DOI 10.3969/j.issn.2095-4107.2026.05.005

准噶尔盆地中佳地区佳木河组二段一砂组砂砾岩岩相类型及沉积特征

刁志龙，刘海磊，刘荷冲，王智忠，闫文琦
（中国石油新疆油田分公司 勘探开发研究院，新疆 乌鲁木齐 830014）

摘　要：根据准噶尔盆地中佳地区佳木河组二段一砂组岩心、录井、测井、地球物理和实验分析等资料，分析砂砾岩岩相特征及分类、物源体系判识、沉积特征，明确不同砂砾岩岩相沉积及展布范围。结果表明：研究区划分为弱胶结—强压实—泥质粗砾岩相、中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相、中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相和强胶结—强压实—砂岩相 4 类，其中砂质中砾岩相和砂质细砾岩相储集性能最优。研究区佳木河组物源主要来自中拐和红车主扇体，共同控制砂砾岩平面展布。佳木河组属于典型近源、快速堆积的扇三角洲沉积体系，主要发育扇三角洲平原辫状河道、前缘近岸水下分流河道和前缘远岸水下分流河道等 6 种沉积微相。扇三角洲前缘近岸水下分流河道控制的砂质中砾岩相物性最佳，为最有利储集相带；前缘远岸水下分流河道控制的砂质细砾岩相物性次之。该结果为研究区后期油气勘探开发提供地质依据。

关　键　词：准噶尔盆地；中佳地区；佳木河组；岩相分类；物源体系；沉积特征；扇三角洲
中图分类号：TE122.2；P618.13　　**文献标识码**：A　　**文章编号**：2095－4107(2026)05－0071－14

0　引言

准噶尔盆地西北缘中拐凸起紧邻盆 1 井西凹陷、沙湾凹陷和玛湖凹陷等重要生烃构造区，区域构造位置有利，是准噶尔盆地重要的油气富集区之一[1-2]，深层二叠系蕴藏巨大的勘探潜力。乌拉尔统佳木河组为区域油气勘探的重要层系，地层埋藏深(4 000～5 300 m)，广泛发育厚层砂砾岩储层。该层系在中佳地区相继获得油气发现，具备良好的勘探开发前景[3-4]，但是岩相类型复杂多样，储集性能差异显著，沉积相认识存在较大争议，一定程度上制约后续的勘探部署及开发建产。

在准噶尔盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地、渤海湾盆地、河套盆地、乍得盆地及阿拉戈斯盆地等发现砂砾岩油气藏，砂砾岩储层成为全球油气资源勘探的核心领域之一。受物源供给、古地貌和成岩改造等因素的共同影响，砂砾岩储层非均质性极强，沉积—岩相组合成为控制储层初始物质基础与后期储集性能的关键因素。对于深层砂砾岩储层，操应长等[5]提出“成岩相和岩相”的双因素分类方案，有效区分不同成岩背景下储集性能的差异；基于渤海海域深层孔店组的组构差异，张雪莲等[6]将砂砾岩划分为泥质支撑、砂泥质支撑、砂质支撑和颗粒支撑 4 种岩相类型，分别对应泥石流型冲积扇、辫状河型冲积扇、扇三角洲和辫状河三角洲 4 种不同的源—汇体系，揭示气候转换和物源差异对砂砾岩组构多样性的控制作用。关于准噶尔盆地中佳地区佳木河组的研究多集中在构造演化特征[7-11]、储层特征和控制因素[12-18]、沸石类矿物成因和成岩影响[19-22]、油气成藏特征等方面[23-26]，在沉积体系类型及沉积相方面研究较少。根据压实程度、胶结类型及溶蚀作用的差异，吴和源等[27]将中拐凸起佳木河组分为 4 类储层岩相，沉积相以洪冲积扇扇缘—扇中亚相为主，明确沉积背景对储层质量的宏观控制作用；根据构造环境及沉积特征分析，张从侦等[28]认为佳木河组发育火山喷发相沉积，强调火山物质对储层的改造效应；李璐等[29]认为五八区佳木河组发育冲积扇—扇三角洲、火山喷溢相等沉积—火山相组合类型。

这些研究缺乏对准噶尔盆地中佳地区佳木河组沉积岩相的系统分类，以及优势岩相与沉积微相平面展布范围的系统刻画。以研究区 24 口井钻井取心为研究对象，综合测井、薄片观察及实验分析等资料，刻

收稿日期：2026－02－05；**编辑**：朱秀杰
基金项目：国家科技重大专项(2025ZD1400300)
作者简介：刁志龙(1995—)，男，硕士，工程师，主要从事油气沉积储层方面的研究。

画中佳地区佳二段一砂组砂砾岩岩相类型、物源方向、沉积相类型及特征，识别优势岩相与沉积微相类型，明确不同砂砾岩岩相沉积及展布范围，为研究区老井复查、油气勘探评价及开发方案优化提供地质依据。

1　区域地质概况

中佳地区位于准噶尔盆地西北缘中拐凸起南翼，北接克百断裂带及玛湖凹陷，南邻沙湾凹陷，东靠达巴松凸起，西接红车断裂带(见图 1(a))。该地区二叠系自凹陷向凸起区逐渐被剥蚀，佳木河组整体呈西北高、东南低的单斜构造，北侧与红 3 井东断裂交会，地层倾角在 3°～5°之间。研究区构造活动强烈，断裂发育，受北西—南东向和近东西向的逆断裂切割，形成一系列断块圈闭，断块局部发育轴向为北西—南东向的小型鼻状构造[30-31](见图 1(b))。

研究区自下而上发育石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系和白垩系。石炭纪至二叠纪，受区域构造抬升影响，中佳地区二叠系佳木河组(P_1j)或石炭系(C)顶部普遍被剥蚀，导致上乌尔禾组与下伏的佳木河组或石炭系呈不整合接触。佳木河组自下而上可划分为佳木河组一段(佳一段，P_1j_1)、二段(佳二段，P_1j_2)和三段(佳三段，P_1j_3)，佳三段在研究区大面积缺失，佳一段埋深较大，钻遇井数较少。

