

引用格式: 张福顺, 2026. 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷二叠系—三叠系储层特征及差异成因[J]. 地质力学学报, 32(4): 861–876. DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2026027

Citation: ZHANG F S, 2026. Permian–Triassic reservoir characteristics and controls on their differences in the Pen-1 West Sag, Junggar Basin[J]. Journal of Geomechanics, 32(4): 861–876. DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2026027

准噶尔盆地盆 1 井西凹陷二叠系—三叠系储层特征及差异成因

张福顺

ZHANG Fushun

中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206

Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China

Permian–Triassic reservoir characteristics and controls on their differences in the Pen-1 West Sag, Junggar Basin

Abstract: [Objective] The Pen-1 West Sag is an important area for future hydrocarbon exploration in the hinterland of the Junggar Basin. However, systematic studies on the characteristics and development mechanisms of its deep to ultra-deep Permian–Triassic reservoirs remain limited. [Methods] Core, well-log, analytical, and seismic data were integrated to systematically investigate the petrological characteristics, reservoir properties, pore structures, and diagenetic evolution of the Permian–Triassic reservoirs in the Pen-1 West Sag and to identify the main factors controlling differences in reservoir quality. [Results] The reservoirs are predominantly lithic sandstones, with volcanic lithic fragments accounting for more than 80% on average; intermediate to mafic volcanic rock fragments dominate. Reservoir properties show significant vertical variations. The Karamay and Baikouquan Formations exhibit the best reservoir properties, with porosities mainly ranging from 5% to 13% and permeabilities mostly in the range of 0.1×10^{-3} – 10.0×10^{-3} mD, indicating relatively high-quality reservoirs. In contrast, the Upper and Lower Urho Formations have poorer reservoir properties. Secondary pores dominate the reservoir pore system, with dissolution pores within zeolite cements and intragranular dissolution pores within volcanic lithic fragments being the most abundant secondary pore types. Secondary pores account for more than 70% of the total pore space in the Baikouquan and Upper Urho Formations, whereas they account for 40%–60% in the Karamay Formation, where residual primary intergranular pores remain important. [Conclusions] Reservoir property differences are jointly controlled by multiple factors, including provenance characteristics, lithology and grain size, diagenetic alteration (grain-coating development, zeolite cementation and dissolution, and clay-mineral filling), the composition of volcanic lithic fragments, and temperature and pressure conditions. Based on the diagenetic evolution sequence and variations in the proportions of pore types, two reservoir property evolution models are proposed: a primary-pore-preservation type, represented by the Karamay Formation, and a secondary-pore-dominated type, represented by the Baikouquan and Upper Urho Formations. [Significance] These findings provide an important basis for predicting and evaluating deep clastic reservoirs in the Pen-1 West Sag and in other areas with similar geological conditions.

Keywords: Junggar Basin; Pen-1 West Sag; Permian–Triassic; reservoir characteristics; reservoir property differences; controlling mechanisms; diagenetic evolution

摘 要: 盆 1 井西凹陷是准噶尔盆地腹部重要的油气勘探接替区, 然而针对其深层—超深层二叠系—三叠系储层特征及发育机理的系统研究仍相对薄弱。综合利用岩芯、测井、分析测试及地震资料, 系统研究该凹陷二叠系—三叠系储层的岩石学、物性、孔隙结构及成岩演化特征, 揭示其储层品质差异的主控

基金项目: 中国石油化工股份有限公司合作项目 (P25070)

This research was financially supported by the Sinopec Cooperation Project (Grant No. P25070).

第一作者及通信作者: 张福顺 (1969—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事石油地质、沉积层序及储层演化等方面工作。

Email: zhangfs.syky@sinopec.com

收稿日期: 2026-02-24; 修回日期: 2026-06-10; 录用日期: 2026-06-10; 网络出版日期: 2026-06-10; 责任编辑: 范二平

Received: 2026-02-24; Revised: 2026-06-10; Accepted: 2026-06-10; Available Online: 2026-06-10; Handling Editor: FAN Erping

因素。研究表明,该区储层以岩屑砂岩为主,火山岩岩屑含量平均达80%以上,其中中基性喷出岩岩屑占主导。储层物性纵向上差异显著,克拉玛依组和百口泉组物性最佳,孔隙度主要分布在5%~13%,渗透率多集中于 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于相对优质储层;而上乌尔禾组和下乌尔禾组物性较差。储层孔隙以次生孔隙为主,其中沸石胶结物溶蚀孔和火山岩岩屑粒内溶孔最为发育。统计显示,百口泉组和上乌尔禾组次生孔隙占总孔隙的比例普遍超过70%;而克拉玛依组次生孔隙占比为40%~60%,残余原生粒间孔仍占重要地位。储层物性的差异性主要受源区性质、岩性(粒度)差异、成岩改造(包壳发育、沸石胶结与溶蚀、黏土矿物充填)、火山岩岩屑组分以及温压场条件等多因素联合控制。基于成岩演化序列分析以及储层孔隙类型占比差异,提出了原生孔隙保存型(以克拉玛依组为代表)和次生孔隙主导型(以百口泉组和上乌尔禾组为代表)2类储层物性演化模式。该认识为盆1井西凹陷及类似地质条件下深层碎屑岩储层的预测与评价提供了重要依据。

关键词: 准噶尔盆地; 盆1井西凹陷; 二叠系—三叠系; 储层特征; 物性差异; 控制机理; 成岩演化

中图分类号: P618.13 **文献标识码:** A **文章编号:** 1006-6616(2026)04-0861-16

DOI: 10.12090/j.issn.1006-6616.2026027

0 引言

准噶尔盆地作为中国西部最重要的含油气叠合盆地之一,其油气资源丰富,勘探潜力巨大(厚刚福等, 2019)。近年来,随着盆地边缘及浅层油气藏勘探程度的不断提高,勘探重心逐渐向盆地腹部深层—超深层领域转移。其中,二叠系—三叠系作为盆地重要的生—储—盖组合,已成为当前油气勘探的重要目标层系(乔桐等, 2024; 支东明等, 2024; 张福顺, 2025)。类似地,在塔里木盆地西南部石炭系卡拉沙依组烃源岩研究中,通过有机地球化学分析、热模拟等方法也证实了该套层系具有良好的生—储潜力(张福顺等, 2024),为进一步认识准噶尔盆地腹部深层烃源岩—储层耦合关系提供了借鉴。盆1井西凹陷位于准噶尔盆地腹部中央坳陷带,地处沙湾凹陷、东道海子凹陷与莫索湾凸起三大构造单元的枢纽部位,构造位置关键。该凹陷不仅邻近富烃凹陷,油源条件优越,而且二叠系—三叠系埋深普遍大于4500 m,属于典型的深层—超深层储层。盆1井西凹陷发育多套规模砂体,具备形成大型岩性油气藏的基本地质条件(潘建国等, 2019; 苏东旭等, 2024)。近年来,沙15井、沙1井等多口探井在二叠系上乌尔禾组和三叠系百口泉组获得工业油气流,显示出良好的油气勘探前景,也表明盆1井西凹陷已成为准噶尔盆地腹部下组合油气勘探的重要突破方向(苟宇杰等, 2024; 林会喜等, 2025)。

然而,盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层普遍埋深较大,经历了复杂的压实、胶结与溶蚀等成岩改造过程,储层非均质性强,物性差异显著,优质储

层发育机制与分布规律尚不明确(卞保力等, 2024; 尤新才等, 2025)。相关学者针对盆1井西凹陷的研究已取得一定进展,初步明确了该区油气来源主要以二叠系下乌尔禾组为主(蒋文龙等, 2026),并对二叠系—三叠系油气运聚特征开展了研究(Song et al., 2022; 王江涛等, 2023; 韩杨等, 2023)。已有研究认为,盆1井西凹陷储层类型由高部位向凹陷区依次发育砾岩、白云质砂岩和白云质泥岩等类型(王江涛等, 2023);其中克拉玛依组储集空间以原生孔隙为主,而上乌尔禾组则以次生孔隙较为发育(张扬, 2024)。此外,相关学者对盆1井西凹陷周缘石炭系火山岩储层开展了优质储层成因研究(连丽霞等, 2025; 刘汉青等, 2026),但针对盆1井西凹陷二叠系—三叠系深层碎屑岩储层差异性形成机制及多因素耦合控制作用的系统研究仍相对薄弱。尽管以往研究对盆1井西凹陷石炭系火山岩优质储层开展了成因讨论(连丽霞等, 2025; 刘汉青等, 2026),但对于盆1井西凹陷二叠系—三叠系深层储层发育规律及其差异性控制机理的研究仍相对薄弱。尤其是针对不同层系储层物性差异的形成原因、火山岩岩屑成分对成岩演化的影响,以及沸石胶结与后期溶蚀作用对优质储层形成的控制机制等方面,尚缺乏系统研究(何文军等, 2019; 刘华等, 2023)。因此,开展盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层特征及差异性控制机理研究,对于明确深层优质储层发育规律、建立有效储层预测模型以及指导下一步油气勘探部署具有重要意义。

通过系统收集该区岩芯、测井、薄片、物性及地球化学分析数据,结合区域沉积相、层序地层及构

造演化背景,重点对研究区——盆1井西凹陷(以沙15井等关键钻井为核心)开展以下研究:①厘清研究区二叠系—三叠系储层的岩石学、物性及孔隙结构特征;②分析储层成岩演化过程及孔隙演化规律;③揭示控制储层物性差异的关键地质因素及其耦合关系;④建立深层火山岩屑砂岩储层差异性演化模式,为准噶尔盆地腹部深层—超深层油气勘探提供理论依据。

1 区域地质背景

盆1井西凹陷在区域构造上隶属准噶尔盆地中央坳陷,其北邻陆梁隆起,南接北天山山前冲断带,东西两侧分别与莫索湾凸起和中拐凸起相接(图1;李建忠等,2022)。该凹陷是一个以古生界为基底的中—新生代沉积凹陷,构造演化复杂,主要经历了海西晚期—印支期的构造变革(吴松涛等,2018)。

