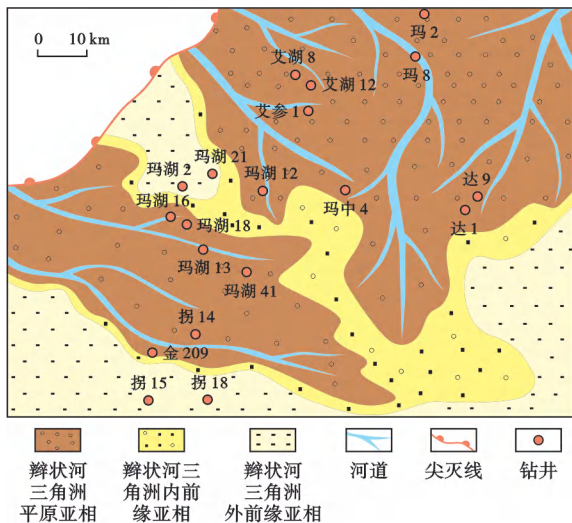


图 12 玛湖凹陷八道湾组一段沉积相

Fig. 12 Sedimentary facies in the Member 1 of Badaowan Formation in Mahu sag

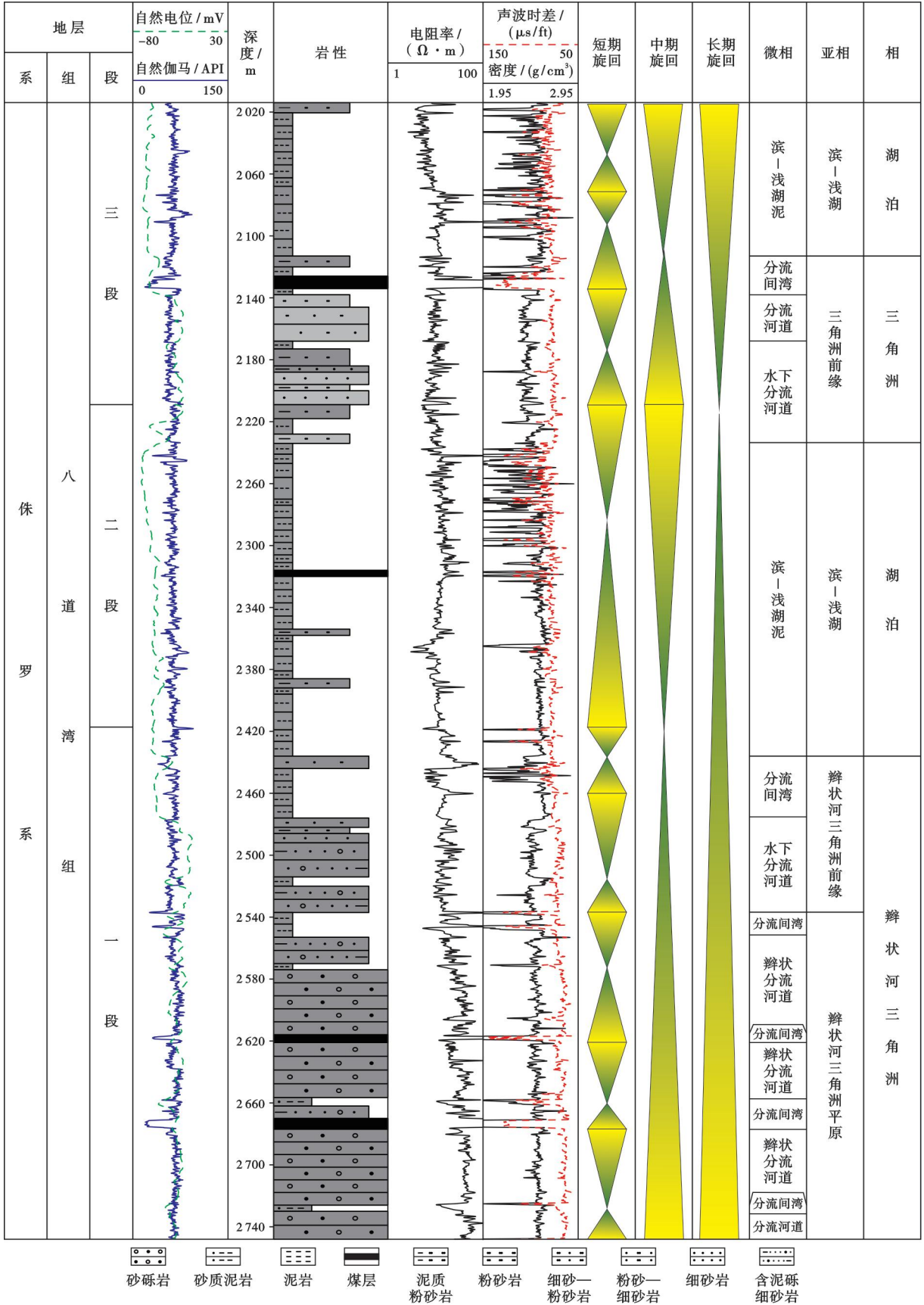


图 13 玛中地区八道湾组单井沉积相划分

Fig. 13 Division of single well sedimentary facies in the Badaowan Formation in the central Mahu sag

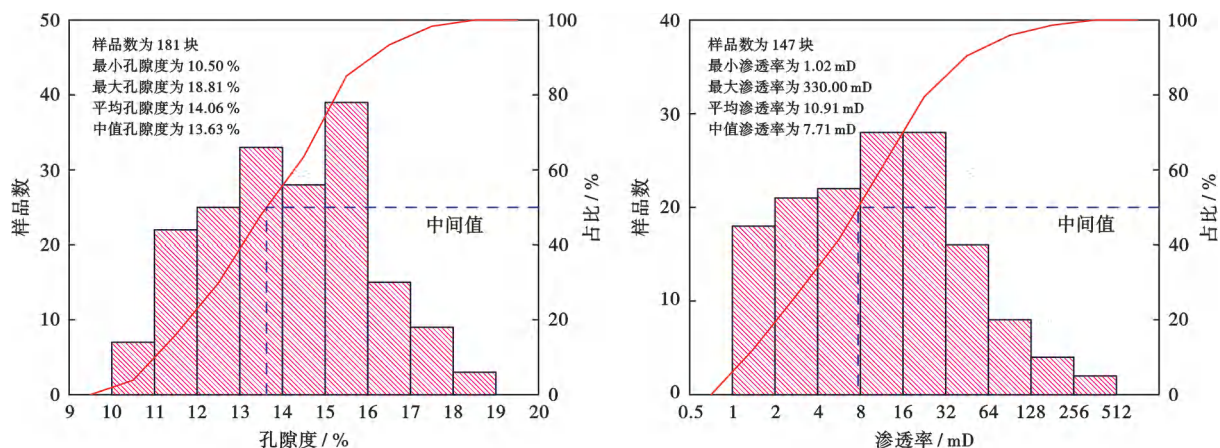


图 14 艾湖 12 井区八道湾组储层的孔隙度与渗透率特征

Fig. 14 Porosity and permeability characteristics of Badaowan Formation reservoir in Wellblock Aihu12

平均为 3.21 MPa;饱和中值半径为 0.06~2.84  $\mu\text{m}$ ,平均为 0.78  $\mu\text{m}$ ;排驱压力为 0.04~1.56 MPa,平均为 0.40 MPa;平均毛细管半径介于 0.10~4.61  $\mu\text{m}$ ,平均为 1.53  $\mu\text{m}$ 。综合以上分析表明,艾湖 12 井区侏罗系八道湾组储层为中孔、低渗砂层储层。