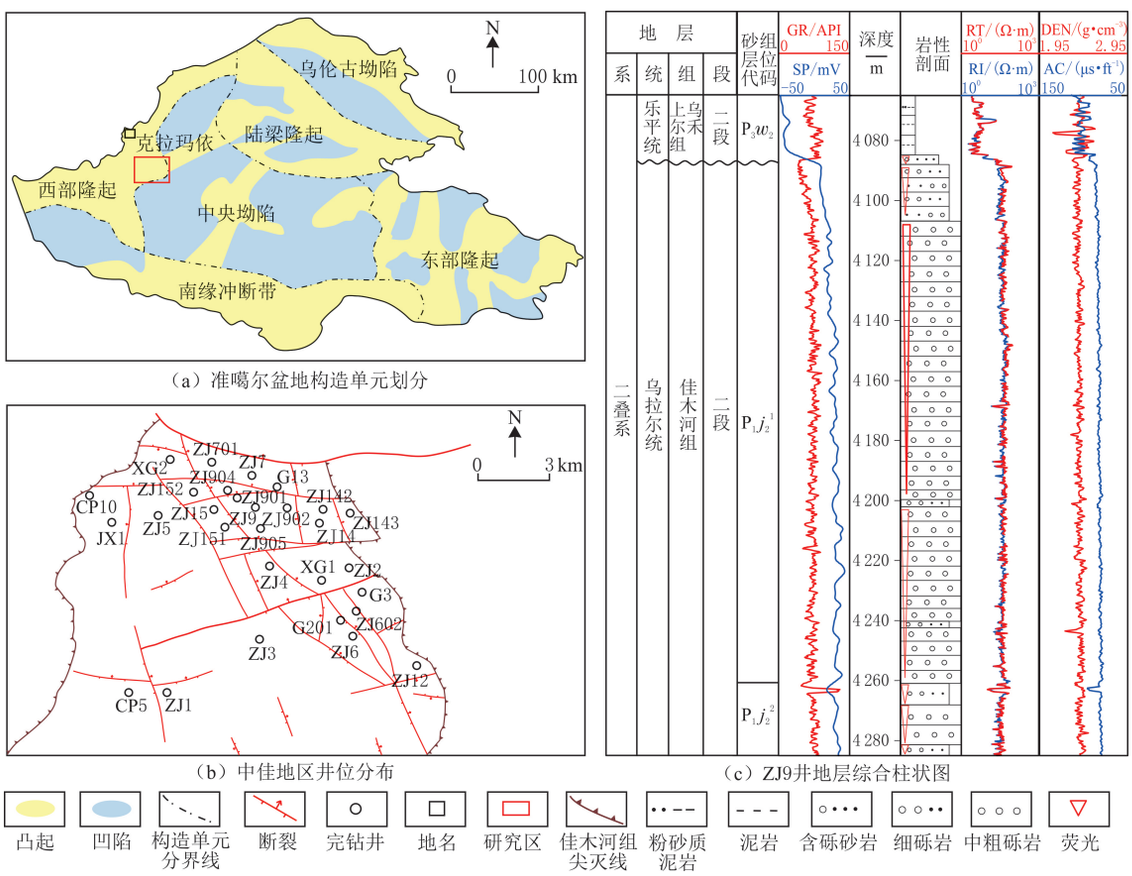


图 1　准噶尔盆地构造单元划分、中佳地区井位分布及 ZJ9 井地层综合柱状图

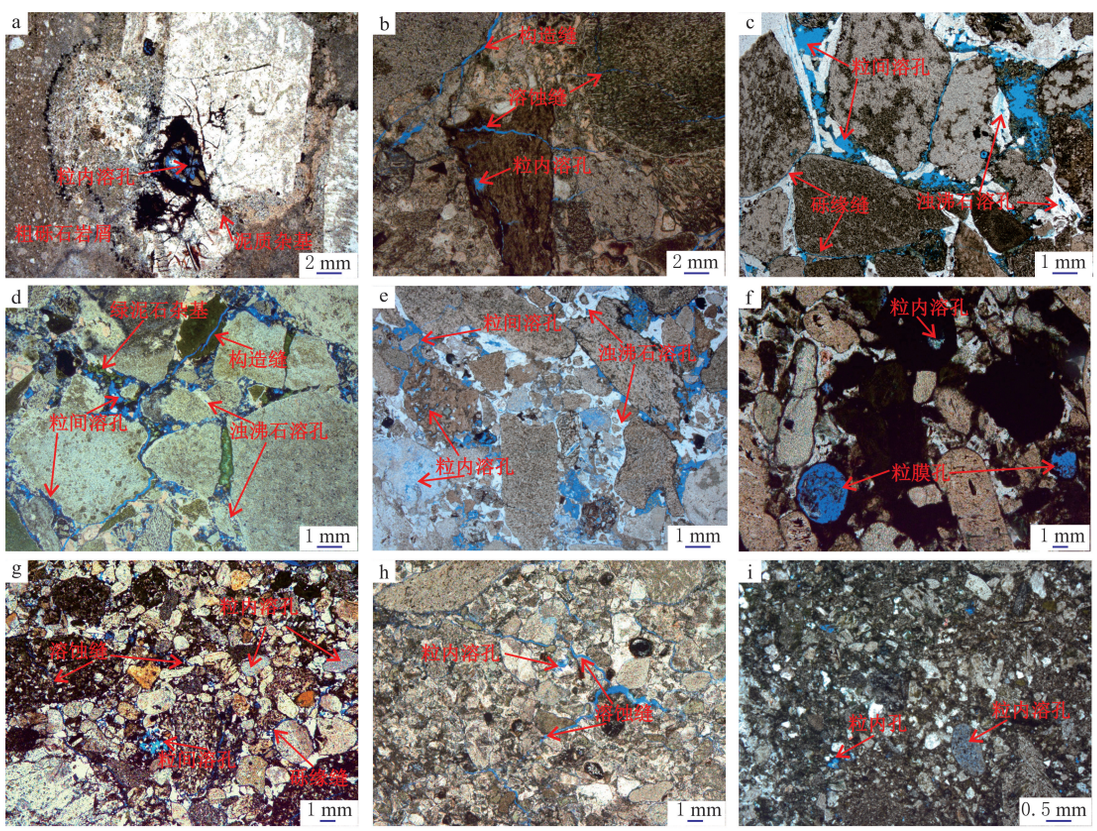
Fig. 1 Tectonic units division of the Junggar Basin, distribution of well sites in the Zhongjia Area and comprehensive stratigraphic columnar of well ZJ9

研究区佳二段地层厚度大，自西向东、东北方向超覆沉积，根据测井曲线及地震响应特征，自下而上可划分为佳二段二砂组($P_1j_2^2$)和一砂组($P_1j_2^1$)。中佳地区佳二段一砂组沉积时期，离物源区较近，周围构造活动剧烈，地形起伏较大，为粗碎屑沉积提供有利的物源条件与沉积空间，岩性主要为灰色、褐灰色砂砾岩，夹薄层泥岩或含砾砂岩，储层厚度为 120～210 m，平均厚度为 180 m，分布范围较广，电阻率、自然伽马曲线呈微弱齿化—齿化的钟形或箱形特征(见图 1(c))。上乌尔禾组以厚层泥岩类沉积为主体，与下伏的佳二段一砂组砂砾岩储层构成优质的储盖组合体。ZJ2 井区佳二段一砂组凝析气藏实现效益开发，后