研究层位主要为二叠系—三叠系。区域地层研究表明,二叠系自下而上包括佳木河组(P_j)、风城组(P_f)、夏子街组(P_x)、下乌尔禾组(P_{2w})和上乌尔禾组(P_{3w}),三叠系包括百口泉组(T_1b)、克拉玛依组(T_2k)和白碱滩组(T_3b)(王江涛等,2023)。盆地原型分析表明,研究区在早二叠世处于伸展裂陷环境,发育断陷湖盆,以近源快速充填为特征;中二叠世转化为弱挤压分隔坳陷,湖盆范围扩大;晚二叠世—三叠纪进入弱挤压整体坳陷阶段,形成“广盆水浅”的古地理格局(图1;江梦雅等,2023;连丽霞等,2025)。

沉积体系研究表明,盆1井西凹陷在二叠纪—三叠纪的沉积环境发生了显著演变(图2):早二叠世断陷期以扇三角洲—湖泊体系为主;中二叠世断—坳转换期发育(扇)辫状河三角洲—湖泊体系;晚二叠世—三叠纪坳陷期则广泛发育浅水辫状河三角洲—湖泊体系,该时期地形平缓(坡度多小于 2°),水体较浅,物源供给充足,为大规模砂体(特别是细—中粒砂岩)的发育与长距离搬运提供了有利条件(厚刚福等,2022;雷海艳等,2022)。此次研究重点层位——上乌尔禾组、百口泉组和克拉玛依组均形成于该坳陷湖盆缓坡背景下的浅水辫状河三角洲环境,砂体类型以分流河道、河口坝及席状砂为主,为储层的形成奠定了物质基础(马聪等,2023)。

2 盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层特征

2.1 储层岩石学特征

2.1.1 砂岩类型与碎屑组成

盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层砂岩类型单一,以岩屑砂岩为主(图3)。岩石薄片统计结果显示,岩石中岩屑含量极高,平均达76%,变化范围为60%~90%;石英和长石等刚性颗粒含量较低,长石平均含量仅为7.4%~9.28%,石英平均含量为9.60%~11.36%,成分成熟度极低(图3)。在岩屑组成中,火山岩岩屑占据绝对主导地位。其中,中基性喷出岩

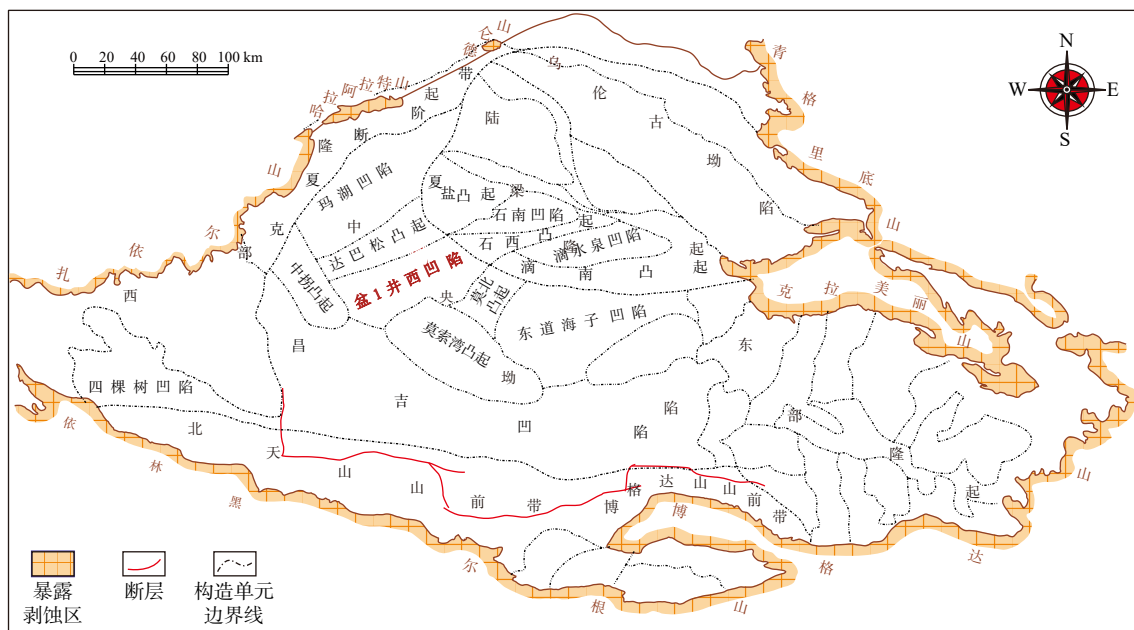


图1 准噶尔盆地构造单元分布图(据王小军等,2021)

Fig. 1 Distribution of tectonic units in the Junggar Basin (Wang et al., 2021)

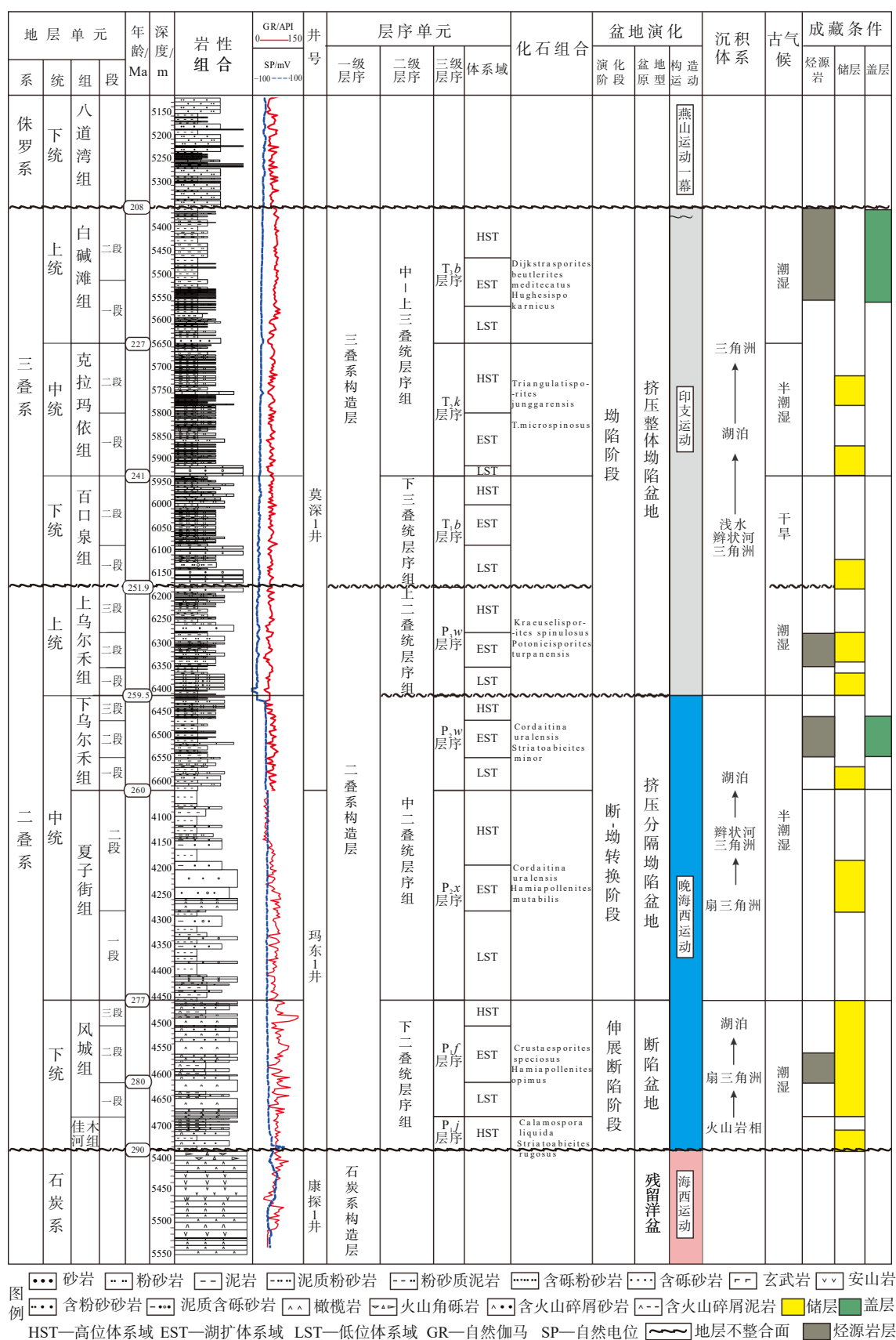


图2 准噶尔盆地二叠纪—三叠纪沉积与地层柱状图 (据王家林等, 2016 修改)

Fig. 2 Sedimentary and stratigraphic column of the Permian-Triassic in the Junggar Basin (modified after Wang et al., 2016)

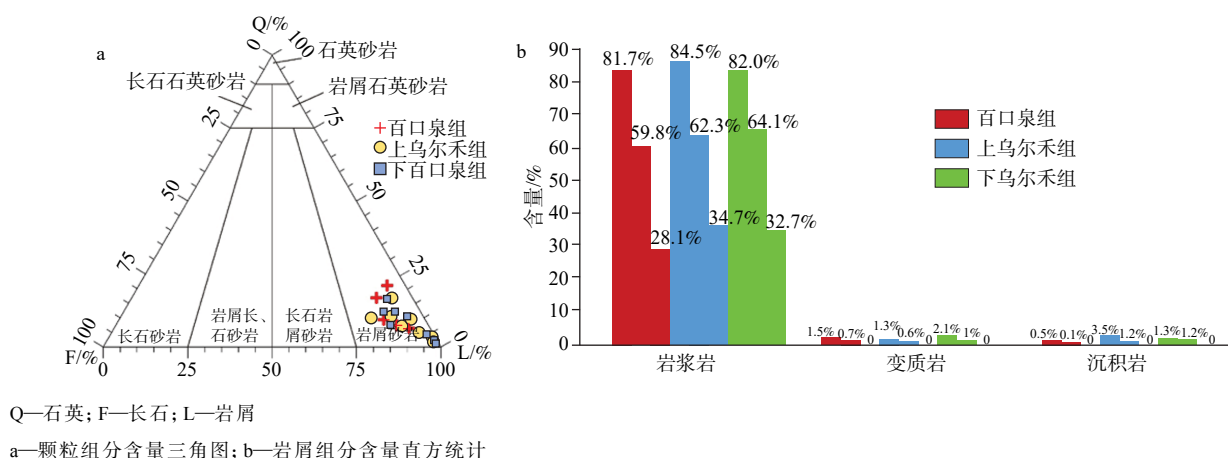


图3 盆1井西凹陷沙15井二叠—三叠系储层砂岩含量统计

Fig. 3 Composition of Permian-Triassic reservoir sandstones in Well Sha-15, Pen-1 West Sag