### 3 油气成藏模式

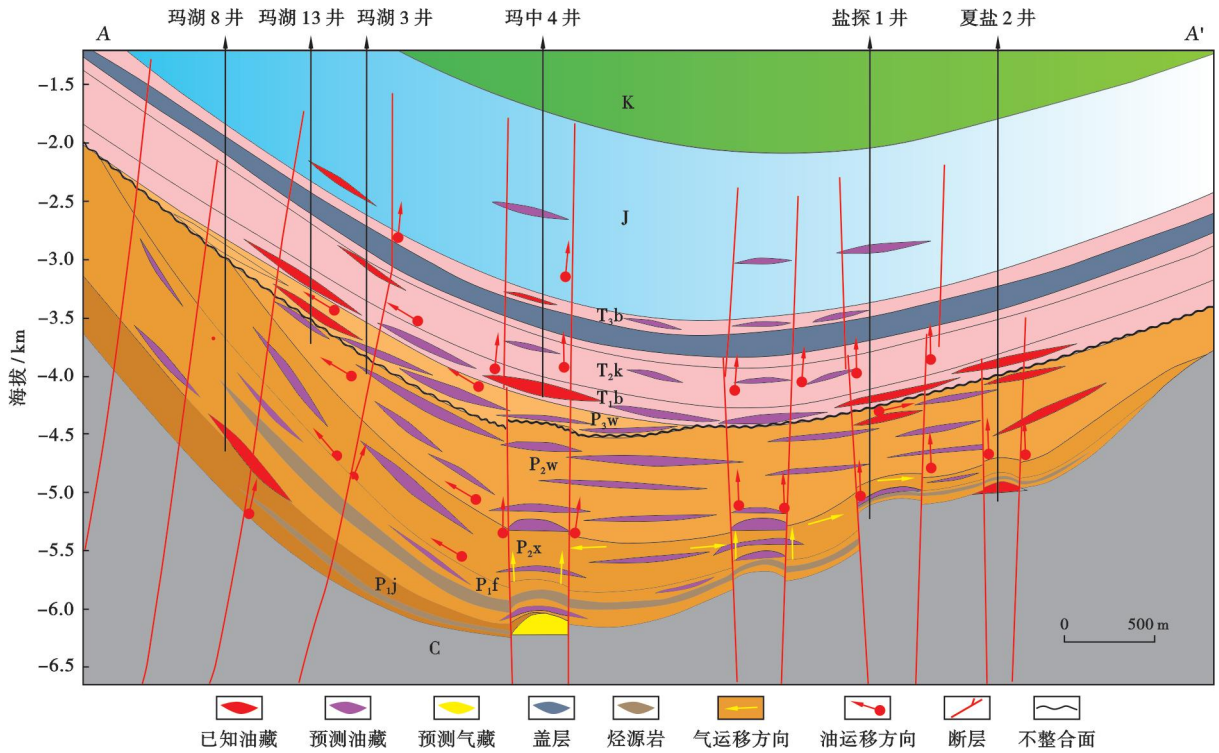
#### 3.1 油气富集主要层位

在扇控大面积成藏理论指导下,玛湖凹陷东、西斜坡在三叠系百口泉组相继发现了 5 大油藏群。2015 年以来,在达探 1 井、玛中 4 井百口泉组发现新油层,进一步证实玛中地区发育规模储量油气资源。玛中地区百一段构造相对平缓,位于扇体汇聚及砂体卸载区,物源供给充足,有利于发育规模砂体,其中,百一段早期形成的低位砂体是重要的油气富集层位。此外,下乌尔禾组多层段见良好的油气显示。连井沉积相分析表明,玛中地区下乌尔禾组多层段大面积发育扇三角洲前缘亚相沉积,是油气富集的主要区域。

玛湖凹陷浅层也是油气富集成藏的重要层位。玛湖凹陷浅层发育多期湖侵沉积,在纵向上发育多套区域性盖层。上三叠统白碱滩组大套泥岩、下侏罗统八道湾组二段泥岩与下伏的初始湖泛期发育的薄层砂砾岩可形成有利的储-盖组合,但由于浅层断层的断距小,因此油气多在薄层砂砾岩中富集,在厚层砂砾岩中往往不易成藏。在玛中 4 井区,上三叠统白碱滩组二段薄层砂砾岩储层中见良好的油气显示,表明其为油气富集的主要层段。侏罗系发育原生与次生 2 种油气藏,以次生断块、断层-岩性油气藏为主<sup>[32]</sup>。下侏罗统八一段上层发育薄层砂砾岩储层,在艾湖 12 井区见良好油气显示,是油气主要富集层段。