续部署的 ZJ9、ZJ14 和 ZJ15 等井获得突破,为研究区有利的油气勘探开发接替目标层系。

2　储层特征

根据中佳地区岩心、薄片及录、测井等资料,佳二段一砂组储层岩性主要为砂砾岩,含砾砂岩次之,还有少量的泥岩与粉砂岩等细粒岩。砾石粒径不同,以碎屑颗粒支撑为主,分选性和颗粒磨圆度为中等—差,以次棱角状—次圆状为主。岩石中的砾石与砂质组分主要为安山岩碎屑,石英体积分数偏低,岩石成分和结构成熟度较差,整体呈近物源快速堆积而形成的厚层砂砾岩沉积特征,杂基体积分数较高[32]。颗粒间多以点—线接触、压嵌—孔隙式胶结为主,胶结中等—致密,发育广泛的浊沸石和方解石胶结,储集空间类型以粒内溶孔、粒间溶孔和沸石溶孔等次生溶蚀孔隙为主,见少量剩余粒间孔隙(见图 2)。



(a) 泥质粗砾岩,面孔率为0.02%,ZJ7井,4 008.50 m;(b) 泥质中粗砾岩,面孔率为0.32%,ZJ14井,4 298.46 m;(c) 砂质中砾岩,面孔率为2.16%,ZJ9井,4 094.51 m;(d) 砂质中砾岩,面孔率为1.77%,ZJ905井,4 309.39 m;(e) 砂质中砾岩,面孔率为2.67%,ZJ142井,4 284.05 m;(f) 砂质细砾岩,面孔率为0.48%,ZJ151井,4 164.78 m;(g) 砂质细砾岩,面孔率为0.53%,ZJ1井,4 859.59 m;(h) 砂质细砾岩,面孔率为0.21%,ZJ6井,4 875.31 m;(i) 含砾砂岩,面孔率为0.18%,ZJ15井,4 040.83 m

图 2　中佳地区佳二段一砂组储层特征

Fig. 2 Reservoir characteristics of the first group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

2.1　岩相类型及特征

根据岩石的胶结与压实程度、粒度大小、结构、支撑类型和填隙物特征,建立“胶结程度—压实强度—碎屑结构”三级岩相分类方案,将研究区佳二段一砂组储层划分为弱胶结—强压实—泥质粗砾岩、中强胶结—中强压实—砂质中砾岩、中强胶结—中强压实—砂质细砾岩和强胶结—强压实—砂岩 4 类岩相。

(1)弱胶结—强压实—泥质粗砾岩相。以粗大砾石(粒径一般大于 64 mm)为主,最大粒径为 200 mm,砾石体积分数一般超过 80%,岩石中的泥质杂基体积分数偏高。岩心以厚层块状为主,结构多为碎屑泥质支撑,砾石杂乱无序堆叠,局部砾石呈直立形态,分选差,磨圆度以次棱角状为主,褐灰色砾砂泥混杂,表明近缘快速堆积。填隙物富含泥质和凝灰质,体积分数超过 15%,导致岩石整体致密。岩相形

成于高能量的洪水事件，通常发育于冲积扇扇根的主河道或平原辫状河道沉积，自然伽马(GR)曲线整体表现为中高值齿化箱形。胶结物总体积分数小于5%，以浊沸石为主，颗粒呈凹凸接触或线—点接触，泥质杂基体积分数高，原生孔隙被严重堵塞，储集空间以粒内溶孔等溶蚀孔隙为主，储层品质较差(见图2(a-b))。

(2)中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相。以中砾石(粒径一般为4～64 mm)为主，最大粒径为100 mm，砾石体积分数介于65%～80%，泥质体积分数低，一般小于1%，岩心呈块状，具有多期间断性正韵律相互叠覆的特征，可见清晰的砾石半定向—定向排列及冲刷面等构造，以颗粒支撑结构为主，分选中等—差，磨圆以次棱角状—次圆状为主，反映一定的河道水动力分选作用。泥质杂基较少，粒间填隙物以砂质为主，体积分数一般为10%～20%。岩相主要形成于冲积扇扇中—扇缘的水下分流河道或近岸水下分流河道主体带，水动力条件强且持续，GR曲线整体表现为中高值、微齿化钟形或箱形的特征。岩石颗粒间多以点—线接触、压嵌—孔隙式胶结为主，胶结物总体积分数较高(5%～10%)，镜下可见浊沸石等胶结物环绕砾石分布或充填于颗粒间隙，方解石体积分数较低，颗粒间呈点—线接触关系，发育次生溶蚀孔隙。具有颗粒支撑和较少泥质填隙的特点，为前期原生孔的保存和后期流体的次生溶蚀提供良好基础。主要发育粒内溶孔和粒间溶孔，其次是浊沸石溶孔等，储层孔隙度在2.9%～25.8%之间，中值为12.2%，渗透率为(0.01～165.18)×10^{-3} μm^2，中值为1.21×10^{-3} μm^2，属于低孔、特低渗储层，是研究区最重要的储集岩相之一(见图2(c-e))。

(3)中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相。砾石粒径(多小于4 mm)较小，与砂级颗粒混杂，最大粒径为30 mm，砾石总体积分数为30%～60%，泥质体积分数普遍较低。岩心粒度整体偏细，砾石大小较均一，可见漂浮状砾石定向排列，以颗粒支撑结构为主，分选中等—差，磨圆度多为次圆状，砂质成分明显增高，粒间凝灰质的体积分数高(大于15%)。FMI成像测井可见细粒岩条带发育，局部发育脉状层理，反映沉积时砂泥供应和水动力偏弱、砂质筛选不充分的特征。沉积构造以平行层理和中、小型交错层理为特征，以牵引流沉积为主，发育多期正韵律组合，河道特征明显。岩相主要发育于前缘远岸亚相中的水下分流河道微相，GR及RT曲线一般为多期齿化钟形叠加的形态。岩石颗粒间多为点—线接触，胶结物体积分数高(8%～15%)，以浊沸石和方解石为主，后期有机酸等流体对颗粒及浊沸石等溶蚀作用较强。储集空间以粒内溶孔为主，其次为粒间溶孔及粒膜孔等，储层孔隙度为5.2%～23.9%，中值为12.6%，渗透率为(0.02～136.99)×10^{-3} μm^2，中值为0.91×10^{-3} μm^2，属于低孔致密储层，是研究区重要的储层组成部分(见图2(f-h))。