(a) Ternary diagram of grain components; (b) Histogram showing the proportions of different lithic fragments

Q—quartz; F—feldspar; L—lithic fragments

岩屑(安山岩、玄武岩等)含量最高,平均占岩屑总量的59.62%~61.5%,是主要的岩屑类型。酸性喷出岩岩屑(流纹岩等)含量次之,平均约占21%。沉积岩岩屑和变质岩岩屑含量极少,普遍低于5%(图3)。这一岩石学特征表明,该区物源主要来自富含中基性火山岩的母岩区,与盆地西北缘扎伊尔山等造山带在二叠纪—三叠纪的火山活动密切相关。

2.1.2 填隙物特征

盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层填隙物主要包括杂基和胶结物2大类,其类型与含量在不同层位差异显著。杂基以黏土杂基和凝灰质杂基为主。二叠系储层(如上乌尔禾组、下乌尔禾组)杂基含量普遍高于三叠系储层(如克拉玛依组、百口泉组),这与近源快速堆积、火山物质大量输入的地质背景密切相关(图4a—4c)。胶结物类型以沸石(主要为浊沸石)最为普遍且含量最高,其次为方解石,以及少量自生石英和钠长石(图4d—4f)。依据沙15井等关键探井的岩石薄片统计,克拉玛依组中绿泥石颗粒包壳平均含量约为2.15%,未见浊沸石和方解石胶结;百口泉组浊沸石胶结物平均含量约为19%;上乌尔禾组浊沸石胶结物平均含量约为20%,方解石胶结物平均约为2.17%。上述填隙物组成与分布受控于原始火山物质供给、沉积微相及后期成岩流体演化。

2.1.3 火山岩岩屑的蚀变特征

盆1井西凹陷储层中火山岩岩屑含量极高,平均达76%以上,其中中基性喷出岩岩屑(安山岩、玄武岩等)占主导地位,占岩屑总量的59%~62%。这

些火山岩岩屑在埋藏成岩过程中普遍经历了强烈的蚀变:中基性岩屑中的暗色矿物(辉石、角闪石等)易发生黏土化蚀变,转变为绿泥石、伊利石并充填粒间或交代颗粒边缘(图4c—4f);长石斑晶及火山玻璃在酸性流体作用下发生溶蚀,形成大量粒内溶孔,尤其在百口泉组和上乌尔禾组中最为发育。火山物质蚀变同时为地层流体提供丰富的 Ca^{2+} 、 Na^{+} 、 Si^{4+} 等离子,直接促进了浊沸石、方解石、钠长石等胶结物的沉淀(图4c—4f),构成“蚀变—胶结”耦合的成岩体系。蚀变强度与储层物性密切相关:适度的蚀变(如绿泥石包壳发育)可抑制压实,中基性岩屑的溶蚀可显著增孔,而酸性火山岩岩屑(如流纹质)蚀变后更易形成致密黏土矿物充填,导致储层物性变差。

2.2 储层物性特征

盆1井西凹陷二叠系—三叠系整体孔隙度与渗透率相关性较好(徐冠华, 2015a)。盆1井西凹陷火山岩岩屑砂岩储层孔隙度为2%~13%,渗透率主要分布在 $1 \times 10^{-5} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。盆1井西凹陷克拉玛依组与百口泉组物性条件最好,其次为白碱滩组、上乌尔禾组、下乌尔禾组。纵向上储层物性表现出明显的层系差异,其中浊沸石胶结强烈储层整体致密,部分发育沸石沿解理溶蚀与岩屑颗粒溶蚀。克拉玛依组和百口泉组是研究区物性最好的层段,其孔隙度常出现大于8%的相对高值,渗透率也相应较高。这2组是当前获得油气发现的主要层位,属于相对优质储层。其中百口泉组孔隙中颗粒包壳最为发育,有效地抵抗了压实作用,原生孔隙得以

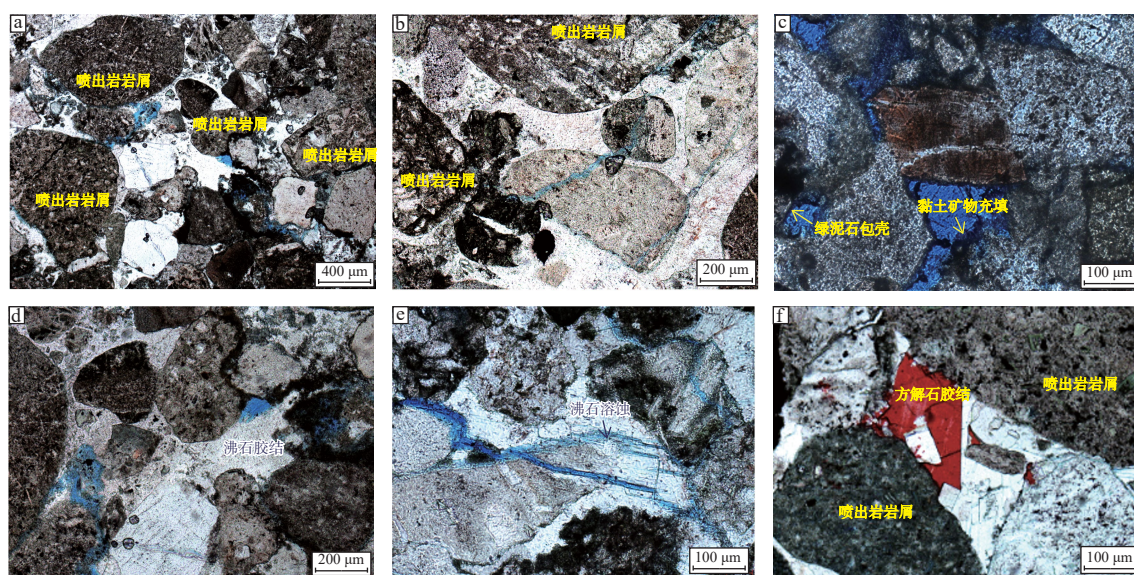


图4 盆1井西凹陷沙15井二叠系—三叠系火山岩岩屑砂岩储层微观特征
Fig. 4 Microscopic characteristics of the Permian-Triassic volcanic lithic sandstone reservoirs in Well Sha-15, Pen-1 West Sag

(a) Overview photomicrograph of an extrusive volcanic rock fragment; (b) Enlarged view of the interior of the volcanic rock fragment; (c) Chlorite coatings and clay-mineral infilling; (d) Zeolite cement between grains; (e) Microfractures developed within the zeolite cement; (f) Photomicrograph of calcite cement

保存。乌尔禾组整体物性相对较差,孔隙度普遍低于6%,渗透率多低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层品质较差。白碱滩组物性介于两者之间。盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层渗透率与孔隙度随深度的变化具有一致性,克拉玛依组与百口泉组渗透率较高,而白碱滩组与上乌尔禾组、下乌尔禾组渗透率较低(图5a、5b)。

2.3 储层孔隙空间特征

盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层的储集空间类型复杂,以次生孔隙为主、原生孔隙次之(潘双莘等, 2023)。岩石薄片鉴定、扫描电镜及孔隙图像分析结果显示,次生溶蚀孔隙是该区最主要的储集空间类型,可进一步分为沸石胶结物溶蚀孔、火山

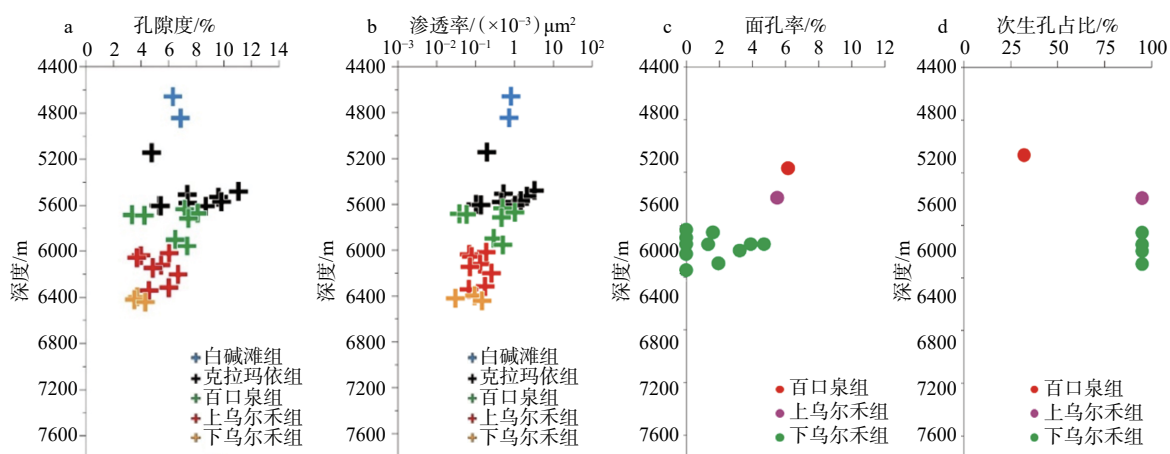


图5 盆1井西凹陷沙15井二叠系—三叠系火山岩岩屑砂岩储层物性及孔隙特征随深度的纵向变化
Fig. 5 Vertical variations in reservoir properties and pore characteristics with depth in the Permian-Triassic volcanic lithic sandstone reservoirs of Well Sha-15, Pen-1 West Sag

(a) Porosity; (b) Permeability; (c) Areal porosity; (d) Proportion of secondary pores