#### 3.2 油气成藏模式

玛湖凹陷具有“规模源岩、满凹含砂、满凹含油、断-毯式复合输导”的油气成藏条件与运移路径,油气具有“立体式”成藏特征。主要依据如下:①二叠系风城组和下乌尔禾组烃源岩规模大,风城组烃源岩处于成熟一过成熟阶段,从玛湖凹陷边缘至中心区域,依次形成常规油藏、致密油藏和页岩油藏<sup>[20]</sup>;此外,在玛中地区一玛东斜坡区,断裂和裂缝发育,玛湖凹陷在下乌尔禾组与上乌尔禾组一百口泉组之间发育大型不整合面,因此油气主要通过深大断裂和不整合面向上或侧向输导运移。玛湖凹陷深大断裂对油气的输导主要呈“断-毯式”复合输导模式,整体上具有高角度走滑断裂垂向输导、源外跨层运聚,不整合面及其上部砂体侧向输配的特征(图 15)。②二叠系下乌尔禾组发育多期扇三角洲砂砾岩沉积,与泥岩层形成良好的储-盖组合;三叠系百口泉组发育 3 期退积型扇三角洲沉积,每一期扇体与上覆湖侵泥岩可形成良好的储-盖组合,具备形成优质储层的良好条件。此外,扇三角洲前缘砂砾岩储层贫泥,在持续湖侵背景下,扇三角洲前缘砂砾岩呈多期搭接连片、满凹分布。③百口泉组发育的退积型扇三角洲平原亚相泥质含量高,经成岩压实作用及胶结作用可形成上倾及侧向致密带,与顶、底板致密砾岩或泥岩形成立体封堵模式。④下乌尔禾组砂砾岩在早成岩阶段碱性环境下的水解作用活跃,可形成大规模溶孔。受水体碱度和沉积相带影响,玛中地区发育扇三角洲前缘亚相沸石-钠长石次生孔隙带,且深层仍可发育相对优质的储层。⑤玛湖凹陷浅层油气的富集程度取决于断裂和百口泉组油气富集带。二叠系油气通过断裂首先运移充注到百口泉组圈闭,然后沿着浅层断裂继续向上运移充注浅层圈闭。



注：C—石炭系；P<sub>1j</sub>—佳木河组；P<sub>1f</sub>—风城组；P<sub>2x</sub>—夏子街组；P<sub>2w</sub>—下乌尔禾组；P<sub>3w</sub>—上乌尔禾组；T<sub>1b</sub>—百口泉组；T<sub>2k</sub>—克拉玛依组；T<sub>3b</sub>—白碱滩组；J—侏罗系；K—白垩系。

图 15 过玛湖 8 井—玛湖 013 井—玛湖 3 井—玛中 4 井—盐探 1 井油气成藏模式

Fig. 15 Hydrocarbon accumulation model crossing Well Mahu8, Well Mahu13, Well Mahu3, Well Mazhong4 and Well Yantan1

以上研究表明，碱湖源岩发育 2 期成烃过程，生成的成熟—高成熟油气沿着高陡断裂和多期不整合面形成的高效源-输配置运移，扇三角洲前缘亚相优质储层与异常地层高压决定了油气的高产条件，由此构建了玛中地区同源、扇控、走滑断裂纵向输导的立体成藏模式(图 15)。

#### 4 玛中地区油气勘探前景及预测领域

玛中地区油气勘探的突破展现出玛湖凹陷“满凹含油”的新局面。勘探实践证明，无论是玛东斜坡区，还是斜坡前缘带，都具备形成优质储层的条件。玛东斜坡区百二段的油气勘探已见重要苗头，玛中地区百一段在部分井中也可见良好的油气显示，结合沉积地质背景及油气成藏模式，笔者认为斜坡上、下的油气勘探潜力巨大。百一段上亚段是百口泉组下一步勘探的重点层系，主要依据如下：①玛中地区钻井揭示，百一段上亚段为平原向前缘的过渡沉积相带，已获得低产油气流(不含水)，说明勘探程度低的百一段上亚段有望成为新的油气储量接替层系。②对玛湖凹陷开展的区域统层分析表明，玛湖凹陷西部斜坡区的百一段上亚段与东部斜坡区最早期沉积的百口泉组零段为同一套超覆沉积地层。笔者基于百一段上亚段尖灭线展布

范围的刻画成果分析认为，该套地层的超覆特征明显，具备形成大型地层圈闭的可能。③基于古地貌及地震相资料对玛东斜坡前缘开展有利相带刻画的结果表明，百一段上亚段的断层-岩性圈闭规模较大，即便在深埋条件下，因高压保孔作用，斜坡区依然发育良好的优质储层。