(4)强胶结—强压实—砂岩相。以砂岩为主体，砾石总体积分数通常低于30%，主要为中粗粒砂岩，分选相对较好，但发育范围及厚度较小，主要发育含砾砂岩和粉细砂岩等，部分可见波痕纹理及水平层理等小型沉积构造。粒间填隙物一般由泥质、细砂及方解石、沸石类等化学胶结物构成。GR曲线主要呈低值、形态较平滑的指形或中低值的钟形等。岩相形成于河道末端的漫流带、河口坝等沉积环境，水动力条件多变但总体较弱，渗透率较低(见图2(i))。

2.2 含油气性

中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相为研究区储层的优势岩相，其次为中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相，弱胶结—强压实—泥质粗砾岩相和强胶结—强压实—砂岩相储集性能较差，整体呈“中砾主导、细砾为辅、细粒填充”的岩相分布格局。其中，砂质中砾岩相的油迹级别以上的岩心总长度为162.01 m，占该类含油级别岩心总长度的58.6%；砂质细砾岩相的油迹级别以上的岩心总长度为108.52 m，占该类含油级别岩心总长度的39.3%；受钙质胶结等成岩作用减孔的影响，部分砂质中砾岩相和砂质细砾岩相表现为荧光或无油气显示(见图3)。研究区产能高的层段对应砂质中砾岩相与砂质细砾岩相。

3 物源特征

物源分析是明确研究区物源及古水流方向、沉积物性质与特征的重要方法，对研究沉积体系和砂体展布纵、横向变化特征等方面具有重要意义[33]。研究砾石成分、重矿物组合特征和古水流方向，形成“成分—组合—流向”约束体系，判识研究区佳二段—砂组物源体系及特征。

3.1　砾石成分

中佳地区佳二段一砂组的岩石类型主要为陆源粗碎屑砂砾岩,砾石主要成分差异反映不同的沉积母岩性质。不同砾石成分体积分数之间的组合关系,可作为判定物源体系最直接的证据[34]。统计研究区 24 口井 268 个砂砾岩岩石薄片的砾石成分(见图 4),西侧 XG2—ZJ5—ZJ1 井一带砾石成分组合为凝灰岩、安山岩和流纹岩,东北部 ZJ701—ZJ4—ZJ6 井一带砾石成分组合为安山岩、霏细岩和凝灰岩。不同砾石成分差异显著,直接指示母岩区岩性,明确西侧红车物源和北部中拐物源两大物源体系共同控制佳二段一砂组的砂体及沉积体系展布。

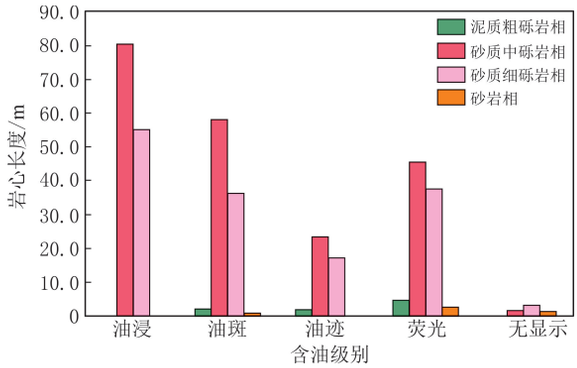


图 3　中佳地区佳二段一砂组不同岩相含油级别统计

Fig. 3 Statistical analysis of oil saturation in different lithofacies of the first group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

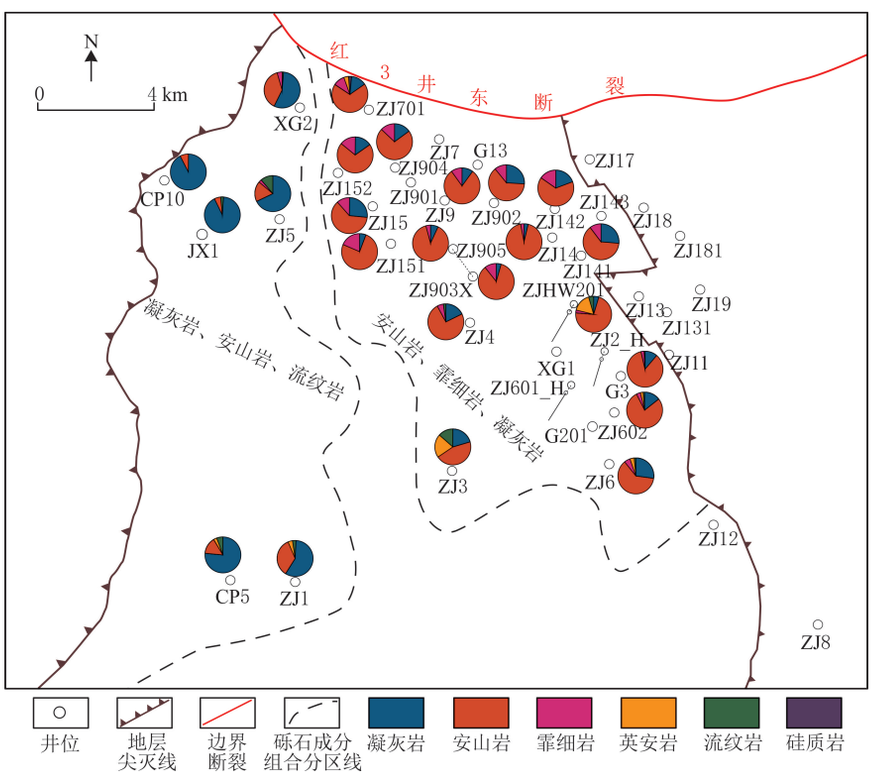


图 4　中佳地区佳二段一砂组砾石成分分布

Fig. 4 Distribution of gravel components of the first group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

3.2　重矿物组合

重矿物多为母岩中的副矿物,指碎屑岩中相对密度大于 2.86 g/cm3 的陆源碎屑矿物,在沉积岩中的质量分数普遍较低(一般小于 1%)[35]。同一盆地的相同沉积时期,重矿物组合指示的母岩沉积物具有较高的相似性,重矿物及其组合特征的差异性可作为物源识别与划分的重要手段。重矿物种类具有多样性,一般分为稳定和不稳定两种类型,不稳定重矿物组分随沉积物被搬运距离的增加而逐渐分化分解,导致质量分数呈明显减小的趋势,稳定重矿物组分质量分数不断增加,可利用重矿物组合差异及稳定指数作为判识研究区佳二段沉积时期的物源方向和搬运距离的依据。