岩屑粒内溶孔和长石颗粒溶蚀孔。其中沸石胶结物溶蚀孔尤其发育于百口泉组 and 上乌尔禾组, 早期形成的沸石胶结物在后期酸性流体作用下发生溶蚀, 形成形态不规则、边缘港湾状的粒间溶孔, 孔径较大、连通性较好, 对储层渗透率贡献显著。火山岩岩屑粒内溶孔则是中基性火山岩岩屑中的长石斑晶、暗色矿物及玻璃质等被溶蚀形成的蜂窝状或筛孔状粒内溶孔, 这类孔隙孔径较小但数量多, 可有效增加储层孔隙度。长石颗粒溶蚀孔少量发育, 通常沿解理缝或边缘发生溶蚀。残余原生粒间孔主要保留在克拉玛依组粒度较粗、绿泥石包壳发育的砂岩中, 孔隙形态较规则, 呈三角形或多边形, 是储层中渗透性最好的孔隙类型。微孔隙主要存在于蚀变黏土矿物(如伊利石、绿泥石)集合体内部或颗粒表面, 孔径极小, 虽可贡献一定孔隙度, 但对渗透率贡献甚微。孔隙结构纵向演化规律明显(图 5c、5d): 克拉玛依组以原生孔隙主导或混合孔隙类型为特征; 百口泉组和上乌尔禾组则转变为典型的次生孔隙主导型, 其中沸石溶蚀孔和岩屑溶蚀孔占比高; 下乌尔禾组由于岩性细、泥质含量高, 孔隙不发育。

3 盆1井西凹陷储层差异性的控制因素

3.1 源区性质差异

准噶尔盆地腹部二叠—三叠系主要物源有3处, 分别为克拉玛依物源、乌尔禾物源、克拉美丽

物源(金之钧, 2011)。其西北部来源主要为中基性喷出岩, 东北部来源主要为酸性喷出岩, 南部源区为中酸性喷出岩, 东南部来源为中基性喷出岩(杜世涛等, 2018; 钱海涛等, 2021)。区内火山岩岩屑整体以中基性为主, 表明其物源主要来自西北部富含中基性火山岩的造山带(图 6; 李梅等, 2012)。这种特定的源区性质导致了双重效应。一方面, 大量的火山岩岩屑(尤其是中基性岩屑)塑性较强, 在埋藏过程中易于变形, 抗压实能力弱, 不利于原生孔隙的长期保存; 另一方面, 这些化学性质不稳定的火山物质, 恰恰是后期埋藏成岩过程中溶蚀流体的重点区域和自生矿物沉淀的适宜空间, 为次生孔隙的形成和特定成岩序列(如沸石化)的发生奠定了物质基础。源区性质的差异(如中基性与酸性火山岩的比例、岩屑的矿物成熟度等)直接影响了砂岩的初始成分和结构, 进而预设了其在整个成岩生命周期中的差异性演化路径。

3.2 沉积相与岩相差异

沉积相带通过控制砂岩的粒度、分选性、杂基含量和沉积构造等原始沉积组构, 为储层设定了天然的物质基础与结构框架, 是影响储层质量的第一个门槛(杨智等, 2008)。研究证实, 该区的优质储层(克拉玛依组、百口泉组主力产层)几乎无一例外地发育于浅水辫状河三角洲分流河道、河口坝等高能水动力微相中(图 7)。这些环境沉积的砂岩具有粒度较粗(以中—粗砂岩、含砾砂岩为主)、杂基含

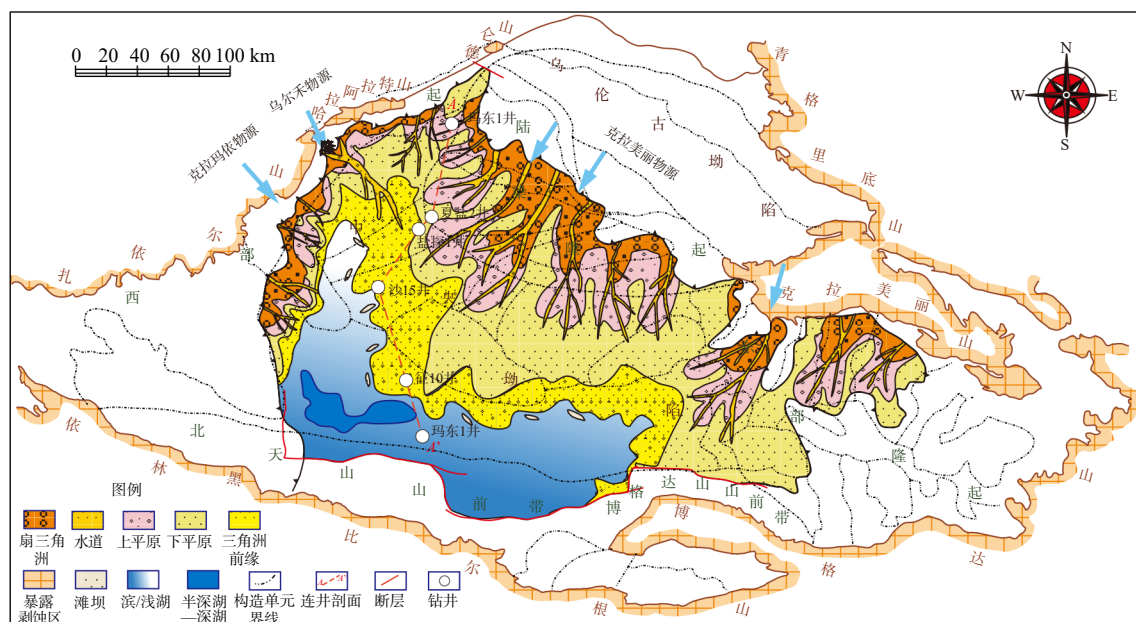
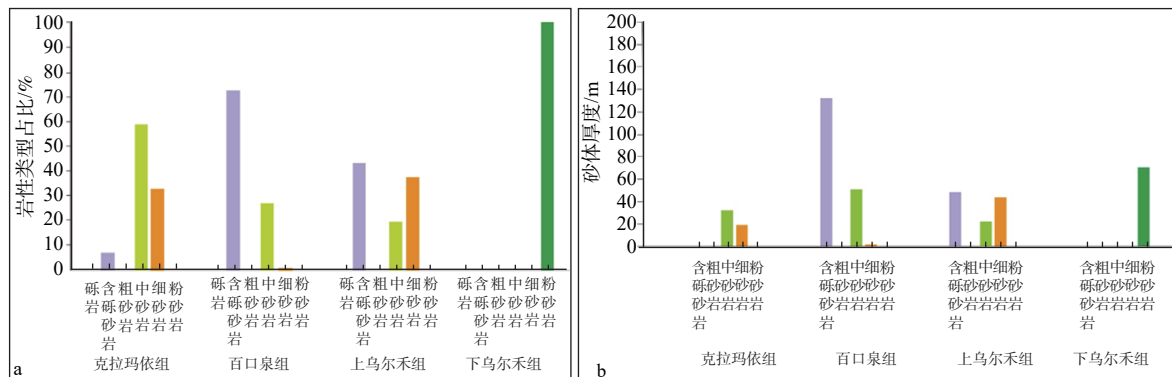


图6 准噶尔盆地二叠—三叠系物源分布及平面沉积相展布特征

Fig. 6 Provenance distribution and spatial distribution of Permian-Triassic sedimentary facies in the Junggar Basin

量低、分选性中等—较好的特点(图8)。这样的原始组构意味着: 原始孔隙度和渗透率高, 为后期孔隙演化提供了更高的起点和更大的可改造空间; 粒

间空间相对洁净, 有利于后期成岩流体的自由流动和广泛渗滤, 促进溶蚀作用的发生; 粗颗粒骨架提供了更强的抗压实支撑。



a—碎屑颗粒粒度分布; b—砂体厚度直方图

图8 碎屑颗粒粒度分布及砂体厚度直方图

Fig. 8 Grain-size distribution of detrital particles and sand-body thickness

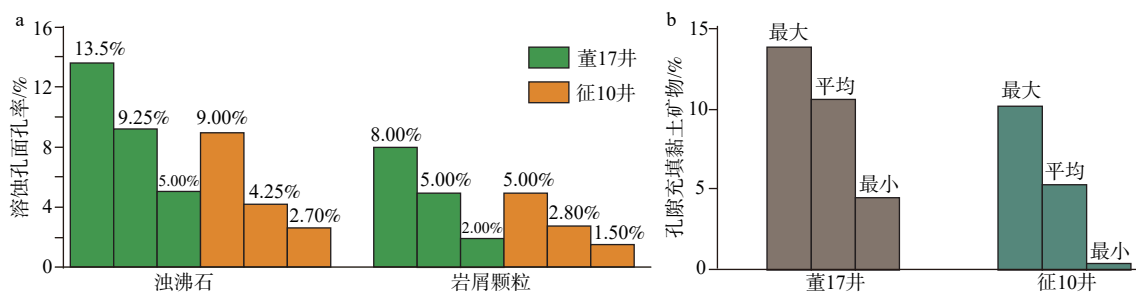
(a) Grain-size distribution of detrital particles; (b) Histogram of sand-body thickness

相反, 三角洲前缘远端的席状砂、间湾或前三角洲等低能环境沉积的细砂岩、粉砂岩, 原始孔隙细小, 泥质等杂基含量高。这类砂岩在埋藏早期极易被快速压实, 孔隙急剧减少, 且细小的孔隙喉道极易被胶结物完全封堵, 后期流体难以进入, 溶蚀作用无从发生, 最终多形成致密隔层。

3.3 成岩作用对储层的影响

成岩改造是储层原生组构被后天改造、最终定型的关键性过程, 是导致储层物性分异的核心机制。盆1西凹陷储层经历了复杂的成岩演化序列, 主要包括压实、胶结和溶蚀三大作用(周文泉等, 2005)。压实作用是造成孔隙度损失的最主要因