在玛中—玛东地区，玛中 2 井和盐探 1 井在下乌尔禾组多层段获得油气突破，结合百口泉组油气勘探实践，笔者认为下乌尔禾组在斜坡区上、下也具有巨大的勘探潜力；玛中—玛东地区下乌尔禾组的多期砂体和泥页岩可形成有利储-盖组合，地层具备自生自储的成藏条件，且多期扇三角洲前缘砂体可发育优质储层；此外，玛中地区走滑断裂十分发育，断裂可有效沟通二叠系风城组烃源岩，为下乌尔禾组乃至百口泉组优质储层提供良好的油源供给。因此，精细刻画玛中地区下乌尔禾组砂体的展布范围，寻找扇三角洲前缘有利相带，重点关注玛中 2 井区和盐探 1 井区多层段沉积相带的展布范围，刻画有利圈闭，是下乌尔禾组下一步油气勘探重点。

玛湖凹陷浅层油气主要富集于大套泥岩层之下的薄层砂砾岩储层中，其沉积亚相为辫状河三角洲前缘，沉积微相为水下分流河道、河口坝及分流间湾。因此，

继续寻找辫状河三角洲前缘薄层砂体有利相带是浅层油气勘探的重要方向。三叠系白二段下亚段的岩性主要为砂砾岩,白二段上亚段、白一段和白三段均为泥岩沉积。因此,在玛中4井区,围绕重点油藏精细刻画白二段砂砾岩的沉积相带展布范围及断裂输导体系是下一步的研究重点。侏罗系八道湾组形成于三叠系—侏罗系间的不整合面之上,其底部发育辫状河三角洲平原亚相沉积,岩性为砾岩夹薄层泥岩。八一段上部为辫状河三角洲前缘沉积,其沉积微相为水下分流河道和分流间湾,以砂砾岩沉积为主。因此,基于高频层序格架,结合微古地貌特征,寻找八一段上部有利沉积相带,刻画有利砂体范围是侏罗系油气勘探需要研究的重点。

综合分析表明,玛中地区目的层的圈闭类型以岩性圈闭为主。目前,已在二叠系下乌尔禾组、三叠系百口泉组和白碱滩组、侏罗系八道湾组识别出各类圈闭70余个,圈闭面积为1165 km<sup>2</sup>,预计潜在油气资源量超过5×10<sup>8</sup>t。

## 5 结 论

(1) 玛湖凹陷具备多层系油气立体成藏的有利地质条件:玛湖凹陷发育风城组和下乌尔禾组烃源岩,处于成熟—过成熟阶段,具有良好的生油条件;玛湖凹陷发育走滑断裂体系及不整合面,为深部油气提供了良好的运移通道;油气沿走滑断裂体系及不整合面输导运移,具有立体式复合输导的运移特征。

(2) 玛湖凹陷百口泉组大型退覆式浅水扇三角洲前缘发育优质储层,与上覆泥岩形成良好的储-盖组合。玛中地区百口泉组具有岩性控藏、走滑断裂上倾方向出油、下倾方向油水同出的油气聚集模式。玛中地区的百一段上亚段已展现出重要的油气苗头,地层超覆特征明显,具备形成大型地层圈闭的条件。因此,百一段上亚段是玛中地区下一步油气勘探的重点层系。

(3) 玛湖凹陷二叠系下乌尔禾组发育多期扇三角洲沉积,玛中地区扇三角洲前缘相带发育沸石-钠长石次生孔隙,具备优质储层条件。精细刻画玛中地区下乌尔禾组砂体的展布范围,重点关注玛中2井区和盐探1井区下乌尔禾组多层段沉积相带并刻画有利圈闭,是下乌尔禾组下一步油气勘探方向。

(4) 玛中地区浅层油气十分富集,其油气主要来自百口泉组圈闭的二次运移。三叠系白二段和侏罗系八一段上部的辫状河三角洲前缘相带为优质储层区,是浅层油气下一步的勘探方向。

### 参 考 文 献

[1] 杨智,邹才能. “进源找油”:源岩油气内涵与前景[J]. 石油勘探与开发,2019,46(1):173-184.