研究区 18 口井的重矿物分析数据来源于中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院地质实验中心。其中,最主要的重矿物为普通辉石(质量分数为 3.38%～66.91%)、磁铁矿(质量分数为 0～50.86%)、褐

铁矿(质量分数为0.08%～39.66%)和绿帘石(质量分数为0%～83.70%)(见表1),以次要稳定和不稳定重矿物组合为特点,表现为快速近缘堆积的特征。由重矿物质量分数饼状图的平面分布可知,重矿物组合在不同井区具有差异性,西侧CP10—ZJ5井一带以磁铁矿—普通辉石—钛铁矿—褐铁矿为主,西侧CP5—ZJ1井一带以绿帘石—磁铁矿—普通辉石—白钛矿为主;东北侧ZJ701—ZJ4—ZJ6井一带以普通辉石—磁铁矿—褐铁矿—钛铁矿为主(见图5)。

表1　中佳地区佳二段一砂组重矿物质量分数及ZTR指数

Table 1 Heavy mineral mass fractions and ZTR indices of the first group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

%

井号	样品数	主要稳定重矿物质量分数				次要稳定重矿物质量分数				不稳定重矿物质量分数			ZTR
		锆石	电气石	褐铁矿	白钛矿	榍石	石榴石	钛铁矿	磁铁矿	绿帘石	普通辉石	普通角闪石	
CP10	7	0.40	0	2.99	0.71	0.53	0	0.02	41.89	0.16	46.91	0	0.43
JX1	10	0.48	0	1.22	0.36	0.65	0.17	1.23	43.93	0	43.50	0	0.52
ZJ5	10	1.12	0	6.31	1.21	0	1.59	25.29	28.82	2.18	21.95	0	1.27
ZJ701	5	0	0	0.74	0	0	0	0	41.54	0	56.36	0	0
ZJ9	5	1.36	0	2.56	4.26	0.92	0.98	7.60	45.98	1.18	30.02	3.46	1.38
ZJ903X	8	0.25	0	7.09	0.11	0.58	0.05	0	48.06	0.02	34.95	0	0.27
ZJ904	17	0.72	0	0.42	0	0	0.03	0	41.86	0	47.69	0	0.79
ZJ905	22	0.61	0	2.11	0.70	0.33	0.05	0	38.30	0	49.47	0.39	0.66
ZJ15	6	0.80	0	0.08	2.48	0	0.01	3.47	30.02	0	59.35	0	0.83
ZJ151	6	1.03	0	0.22	0.90	0.18	0.08	0	33.20	0	64.40	0.22	1.03
ZJ152	10	0.01	0	0.98	0.02	0.04	0.02	0	45.59	0.08	50.86	0.01	0.01
ZJ142	26	0.35	0	0.95	2.00	0.03	0.15	2.07	30.01	0.04	52.69	2.98	0.38
ZJ3	9	1.68	0	8.46	14.70	0.33	0.23	12.44	16.10	1.39	45.31	0	1.67
ZJ4	18	0.87	0	18.48	4.33	0.19	0.03	3.64	14.83	0.13	57.07	0	0.87
ZJ6	23	1.56	0.12	9.66	32.74	0.08	0.19	26.84	5.01	7.67	10.38	0.08	1.78
XG1	9	1.43	0	10.21	20.22	0.58	0.68	6.70	20.77	1.03	30.58	0	1.55
G3	4	1.43	0.06	3.13	25.83	0.02	0.93	15.50	21.10	1.47	20.70	0	1.65
CP5	25	0.50	0	0.10	1.30	0.02	0.11	0.14	8.22	83.70	5.49	0	0.50

根据ZTR指数的变化趋势,可以判断沉积物的搬运方向及距离。当ZTR指数逐渐升高时,反映沉积物被水体搬运的距离逐渐变远,岩石的成分成熟度升高。由图5可知,研究区可分为3个ZTR指数低值区,分别位于西部、西北部和东北部。西部和西北部ZTR指数总体表现为低值区分布范围较小,从西侧CP10井(0.43%)向东南ZJ5井(1.27%)逐渐升高,表明西侧红车物源方向为由西北向东南,结合CP5—ZJ1井一带的砾石成分组合和重矿物组合,西侧红车物源主要发育两大支扇;东北部ZTR指数低值区分布范围整体较大,由北侧ZJ701(0)向南ZJ151井(1.03%)再到ZJ3井(1.67%)逐渐升高,ZTR指数由鼻凸区向盆地凹陷逐渐增大,表明北部中拐物源方向为由东北向南西。

3.3　古水流方向

地层倾角反映沉积物搬运方向并预估沉积环境[36]。研究区佳二段以厚层块状砂砾岩沉积为主,利用蓝模式矢量方向统计法识别古水流方向(见图6)。根据研究区13口井目的层段地层倾角蓝模式资料,佳二段沉积时期,西部红车扇体的古水流方向主要为西北向,北部中拐扇体的古水流方向主要为东北向(见图7),推测红车物源和中拐物源在ZJ152—ZJ15—ZJ151井一带交会。