素, 细粒、富含塑性岩屑的砂岩抗压实能力弱, 孔隙度衰减快(如下乌尔禾组), 而绿泥石环边包壳的发育(如克拉玛依组)能有效抑制压实, 保护原生孔隙。胶结作用以沸石(浊沸石)胶结和方解石胶结最为显著(图9), 百口泉组和上乌尔禾组早期(同期)普遍发育大量浊沸石胶结, 虽然一度严重堵塞孔隙, 但也为后期溶蚀增孔奠定了基础。胶结作用的强度与分布受火山物质含量和地层流体化学性质控制。溶蚀作用是研究区次生孔隙形成的主要机制, 有机质成熟产生的有机酸和碳酸是主要的溶蚀介质, 溶蚀对象主要为浊沸石胶结物和不稳定的火山岩岩屑, 且溶蚀作用的强度受控于流体活动



a—浊沸石与岩屑颗粒溶蚀面孔率; b—孔隙充填黏土占比

图9 沙湾凹陷征10井与阜康凹陷董17井二叠—三叠系浊沸石和岩屑颗粒溶蚀孔面孔率与孔隙充填黏土矿物直方统计

Fig. 9 Histograms of areal porosity associated with the dissolution of zeolite and lithic particles and the proportion of clay-mineral filling in pores in the Permian-Triassic strata of Well Zheng-10 in the Shawan Sag and Well Dong-17 in the Fukang Sag

(a) Areal porosity associated with the dissolution of zeolite and lithic particles; (b) Proportion of clay-mineral filling in pores

性、溶蚀介质丰度以及可溶物质(如沸石、中基性岩屑)的含量(图 9a)。黏土矿物的转化与充填对渗透率影响极大,根据研究区周边沙湾凹陷统计显示,黏土矿物充填孔隙平均在 5%~10%(图 9b),这意味着火山物质蚀变产生的自生黏土矿物(如绿泥石、伊利石)既可形成有益的颗粒包壳,也可作为孔隙衬里或桥塞堵塞喉道。

3.4 火山岩岩屑组分差异

火山岩岩屑的岩性组成直接影响其成岩行为和孔隙演化路径(孙靖等, 2019)。以中基性火山岩

岩屑为主的砂岩为例(如沙 15 井), 早期中基性凝灰质蚀变为黏土矿物, 并充填于孔隙中; 中期不稳定组分(暗色矿物、玻璃质)和长石被溶蚀, 同时释放 Ca^{2+} 、 Si^{4+} 等离子, 促进浊沸石、石英等胶结物沉淀; 中—晚期酸性流体注入, 浊沸石胶结物和残余岩屑发生大规模溶蚀, 形成次生孔隙。这种模式易于形成“胶结—溶蚀”增孔型优质储层(图 10)。而以酸性火山岩岩屑为主的砂岩, 溶蚀潜力相对较低, 且凝灰质蚀变产生的黏土矿物更多, 更易导致储层致密化。

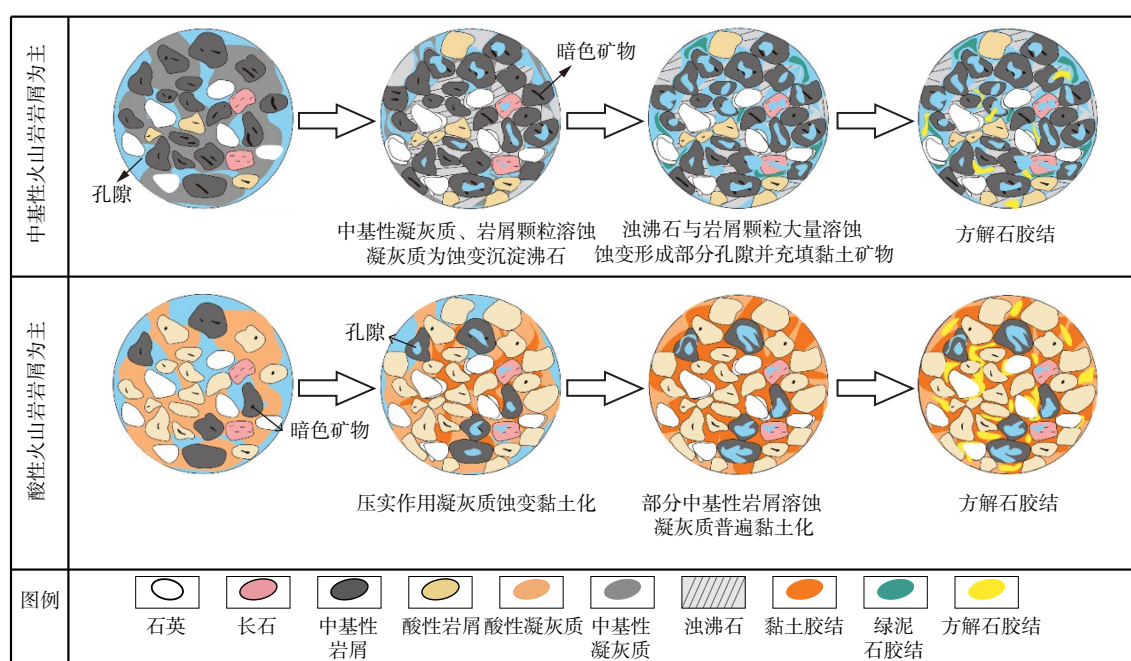


图 10 准噶尔盆地腹部不同火山岩岩屑颗粒蚀变成岩改造模式

Fig. 10 Diagenetic alteration patterns of different volcanic rock fragments in the central Junggar Basin

3.5 温压场差异

盆地的地温梯度和压力场特征深刻影响着成岩演化的速率和路径(徐冠华等, 2015b)。古地温测试数据显示(图 11)东道海子凹陷地温梯度较高(约 $24^{\circ}\text{C}/\text{km}$), 而盆 1 井西凹陷和沙湾凹陷相对较低($<20^{\circ}\text{C}/\text{km}$)。较低的地温梯度减缓了成岩反应速率, 使储层能在更深埋藏条件下保留更多的原生孔隙或处于更有利的成岩阶段。

准噶尔盆地腹部深层普遍发育异常高压。异常高压的形成与烃类生成、黏土矿物脱水等因素有关(费李莹等, 2020)。高压环境可以有效支撑岩石颗粒格架, 抑制机械压实作用的进行, 是深层孔隙得以保存的重要力学机制。同时, 超压驱动的流体活动也有利于溶蚀作用的进行。研究区征 10 井超

压幅度最大, 沙 15 井次之, 成 6 井相对较小(图 12)。对比发现, 超压幅度与储层物性优劣存在一定的正相关关系, 高压区往往是优质储层发育的有利区带。

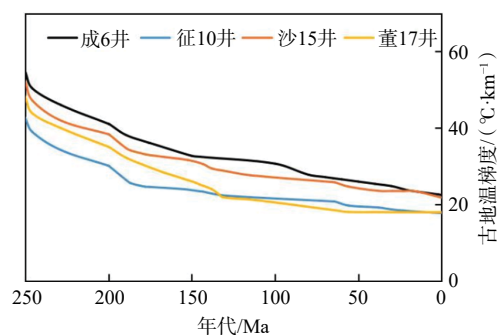
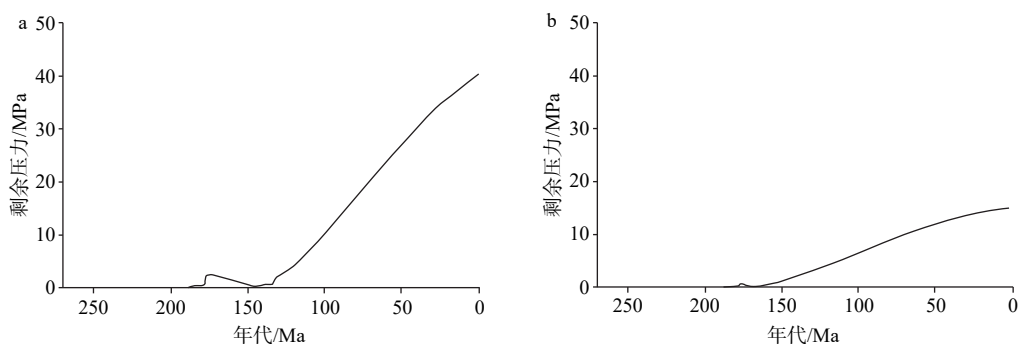


图 11 准噶尔盆地腹部古地温梯度变化

Fig. 11 Variation in paleogeothermal gradients in the central Junggar Basin



a—沙湾凹陷征10井; b—盆1井西凹陷沙15井

图12 准噶尔盆地腹部上乌尔禾组不同凹陷剩余压力变化

Fig. 12 Variation in residual pressure in the Upper Urho Formation (P3w) across different sags in the central Junggar Basin

(a) Well Zheng-10 in the Shawan Sag; (b) Well Sha-15 in the Pen-1 West Sag

3.6 储层差异性控制耦合机理讨论

盆1井西凹陷不同层系储层之所以表现出明显的物性差异,本质上是物源性质、沉积相带、成岩演化及温压场条件在不同成岩阶段逐级耦合并共同控制孔隙演化的结果。该区储层整体以火山岩岩屑为主,其中中基性喷出岩岩屑占岩屑总量的59%~62%(图3),决定了储层中富含大量易蚀变的不稳定组分。早成岩阶段,火山玻璃、暗色矿物及斜长石等发生蚀变,持续向孔隙流体中释放 Ca^{2+} 、 Na^{+} 、 Al^{3+} 及 SiO_2 等,使地层流体整体表现出富Ca、富Na及富硅特征。在弱碱性成岩环境下,该类流体有利于浊沸石沉淀,因此百口泉组与上乌尔禾组普遍发育较强浊沸石胶结(图4c—4f),平均含量为19%~20%,明显高于克拉玛依组。这表明中基性火山物源不仅控制了储层初始矿物组成,还通过影响地层流体化学条件,进一步预设了该区“早期浊沸石胶结”的成岩演化基础。