YANG Zhi,ZOU Caineng. “Exploring petroleum inside source kitchen”: connotation and prospects of source rock oil and gas[J]. Petroleum Exploration and Development,2019,46(1):173-184.

[2] 杨智,邹才能,陈建军,等. “进(近)源找油”:油气地质理论创新与重点领域勘探思考[J]. 石油学报,2021,42(10):1310-1324.

YANG Zhi,ZOU Caineng,CHEN Jianjun, et al. “Exploring petroleum inside or near the source kitchen”: innovations in petroleum geology theory and reflections on hydrocarbon exploration in key fields[J]. Acta Petrolei Sinica,2021,42(10):1310-1324.

[3] 雷德文,瞿建华,安志渊,等. 玛湖凹陷百口泉组低渗砂砾岩油气成藏条件及富集规律[J]. 新疆石油地质,2015,36(6):642-647.

LEI Dewen,QU Jianhua,AN Zhiyuan, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and enrichment regularity of low-permeability glutenite reservoirs of Baikouquan Formation in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology,2015,36(6):642-647.

[4] 孟祥超,寿建峰,徐洋,等. 砂砾岩体不同岩相渗流性能分析及油气成藏意义——以玛湖凹陷西斜坡区百口泉组油藏为例[C]//第八届中国含油气系统与油气藏学术会议论文摘要汇编. 杭州:中国石油学会石油地质专业委员会,北京石油学会,2015.

MENG Xiangchao,SHOU Jianfeng,XU Yang, et al. Analysis of Seepage Properties of different lithofacies in gravel rock mass and its significance for hydrocarbon accumulation—an example of Baikouquan Formation reservoir in the west slope of the Mahu sag[C]// Summary of the Eighth China Symposium on Petroleum System and Oil and Gas Reservoir. Hangzhou: Petroleum geology Committee of Chinese Petroleum Society, Beijing Petroleum Society,2015.

[5] 王伟. 准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组构造特征及其对成藏和沉积控制作用研究[D]. 成都:西南石油大学,2016.

WANG Wei. Study on tectonic characteristics of the Baikouquan Formation and its control on reservoir formation and sedimentation in the Mahu sag, Junggar Basin[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University,2016.

[6] 阿布力米提·依明,唐勇,曹剑,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下三叠统百口泉组源外“连续型”油藏成藏机理与富集规律[J]. 天然气地球科学,2016,27(2):241-250.

ABLIMIT·Imin,TANG Yong,CAO Jian, et al. Accumulation mechanism and enrichment rules of the continuous hydrocarbon plays in the Lower Triassic Baikouquan Formation of the Mahu sag, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2016,27(2):241-250.

[7] 马永平,黄林军,滕团余,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组高精度层序地层研究[J]. 天然气地球科学,2015,26(增刊1):33-40.

MA Yongping,HUANG Linjun,TENG Tuanyu, et al. Study on the high-resolution sequence stratigraphy of Triassic Baikouquan Formation in the slope zone of Mahu depression in the Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2015,26(S1):33-40.