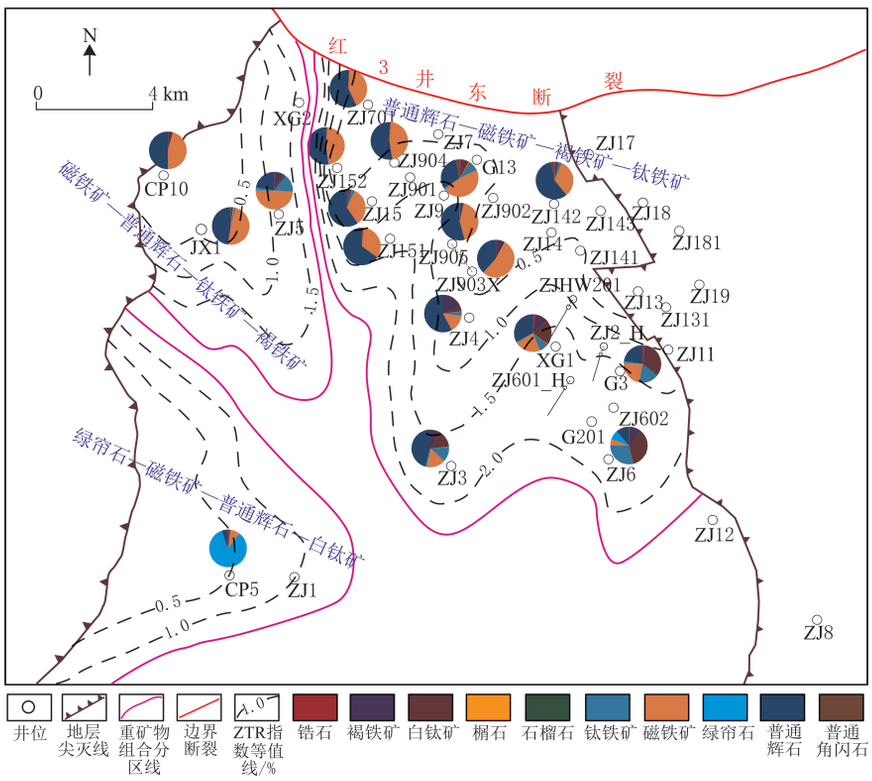


图 5　中佳地区佳二段一砂组 ZTR 指数等值线及重矿物组合分布特征

Fig. 5 Heavy minerals distribution and ZTR contour of the first group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

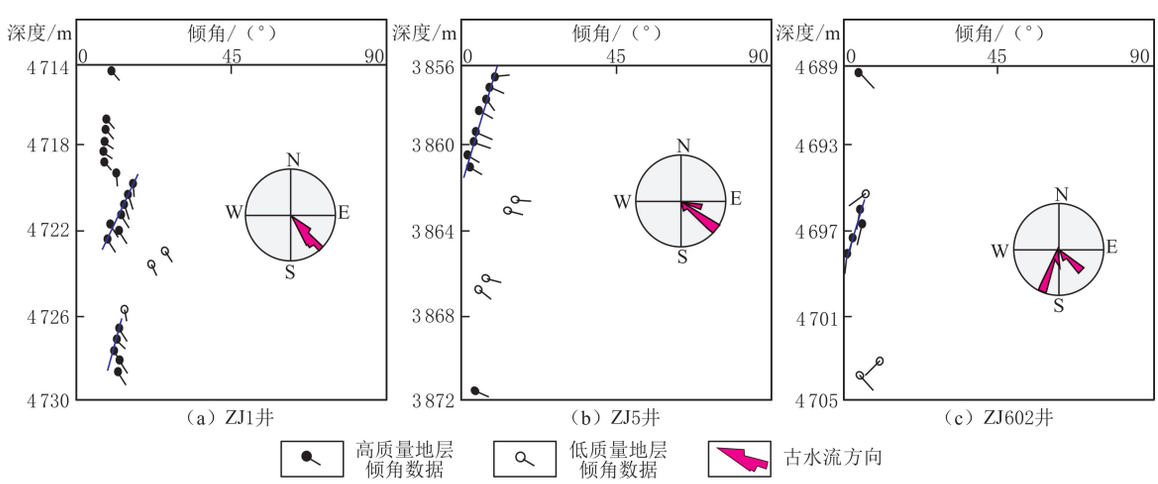


图 6　中佳地区佳二段地层倾角与古水流方向关系

Fig. 6 Relationship between dip angle and paleocurrent direction of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

4　沉积相类型及特征

4.1　沉积体系

研究区佳二段一砂组具有近源快速沉积特征,岩相组合分异显著,以灰色和褐灰色为主(见图 8)。整体上,泥岩等细粒岩岩屑呈灰色和深灰色,代表水下还原或弱还原沉积环境,表明研究区沉积过程存在持续水体参与。中佳地区砂砾岩呈北东—南西向条带状延伸,横向连续性较好,粒度整体由粗变细。24 口取心井的岩心表现出沉积构造较丰富的特点,其中,泥质粗砾岩相胶结疏松,砾石大小混杂,以块状沉积为

主(见图 8(a-b));砂质中—细砾岩相发育牵引流成因的叠瓦状砾石排列,主要发育槽状交错层理、块状层理和正韵律结构,底部可见冲刷面和冲刷—充填构造,砾石分选与磨圆差—中等,砾间泥质质量分数低,形

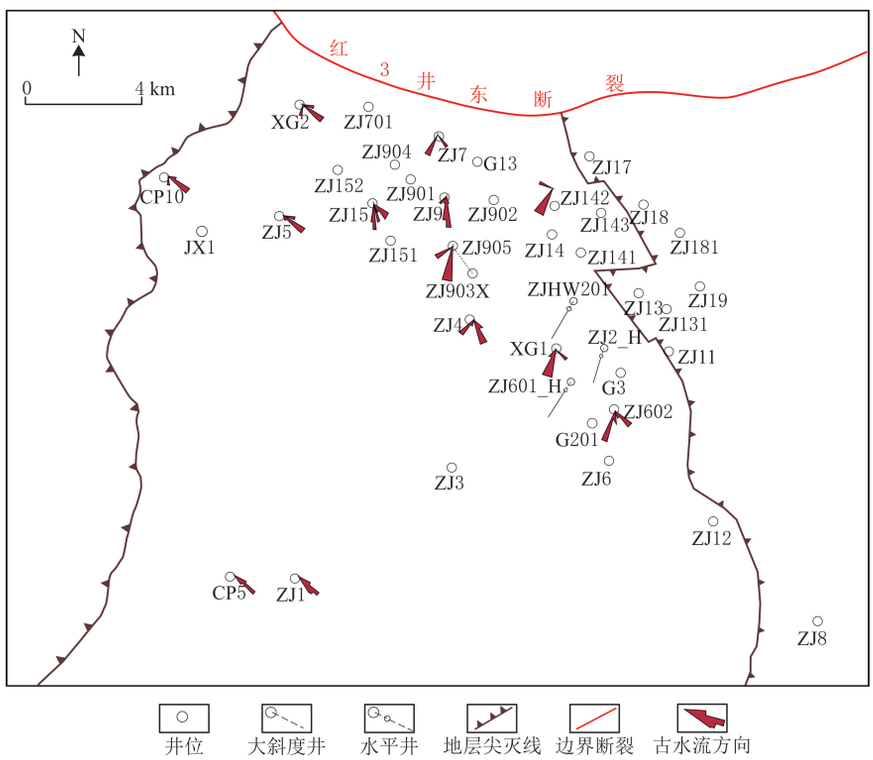
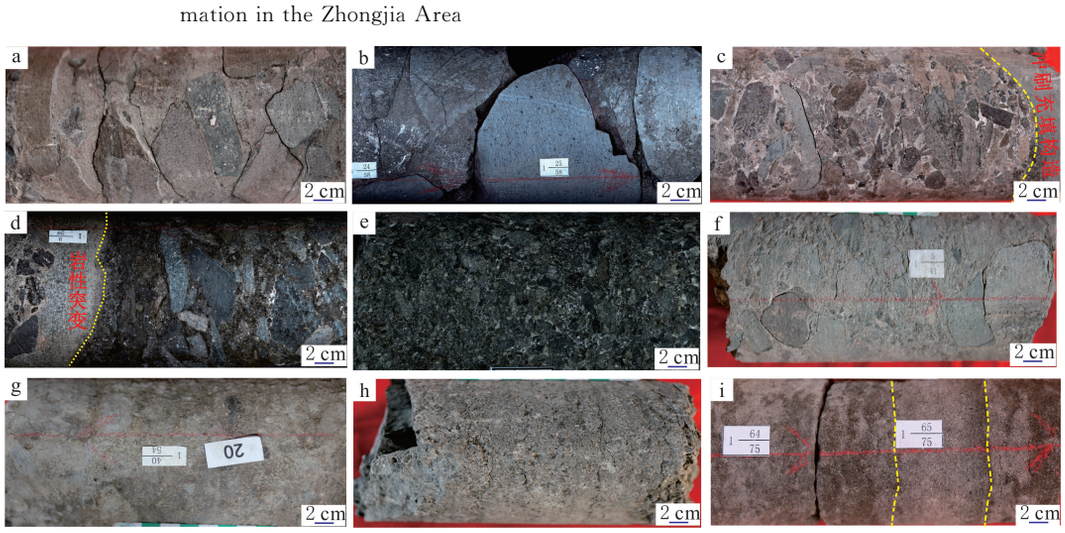