然而,浊沸石胶结是否最终能够转化为有效储层,则受沉积相带与后期流体活动共同控制。浅水辫状河三角洲分流河道与河口坝等高能微相形成的中—粗粒砂岩,整体孔喉连通性较好(图7,图8),有利于后期有机酸流体沿优势通道进入储层。进入中成岩阶段后,随着烃源岩大量生排烃,酸性流体进入储层,浊沸石在酸性环境下稳定性下降并优先发生选择性溶蚀,形成大量粒间溶孔与岩屑粒内溶孔(图5d,图9a)。因此,早期形成的大量浊沸石虽然阶段性降低了储层孔隙度,但同时也成为后期最重要的可溶矿物基础,最终形成早期浊沸石胶结到晚期溶蚀增孔的特定成岩路径。其中,百口泉组后期溶蚀作用较强,次生孔隙发育,因此形成以次

生孔隙为主的优质储层;而上乌尔禾组虽然同样发育较强浊沸石胶结,但由于后期流体活动相对较弱,且部分层段方解石充填较明显,因此整体储层物性较差。相比之下,克拉玛依组由于浊沸石胶结较弱,同时绿泥石颗粒包壳较发育(图4a、4b),有效抑制了机械压实作用与石英次生加大作用,因此原生粒间孔得以较好保存,形成以原生孔隙保存为特征的储层类型。

此外,该区整体较低的地温梯度(图11)及异常高压环境(图12)进一步减缓了深层致密化过程,并增强了深层流体活动能力,使上述早期浊沸石胶结—晚期溶蚀增孔的成岩体系能够在深层条件下保存。由此可见,盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层差异性并非单一因素作用结果,而是“中基性火山物源控制地层流体化学与浊沸石形成潜力—沉积相带控制后期流体输导能力—后期酸性流体控制溶蚀增孔强度—温压场控制深层孔隙保存”这一动态耦合过程共同作用的结果,不同因素在不同成岩阶段逐级传递并相互制约,最终导致不同层系之间形成明显的储层物性分异。

4 储层物性演化模式

基于盆1井西凹陷及周缘关键井的岩石学、孔隙结构、储层物性和成岩演化资料建立了2类储层物性演化模式。该模式主要适用于具有相似地质背景的深层—超深层火山岩屑砂岩储层。其基本适用条件包括:物源体系以中基性火山岩岩屑为主,储层中发育一定规模的浊沸石胶结及后期溶蚀改造;沉积环境以浅水辫状河三角洲分流河道、河口坝等高能砂体为主,具备较好的原始孔喉结构和

流体输导条件;埋藏演化过程中处于相对较低的地温梯度和异常高压背景,有利于延缓压实与胶结致密化的发生并保存有效孔隙。

需要指出的是,该模式并非适用于所有深层碎屑岩储层。若储层物源中酸性火山岩岩屑或沉积岩岩屑比例明显升高,中基性不稳定组分供给不足,则浊沸石胶结-溶蚀路径可能减弱或不发育;若储层主要形成于低能细粒沉积环境,原始孔喉连通性较差,则即使存在后期酸性流体,也难以形成有效溶蚀增孔;若区域地温梯度较高、压力保存条件较差,则储层可能更早进入强压实和强胶结致密化阶段,原生孔隙和次生孔隙均难以有效保存。因此,在将该模式应用于其他凹陷或其他层系时,应结合物源类型、沉积相带、成岩矿物组合、温压场条件及流体活动强度进行校正,不宜直接外推。

基于上述控制因素分析和沙15井等数据的孔隙度演化反演,结合成岩序列与孔隙度演化史恢复,建立了盆1井西凹陷二叠系—三叠系2类主要的储层物性演化模式以及定量判别框架:当绿泥石包壳含量 $>1.5\%$ 且浊沸石含量 $<5\%$ 时,为原生孔隙保存型(克拉玛依组模式);当浊沸石含量 $>15\%$ 且溶蚀增孔量 $>5\%$ 时,为次生孔隙主导型优质储层(百口泉组模式);当浊沸石含量 $>20\%$ 但溶蚀增孔量 $<3\%$ 时,储层趋于致密(上乌尔禾组模式)。温压场的核心作用在于移动上述分类的阈值边界——较低的地温梯度可将次生孔隙主导型优质储层的浊沸石含量上限从 $\sim 18\%$ 放宽至 $\sim 22\%$,为深层储层预测提供了可量化的判别依据。但值得注意的是这2种模式主要是基于盆地内钻井信息所构建,考虑到外部剖面以及盆内其他凹陷存在差异性等因素,这2种模式定量区间的划分可根据具体情况酌情调整,以满足相似地质背景下的差异性特征。

4.1 原生孔隙保存型模式(代表层段:克拉玛依组)

砂岩粒度较粗,沉积于高能水道环境,原始孔隙度好。早期绿泥石包壳发育,有效抑制了机械压实和石英次生加大。成岩过程中胶结作用较弱,溶蚀作用有限。储层孔隙以残余原生粒间孔为主,孔隙演化路径相对简单,物性保持较好。其演化主线为:高初始孔隙度 $\rightarrow$ 早期包壳保护(抗压实) $\rightarrow$ 弱胶结 $\rightarrow$ 现今以原生孔为主的相对优质储层(图13a)。

4.2 次生孔隙主导型模式(代表层段:百口泉组、上乌尔禾组)

强胶结-强溶蚀亚型(以百口泉组为例),砂岩

中富含火山物质。早期经历较强压实后,发生广泛的浊沸石和方解石胶结,孔隙度急剧下降。中—晚期伴随烃源岩生排烃,有机酸流体注入,导致浊沸石胶结物和火山岩岩屑发生强烈溶蚀,形成大量次生溶孔,物性得到显著改善。其演化主线为:中等初始孔隙度 $\rightarrow$ 强烈压实 $\rightarrow$ 强烈胶结(沸石、方解石) $\rightarrow$ 强烈溶蚀(沸石、岩屑) $\rightarrow$ 现今以次生孔为主的相对优质储层(图13b)。

强胶结-弱溶蚀亚型(以上乌尔禾组为例),与百口泉组类似,早期经历强压实和强胶结(尤其浊沸石胶结),但后期溶蚀作用较弱或不充分,未能有效改善孔隙空间。储层整体致密,物性较差。其演化主线为:较低初始孔隙度 $\rightarrow$ 强烈压实 $\rightarrow$ 强烈胶结(沸石为主) $\rightarrow$ 弱溶蚀到现今致密储层(图13c)。

5 勘探启示

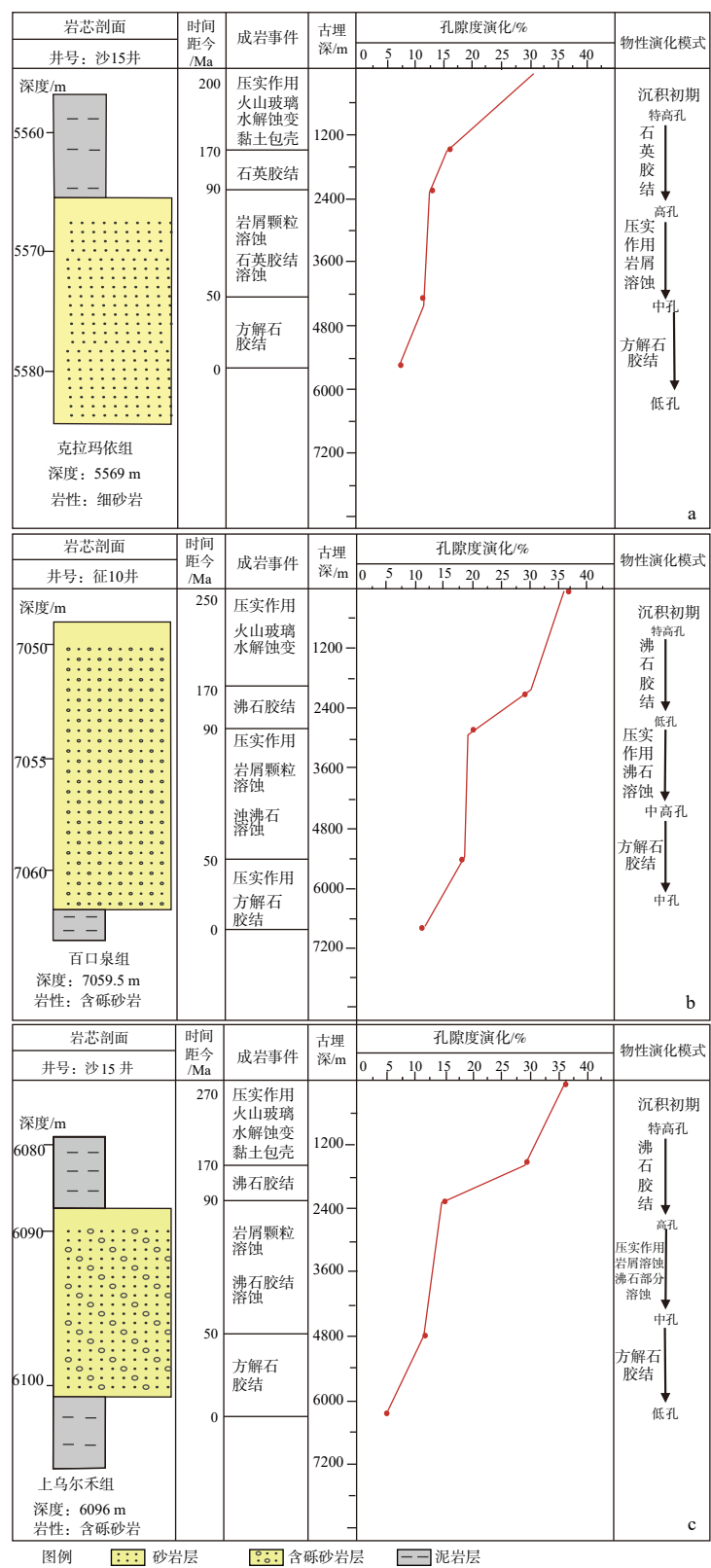
研究认为,盆1井西凹陷下一步优质储层的勘探应聚焦于克拉玛依组和百口泉组,主要目标是寻找浅水辫状河三角洲里的分流河道、河口坝这些位置的粗粒砂岩聚集区,用地震沉积学和层序地层学技术进一步描述区域的分布。