[8] 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 char-

- acteristics and its distribution of the Triassic Baikouquan reservoirs in Mahu sag of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 628-635.
- [9] 刘巍. 玛北斜坡百口泉组成藏条件及有利储层分布[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.  
LIU Wei. Reservoir-forming conditions and favorable reservoir distribution of the Baikouquan Formation in the northern slope of the Mahu sag[J]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [10] 张有平, 盛世锋, 高祥录. 玛湖凹陷玛 2 井区下乌尔禾组扇三角洲沉积及有利储层分布[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(5): 204-210.  
ZHANG Youping, SHENG Shifeng, GAO Xianglu. Fan delta sedimentation and favorable reservoir distribution of the Lower Urho Formation in Ma 2 well block of Mahu depression[J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(5): 204-210.
- [11] 许多年, 尹路, 瞿建华, 等. 低渗透砂砾岩“甜点”储层预测方法及应用——以准噶尔盆地玛湖凹陷北斜坡区三叠系百口泉组为例[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(增刊 1): 154-161.  
XU Duonian, YIN Lu, QU Jianhua, et al. Prediction method of the low permeability sandy-conglomerate “sweet point” reservoirs and its application: a case study of Mahu depression northern slope area in the Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(S1): 154-161.
- [12] 黄林军, 唐勇, 陈永波, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组地震层序格架控制下的扇三角洲相边界刻画[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(增刊 1): 25-32.  
HUANG Linjun, TANG Yong, CHEN Yongbo, et al. The subfacies boundary description of fan delta under the control of sequence stratigraphy of Triassic Baikouquan Formation in the Mahu slope area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(S1): 25-32.
- [13] 唐勇, 徐洋, 李亚哲, 等. 玛湖凹陷大型浅水退覆式扇三角洲沉积模式及勘探意义[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 16-22.  
TANG Yong, XU Yang, LI Yazhe, et al. Sedimentation model and exploration significance of large-scaled shallow retrogradation fan delta in Mahu sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 16-22.
- [14] 邹志文, 李辉, 徐洋, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下三叠统百口泉组扇三角洲沉积特征[J]. 地质科技情报, 2015, 34(2): 20-26.  
ZOU Zhiwen, LI Hui, XU Yang, et al. Sedimentary characteristics of the Baikouquan Formation, Lower Triassic in the Mahu depression, Junggar Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(2): 20-26.
- [15] 瞿建华, 杨荣荣, 唐勇. 准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系源上砂砾岩扇一断一压三控大面积成藏模式[J]. 地质学报, 2019, 93(4): 915-927.  
QU Jianhua, YANG Rongrong, TANG Yong. Large-area petroleum accumulation model of the Triassic glutenite reservoirs in the Mahu sag, Junggar Basin: triple controls of fan, fault and overpressure[J]. Acta Geologica Sinica, 2019, 93(4): 915-927.
- [16] 陈静, 陈军, 李卉, 等. 准噶尔盆地玛中地区二叠系—三叠系叠合成藏特征及主控因素[J]. 岩性油气藏, 2021, 33(1): 71-80.  
CHEN Jing, CHEN Jun, LI Hui, et al. Characteristics and main controlling factors of Permian-Triassic superimposed reservoirs in central Mahu sag, Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(1): 71-80.
- [17] 杨帆, 卫延召, 杨春, 等. 准噶尔盆地玛湖地区石炭系构造圈闭勘探潜力[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 251-260.  
YANG Fan, WEI Yanzhao, YANG Chun, et al. Evaluation of carboniferous structural traps of Mahu sag in the Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 251-260.
- [18] 常佳琦, 姜振学, 高之业, 等. 玛湖凹陷风城组不同岩相页岩含油性及其可动性特征[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3354-3367.  
CHANG Jiaqi, JIANG Zhenxue, GAO Zhiye, et al. Oil bearing and mobility characteristics of different lithofacies shales in Fengcheng Formation, Mahu sag[J]. Journal of Central South University(Science and Technology), 2022, 53(9): 3354-3367.
- [19] 郑国伟, 高之业, 黄立良, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩储层润湿性及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1206-1220.  
ZHENG Guowei, GAO Zhiye, HUANG Liliang, et al. Wettability of the Permian Fengcheng Formation shale in the Mahu sag, Junggar Basin, and its main control factors[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1206-1220.
- [20] 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 Dongming, TANG Yong, ZHENG Menglin, 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.
- [21] 何登发, 吴松涛, 赵龙, 等. 环玛湖凹陷二叠—三叠系沉积构造背景及其演化[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 35-47.  
HE Dengfa, WU Songtao, ZHAO Long, et al. Tectono-depositional setting and its evolution during Permian to Triassic around Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 35-47.
- [22] 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.
- [23] 于兴河, 瞿建华, 谭程鹏, 等. 玛湖凹陷百口泉组扇三角洲砾岩岩相及成因模式[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 619-627.  
YU Xinghe, QU Jianhua, TAN Chengpeng, et al. Conglomerate lithofacies and origin models of fan deltas of Baikouquan Formation in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 619-627.
- [24] 周路, 朱江坤, 宋永, 等. 玛湖凹陷玛中—玛东地区三叠系百口泉组断裂特征及控藏作用分析[J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 248-261.  
ZHOU Lu, ZHU Jiangkun, SONG Yong, et al. Analysis of fault characteristics and reservoir control in Triassic Baikouquan Formation in central and eastern Mahu depression[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 248-261.