图 7　中佳地区佳二段古水流方向特征

Fig. 7 Paleocurrent direction characteristics of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area



(a) 褐色弱胶结—强压实—泥质粗砾岩相，重力流，胶结疏松，ZJ701井，3 876.22 m；(b) 灰色弱胶结—强压实—泥质粗砾岩相，粗大砾石杂乱堆叠，ZJ7井，3 878.36 m；(c) 褐灰色中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相，牵引流，砾石半定向排列，底部见冲刷充填构造，ZJ14井，4 393.86 m；(d) 褐灰色中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相，牵引流，岩性突变接触，界面清晰可见冲刷侵蚀痕迹，ZJ19井，4 088.06 m；(e) 灰绿色中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相，砾石大小较均一，ZJ5井，3 927.38 m；(f) 灰色中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相，ZJ905井，4 241.55 m；(g) 灰色中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相，ZJ602井，4 708.97 m；(h) 灰色中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相，ZJ151井，4 168.58 m；(i) 褐灰色强胶结—强压实—砂岩相，平行层理，逆粒序，ZJ15井，4 045.75 m

图 8　中佳地区佳二段一砂组典型岩心特征

Fig. 8 Typical core characteristics of the first group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

成广泛的浊沸石胶结,整体沉积水动力强,以牵引流沉积为主,垂向沉积旋回发育迅速,表现为多个正旋回式河道沉积纵向叠置(见图 8(c-h));砂岩岩相主要发育平行层理和反粒序等沉积构造(见图 8(i)),表现为水动力较强的水下分流河道沉积。研究区佳二段一砂组沉积类型为典型的扇三角洲相沉积。

4.2　沉积相

4.2.1　扇三角洲平原亚相

根据录、测井和岩心等资料,研究区扇三角洲平原亚相可划分为辫状河道和漫流两类沉积微相。扇三角洲平原亚相是扇三角洲典型的陆上沉积单元,形成于近源搬运的氧化环境,受季节性水流控制,常发育重力流、片流与辫状河道相互叠置的厚层块状沉积。

研究区扇三角洲平原亚相以辫状河道沉积为主,多为重力流成因,整体表现为泥石流快速堆积、筛积舌状体与短期辫状河道相互叠置的沉积组合特征,一般为弱胶结—强压实—泥质粗砾岩相,部分呈泥砾互层状,胶结疏松,砾石大小混杂,粒径超过 10 cm,砾石多呈“漂浮状”,分选与磨圆较差,填隙物多呈褐红色,成分、结构成熟度较低,泥质占比较高。在辫状河道沉积微相中,常见一些洪积层理、块状层理及板状交错层理等沉积构造,GR 曲线多表现为中—高值,呈锯齿状箱形或钟形特征,对应的厚层块状砂砾岩体常与上下泥岩等细粒沉积物呈突变接触关系。漫流沉积微相一般由褐色至灰褐色薄层泥岩、泥质粉砂岩等细粒岩构成,块状层理在局部区域发育,偶含植物化石,在研究区整体欠发育。

4.2.2　扇三角洲前缘亚相

扇三角洲前缘亚相属于扇三角洲沉积体系中水下沉积物的主体,是研究区优质储层发育的核心区域,主要形成于还原环境;与扇三角洲平原亚相辫状河道相比,水下沉积环境的水动力减弱,重力流机制减少,侵蚀破坏程度较低,砂砾岩沉积物的牵引流河道特征明显,顶部细砾岩与含砾砂岩等保留较好。根据与物源区距离、水动力条件及岩相组合差异,可划分为扇三角洲前缘近岸亚相和远岸亚相,二者分别对应不同的微相与岩相(见表 2)。

表 2　中佳地区佳二段沉积相与岩相

Table 2 Sedimentary facies and lithofacies of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

沉积相	沉积亚相	沉积微相	储层岩相	主要岩性
扇三角洲	扇三角洲平原	辫状河道	弱胶结—强压实—泥质粗砾岩相	泥质粗砾岩
		漫流		粉砂质泥岩、泥质粉砂岩
		分流河道间		
	扇三角洲前缘近岸/远岸	近岸水下分流河道	中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相	砂质中砾岩
		远岸水下分流河道	中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相	砂质细砾岩
		河口坝	强胶结—强压实—砂岩相	含砾砂岩、中粗砂岩

扇三角洲前缘近岸亚相是扇三角洲平原亚相的水下延伸部分,邻近物源区,水动力条件强,以牵引流沉积为主,主要沉积微相是水下分流河道,其次是分流河道间。岩相以砂质中砾岩相为主,少量为砂质细砾岩相,发育中砾岩—细砾岩—含砾砂岩的正韵律组合,砾石优势粒径为 4～16 mm,磨圆、分选差—中等,填隙物以砂质杂基(体积分数为 10%～20%)为主,颗粒支撑结构较为发育,发育平行层理、槽状交错层理及叠瓦状砾石排列等沉积构造,底部常见明显冲刷侵蚀面,局部存在岩性突变接触,反映近源快速堆积与强水动力改造叠加的沉积特征。测井曲线主要表现为较低的自然伽马及高电阻率特征,以微齿—齿化箱形或钟形为主,砂体垂向厚度较大(3～15 m),横向延伸稳定,河道一般呈带状展布,是研究区优质储层对应发育的优势沉积微相。