在优质砂体带里,建议进一步找出2类有利区域:一类是有绿泥石包壳的区域(这类区域能保留原生孔隙,对应优质储层),另一类是沸石被强烈溶蚀的区域(这类区域次生孔隙多,也是优质储层的核心);结合地球化学录井、特殊测井手段(如核磁共振)和地震反演分析,提前预测有利区域。同时要重视地层的温度、压力区和流体活跃区。高压区域是寻找深层有效储层的重要方向。而且靠近油源岩或油气运移通道的地方,酸性溶蚀流体更活跃,更容易形成孔隙丰富的优质储层区域。高压区域、优质砂体带加上靠近油源的区域,是优先选择的钻井区域。

6 结论

(1)盆1井西凹陷二叠系—三叠系储层为典型的火山岩屑砂岩,岩屑含量平均 76% 以上,其中中基性喷出岩屑占绝对主导($>59\%$),成分成熟度极低。浊沸石胶结是研究区最重要的成岩现象之一,绿泥石包壳是保护孔隙的有利因素。

(2)储层物性纵向分异明显,克拉玛依组和百



a—沙15井克拉玛依组；b—征10井百口泉组；c—沙15井上乌尔禾组

图 13 准噶尔盆地二叠系—三叠系盆1井西凹陷物性演化模式

Fig. 13 Reservoir property evolution patterns of the Permian–Triassic reservoirs in the Junggar Basin

(a) Karamay Formation in Well Sha-15, Pen-1 West Sag; (b) Baikouquan Formation in Well Zheng-10, Shawan Sag; (c) Upper Urho Formation in Well Sha-15, Pen-1 West Sag

口泉组物性较好,为相对优质储层;上、下乌尔禾组物性较差。储层质量受物源性质、沉积岩相、火山岩屑组分、成岩作用及温压场共同控制,其中中基性火山岩物源、高能相带粗粒沉积、绿泥石包壳、浊沸石胶结-溶蚀以及低地温梯度和异常高压环境共同促进优质储层形成与保存。

(3)文章建立了原生孔隙保存型和次生孔隙主导型2类储层物性演化模式。前者主要发育于绿泥石包壳较发育、压实受抑制的中—粗粒砂岩中;后者主要发育于富含中基性火山岩岩屑、浊沸石胶结及后期溶蚀作用较强的储层中。该模式适用于与盆1井西凹陷相似的深层—超深层火山岩屑砂岩储层。

作者贡献声明: 张福顺负责论文构思、数据分析、图鉴绘制、论文写作与修改等所有内容。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: ZHANG Fushun is responsible for all content in this study, including conceiving the study, data analysis, figure generation, manuscript writing and revising, etc. The sole author has read and approved the submission and publication of the manuscript.

利益冲突说明: 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

Conflict of Interests: The sole author declares no conflict of interests.

References

- BIAN B L, LIU H L, JIANG W L, et al., 2024. Discovery and exploration enlightenment of Carboniferous volcanic condensate gas reservoirs in western well Pen-1 Sag, Junggar Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 36(3): 96-105. (in Chinese with English abstract)
- DU S T, TIAN J J, LI Z T, et al., 2018. Permian shale gas reservoir characterization and favorable area identification in Junggar Basin[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 25(2): 49-55, 69. (in Chinese with English abstract)
- FEI L Y, WANG S L, WU T, et al., 2020. Control of slope break zone on sandy debris flow deposition: a case study of Jurassic Sangonghe Formation in west sag of Well Pen-1 and its periphery in Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 27(2): 26-34. (in Chinese with English abstract)
- GOU Y J, ZHANG F Q, JIANG Q C, et al., 2024. Formation mechanism and evolution characteristics of deep Permian overpressure in western Well Pen-1 Sag and its periphery, Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 31(3): 16-30. (in Chinese with English abstract)
- HAN Y, YANG H B, GUO W J, et al., 2023. Hydrocarbon generation evolution history and hydrocarbon accumulation model of Permian source rocks in western well Pen-1 Sag, Junggar Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 47(1): 30-43. (in Chinese with English abstract)
- HE W J, FEI L Y, YIMING A, et al., 2019. Accumulation conditions of deep hydrocarbon and exploration potential analysis in Junggar Basin, NW China[J]. *Earth Science Frontiers*, 26(1): 189-201. (in Chinese with English abstract)
- HOU G F, XU Y, SUN J, et al., 2019. Sedimentary model from delta front to deep water area and its significance: a case study of the first sand group of Member 2 of Sangonghe Formation in the Well Pen-1 West Sag, Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 40(10): 1223-1232. (in Chinese with English abstract)
- OU G F, LI X, SONG B, et al., 2022. Sedimentary model and significance for oil and gas exploration of the LST sand body of Badaowan Formation in Western Well Pen-1 Sag, Junggar Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 27(3): 300-313. (in Chinese with English abstract)
- JIANG M Y, WANG J T, LIU L S, et al., 2023. Characteristics and main controlling factors of natural gas of Carboniferous-Permian in western Well Pen-1 Sag, Junggar Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 35(3): 138-151. (in Chinese with English abstract)
- JIANG W L, GUO W J, CUI Z Y, et al., 2026. Genesis and accumulation characteristics of deep-ultra-deep natural gas in Penyijingxi sag, Junggar Basin[J/OL]. *Geological Review*, 1-13[2026-04-04]. <https://doi.org/10.16509/j.georeview.2026.01.021>. (in Chinese with English abstract)
- JIN Z J, 2011. Methods in studying petroleum accumulation systems in a superimposed basin: a case study of petroleum reservoirs in the central Junggar Basin[J]. *Geological Journal of China Universities*, 17(2): 161-169. (in Chinese with English abstract)
- LEI H Y, WANG J, CHEN R B, et al., 2022. Favorable geological factors for hydrocarbon accumulation in the second member of Sangonghe Formation of lower jurassic in the east slope of western well Pen-1 Sag in Junggar basin[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 52(4): 1052-1064. (in Chinese with English abstract)
- LI J Z, WANG X J, YANG F, et al., 2022. Hydrocarbon accumulation pattern and exploration prospect of the structural traps in lower play of the western Central Depression in the Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 43(5): 1059-1072. (in Chinese with English abstract)
- LI M, JIN A M, LOU Z H, et al., 2012. Formation fluid characteristics and hydrocarbon migration and accumulation in Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 33(4): 607-615. (in Chinese with English abstract)
- LIAN L X, LIU H Q, WANG J, et al., 2025. Characteristics and main controlling factors of weathering crust volcanic reservoir: a case study of Carboniferous around west depression of Well Pen 1 in Junggar Basin as an example[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 32(4): 605-613. (in Chinese with English abstract)
- LIN H X, ZHANG K H, YANG X, et al., 2025. Key exploration fields and breakthrough directions of lower assemblages in central Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 32(5): 1-18. (in Chinese with English abstract)
- LIU H, MENG X Y, REN X C, et al., 2023. Origin and source of Jurassic crude oil in Well Pen-1 western Depression, Junggar Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 47(1): 25-37. (in Chinese with English abstract)

- LIU H Q, LIN C Y, DONG C M, et al., 2026. Characteristics and genesis of the high-quality Carboniferous volcanic reservoirs in the periphery of the Western Well Pen-1 Sag, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 47(1): 143-161. (in Chinese with English abstract)
- MA C, ZHOU J J, HU L, et al., 2023. Reservoir characteristics and formation mechanism of sangonghe formation in the sag West of well Pen-1[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 45(5): 1-13. (in Chinese with English abstract)
- PAN J G, HUANG L J, WANG G D, et al., 2019. The connotation and characteristics of reservoir far away from hydrocarbon source: Case study of Well Pen-1 west hydrocarbon-enriched sag, Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 30(3): 312-321. (in Chinese with English abstract)
- AN S P, HU G M, TANG Y J, et al., 2023. Influences of restricted flow by fault assemblage on fan delta morphology: evidence from a depositional physical simulation experiment of the Baikouquan Formation in the Well Pen-1 West Sag, Junggar Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 41(3): 867-878. (in Chinese with English abstract)
- QIAN H T, SU D X, ABLIMIT I, et al., 2021. Petroleum geological characteristics and exploration potential in slope area of Well Pen-1 Western Depression in Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 32(4): 551-561. (in Chinese with English abstract)
- QIAO T, LIU C L, YANG H B, et al., 2024. Characteristics and genetic mechanism of condensate oil and gas of the Jurassic Sangonghe Formation in western Well Pen-1 Sag, Junggar Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 36(6): 169-180. (in Chinese with English abstract)
- SONG J Y, CHEN T, ZHANG J L, 2022. Permian and Triassic hydrocarbon migration and accumulation in the Cainan area, Junggar Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 210: 109965.
- SU D X, ZHU Y C, LIU L S, et al., 2024. Gas accumulation conditions and exploration orientation of the Carboniferous-Permian in West Well Pen 1 Sag and its periphery in Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 29(4): 82-96. (in Chinese with English abstract)
- SUN J, XUE J J, HOU G F, et al., 2019. Sedimentary characteristics and model of sandy debris flow in depression area of lacustrine basin: a case study of the Jurassic Sangonghe formation in the western well Pen-1 sag, Junggar basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 48(4): 858-869. (in Chinese with English abstract)
- WANG J L, WU C D, ZHU W, et al., 2016. Tectonic-depositional environment and prototype basin evolution of the Permian-Triassic in southern Junggar Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 18(4): 643-660. (in Chinese with English abstract)
- WANG J T, LIU L S, JIANG M Y, et al., 2023. Oil and gas geological characteristics and exploration potential of Permian Fengcheng Formation in Western Well Pen-1 Sag and its surrounding areas in Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 34(5): 794-806. (in Chinese with English abstract)
- WANG X J, SONG Y, ZHENG M L, et al., 2021. Composite petroleum system and multi-stage hydrocarbon accumulation in Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 26(4): 29-43. (in Chinese with English abstract)
- WANG Z W, GAO Z Y, HE W J, et al., 2023. Using spontaneous imbibition to evaluate the hydrocarbon migration and accumulation potential of shale reservoirs: a case study of the Permian Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Energy & Fuels*, 37(1): 360-372.
- WU S T, LIANG Y S, ZHANG L, et al., 2018. Tectonic transition relationship between shawan sag and western Well Pen-1 Sag and its geological significance[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 39(3): 277-284. (in Chinese with English abstract)
- XU G H, 2015. Basin 1 well west sunken Sangonghe FM construction sedimentary characteristics and petroleum entrapment cognition[J]. *Chemical Intermediates*, 11(4): 19, 24. (in Chinese with English abstract)
- XU G H, SHI H G, REN X C, et al., 2015. A research on the condition of the reservoir formation and the rule of oil and gas accumulation of Sangonghe Formation in slope belt of Pen 1 Well West Sag[J]. *Science Technology and Engineering*, 15(17): 23-28, 60. (in Chinese with English abstract)
- YANG Z, HE S, LI Q Y, et al., 2008. Overpressure in the well Pen-1 West subbasin in the interior of the Junggar basin[J]. *Geology in China*, 35(2): 239-245. (in Chinese with English abstract)
- YOU X C, ZHANG T H, ZHU Y C, et al., 2025. Hydrocarbon exploration breakthrough of Fengcheng Formation of Well WT1 in the Well Pen-1 West Sag of Junggar Basin and its significance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 46(7): 1294-1307. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG F S, ZHENG Q M, HU H W, et al., 2024. Evaluation and optimal selection of Carboniferous Kalashayi Formation source rocks in southwestern Tarim Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 14(4): 647-656. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG F S, 2025. Research on secondary pore evolution of the ultra-deep clastic reservoirs in the interior of Junggar Basin[J]. *Scientific and Technological Innovation*(16): 175-178. (in Chinese with English abstract)
- ZHANG Y, 2024. Diagenetic alterations and formation mechanisms for high-quality reservoirs in the deep- to ultra-deep-buried clastic rocks in the central Junggar Basin, northwestern China[D]. Wuhan: China University of Geosciences. (in Chinese with English abstract)
- ZHI D M, XIE A, YANG F, et al., 2024. Exploration prospects of the whole oil and gas system in the Permian hydrocarbon depressions in the Eastern Junggar Basin[J]. *Journal of Geomechanics*, 30(5): 781-794. (in Chinese with English abstract)
- ZHOU W Q, LUO X L, LIU H W, 2005. Analysis of hydrocarbon reservoir forming in the east belt around depression to the West of Well Pen-1[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 1(3): 16-20. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

- 卞保力, 刘海磊, 蒋文龙, 等, 2024. 准噶尔盆地盆1井西凹陷石炭系火山岩凝析气藏的发现与勘探启示[J]. *岩性油气藏*, 36(3): 96-105.
- 杜世涛, 田继军, 李沼鹤, 等, 2018. 准噶尔盆地二叠系页岩气储层特征及潜力区优选[J]. *特种油气藏*, 25(2): 49-55, 69.
- 费李莹, 王仕莉, 吴涛, 等, 2020. 坡折带对砂质碎屑流沉积的控制作用: 以准噶尔盆地盆1井西凹陷及周缘侏罗系三工河组为例[J]. *油气地质与采收率*, 27(2): 26-34.
- 苟宇杰, 张凤奇, 江青春, 等, 2024. 准噶尔盆地盆1井西凹陷及周缘深层二叠系超压形成机制及演化特征[J]. *油气地质与采收率*,

- 31(3): 16-30.
- 韩杨, 杨海波, 郭文建, 等, 2023. 准噶尔盆地盆1井西凹陷二叠系烃源岩生烃演化史及成藏模式[J]. 东北石油大学学报, 47(1): 30-43.
- 何文军, 费李莹, 阿布力米提·依明, 等, 2019. 准噶尔盆地深层油气成藏条件与勘探潜力分析[J]. 地质前缘, 26(1): 189-201.
- 厚刚福, 徐洋, 孙靖, 等, 2019. 三角洲前缘—湖盆深水区沉积模式及意义: 以准噶尔盆地盆1井西凹陷三工河组二段一砂组为例[J]. 石油学报, 40(10): 1223-1232.
- 厚刚福, 李啸, 宋兵, 等, 2022. 准噶尔盆地盆1井西凹陷八道湾组低位体系域砂体沉积模式及油气勘探意义[J]. 海相油气地质, 27(3): 300-312.
- 江梦雅, 王江涛, 刘龙松, 等, 2023. 准噶尔盆地盆1井西凹陷石炭系—二叠系天然气特征及成藏主控因素[J]. 岩性油气藏, 35(3): 138-151.
- 蒋文龙, 郭文建, 崔振雨, 等, 2026. 准噶尔盆地盆1井西凹陷深层—超深层天然气成因及成藏特征[J/OL]. 地质论评, 1-13[2026-04-04]. <https://doi.org/10.16509/j.georeview.2026.01.021>.
- 金之钧, 2011. 叠合盆地油气成藏体系研究思路与方法: 以准噶尔盆地中部地区油气藏为例[J]. 高校地质学报, 17(2): 161-169.
- 雷海艳, 王剑, 陈锐兵, 等, 2022. 准噶尔盆地盆1井西凹陷东斜坡下侏罗统三工河组二段油气成藏有利地质因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 52(4): 1052-1064.
- 李建忠, 王小军, 杨帆, 等, 2022. 准噶尔盆地中央拗陷西部下组合油气成藏模式及勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 43(5): 1059-1072.
- 李梅, 金爱民, 楼章华, 等, 2012. 准噶尔盆地地层流体特征与油气运聚成藏[J]. 石油与天然气地质, 33(4): 607-615.
- 连丽霞, 刘汉青, 王剑, 等, 2025. 风化壳型火山岩储层特征及其主控因素: 以准噶尔盆地盆1井西凹陷周缘石炭系为例[J]. 断块油气田, 32(4): 605-613.
- 林会喜, 张奎华, 杨鑫, 等, 2025. 准噶尔盆地腹部地区下组合重点勘探领域及突破方向[J]. 油气地质与采收率, 32(5): 1-18.
- 刘汉青, 林承焰, 董春梅, 等, 2026. 准噶尔盆地盆1井西凹陷周缘石炭系火山岩优质储层特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 47(1): 143-161.
- 刘华, 孟祥雨, 任新成, 等, 2023. 准噶尔盆地盆1井西凹陷侏罗系原油成因与来源[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 47(1): 25-37.
- 马聪, 周军军, 胡亮, 等, 2023. 盆1井西凹陷三工河组储层特征与形成机理[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 45(5): 1-13.
- 潘建国, 黄林军, 王国栋, 等, 2019. 源外远源油气藏的的内涵和特征: 以准噶尔盆地盆1井西富烃凹陷为例[J]. 天然气地球科学, 30(3): 312-321.
- 潘双苹, 胡光明, 唐友军, 等, 2023. 断裂组导流作用对扇三角洲形态的影响: 基于盆1井西凹陷百口泉组的沉积物理模拟实验[J]. 沉积学报, 41(3): 867-878.
- 钱海涛, 苏东旭, 阿布力米提·依明, 等, 2021. 准噶尔盆地盆1井西凹陷斜坡区油气地质特征及勘探潜力[J]. 天然气地球科学, 32(4): 551-561.
- 乔桐, 刘成林, 杨海波, 等, 2024. 准噶尔盆地盆1井西凹陷侏罗系三工河组凝析气藏特征及成因机制[J]. 岩性油气藏, 36(6): 169-180.
- 苏东旭, 朱永才, 刘龙松, 等, 2024. 准噶尔盆地盆1井西凹陷及周缘石炭系: 二叠系天然气成藏条件及勘探方向[J]. 中国石油勘探, 29(4): 82-96.
- 孙靖, 薛晶晶, 厚刚福, 等, 2019. 湖盆凹陷区砂质碎屑流沉积特征与模式: 以准噶尔盆地盆1井西凹陷侏罗系三工河组为例[J]. 中国矿业大学学报, 48(4): 858-869.
- 王家林, 吴朝东, 朱文, 等, 2016. 准噶尔盆地南缘二叠纪—三叠纪构造-沉积环境与原型盆地演化[J]. 古地理学报, 18(4): 643-660.
- 王江涛, 刘龙松, 江梦雅, 等, 2023. 准噶尔盆地盆1井西凹陷及周缘二叠系风城组油气地质特征与勘探潜力[J]. 天然气地球科学, 34(5): 794-806.
- 王小军, 宋永, 郑孟林, 等, 2021. 准噶尔盆地复合含油气系统与复式聚集成藏[J]. 中国石油勘探, 26(4): 29-43.
- 吴松涛, 梁宇生, 张磊, 等, 2018. 沙湾凹陷与盆1井西凹陷构造过渡关系及地质意义[J]. 新疆石油地质, 39(3): 277-284.
- 徐冠华, 2015. 盆1井西凹陷三工河组构造沉积特征及油气成藏认识[J]. 化工中间体, 11(4): 19, 24.
- 徐冠华, 石好果, 任新成, 等, 2015. 盆1井西凹陷斜坡带三工河组成藏条件及油气富集规律[J]. 科学技术与工程, 15(17): 23-28, 60.
- 杨智, 何生, 李奇艳, 等, 2008. 准噶尔盆地腹部盆1井西凹陷超压研究[J]. 中国地质, 35(2): 239-245.
- 尤新才, 张天环, 朱永才, 等, 2025. 准噶尔盆地盆1井西凹陷湾探1井风城组油气勘探突破及意义[J]. 石油学报, 46(7): 1294-1307.
- 张福顺, 郑启明, 胡瀚文, 等, 2024. 塔西南石炭系卡拉沙依组烃源岩评价与优选[J]. 油气藏评价与开发, 14(4): 647-656.
- 张福顺, 2025. 准噶尔盆地腹部超深层储层次生孔隙成因演化[J]. 科学技术创新(16): 175-178.
- 张扬, 2024. 准噶尔盆地腹部深层-超深层碎屑岩成岩演化与优质储层成因[D]. 武汉: 中国地质大学.
- 支东明, 谢安, 杨帆, 等, 2024. 准噶尔盆地东部二叠系富烃凹陷全油气系统勘探前景[J]. 地质力学学报, 30(5): 781-794.
- 周文泉, 罗新利, 刘宏伟, 2005. 盆1井西凹陷东环带油气成藏分析[J]. 新疆石油天然气, 1(3): 16-20.