扇三角洲前缘远岸亚相远离物源区,是近岸亚相的水下延伸部分,水动力条件减弱,牵引流与弱水动力沉积并存,可划分为水下分流河道、河口坝及分流河道间 3 种沉积微相。岩相以砂质细砾岩相和砂岩相为主,优势相的砾石粒径一般为 2～4 mm,磨圆及分选呈中等—较好特征,填隙物的体积分数略高(大于 15%),局部发育泥质夹层。局部岩心可见不明显的冲刷侵蚀面,多表现为岩性渐变接触特征,可见波状层理、平行层理及低角度交错层理等沉积构造。测井曲线多为中—高自然伽马和中电阻率特征,整体表现为

以多期齿化钟形叠加的曲线形态为主，砂体垂向厚度(1～8 m)较薄，横向延伸范围广但连续性较差，多呈薄层状、透镜状展布，是研究区重要的储层组成部分。

研究区扇三角洲体系整体呈退积特征，受河道频繁摆动迁移与沉积体侵蚀破坏的双重作用，河口坝微相发育受限，局部沉积于前缘远岸亚相的前端位置，主要由灰色、褐灰色薄层砂岩相组成。扇三角洲前缘近岸和远岸亚相中的分流河道间微相岩性主要为灰色、绿灰色薄层泥岩，分布于水下分流河道两旁的低能沉积环境，形成砂纹层理和水平层理等小型沉积构造

4.3　有利岩相与沉积相平面展布

二叠系沉积早期，受海西运动构造旋回影响，准噶尔盆地西北缘由残余海逐渐转为内陆前陆盆地[37]。研究区处于盆地中心和边缘的过渡区域，佳木河组沉积时期，处于强烈的构造活动阶段，大量边缘粗碎屑物质堆积，为扇三角洲沉积体系的形成与发育提供充足的物质基础条件。

研究区佳二段一砂组岩相的空间分布受沉积体系和构造格局共同控制，沉积微相与优势岩相具有显著的耦合关系，呈清晰的分区分带特征(见图 9)。垂向上，沉积相和岩相呈明显的演化规律，佳二段一砂组底部以扇三角洲平原亚相辫状河道为主，物源供给强度大，泥质粗砾岩相发育；向中上部逐渐过渡为扇三角洲前缘近岸亚相，水下分流河道微相发育，优质储层岩相(砂质中砾岩相)集中分布；顶部以扇三角洲前缘远岸亚相水下分流河道为主，但物源供给减弱，砂质细砾岩相和砂岩相占比增加，局部夹泥岩薄层，整体呈扇体退积演化特征，反映佳二段一砂组沉积时期的研究区湖平面逐渐上升、物源供给强度整体减弱的沉积背景。平面上，北部的近东西向弧形断裂——红 3 井东断裂控制研究区佳木河组的展布范围，导致扇三角洲平原发育范围较小，主要分布在 ZJ701—ZJ7 井以北一带，辫状河道微相呈分支状展布，与泥质粗砾岩相的分布范围一致。扇三角洲前缘近岸和远岸亚相是研究区的主体优势沉积亚相，在研究区广泛分布，其中前缘近岸水下分流河道主要发育砂质中砾岩相，呈北东—南西向主水道与分支水道交织的网状展布，分布在 ZJ904—XG1 井区一带，为优质储层“甜点”区的核心分布带；前缘远岸水下分流河道主要发育砂质细砾岩相，主要分布在 ZJ3—G201—ZJ12 井一带以南，延伸范围较广。

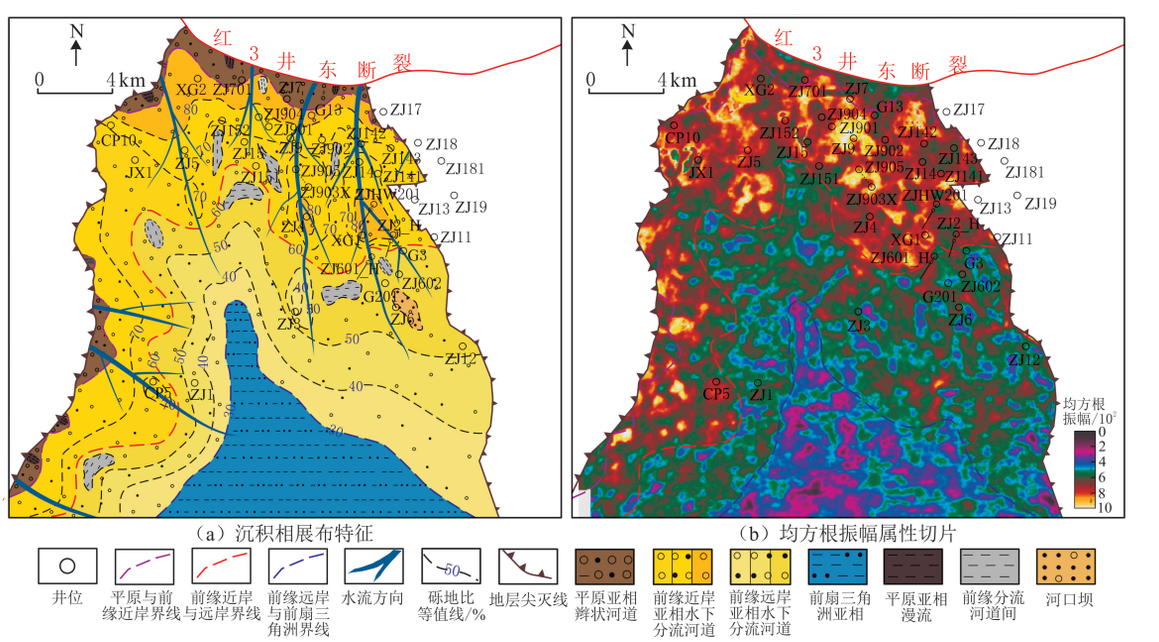


图 9　中佳地区佳二段一砂组沉积相展布特征及均方根振幅属性切片

Fig. 9 Sedimentary facies distribution characteristics and root mean square amplitude attribute slice of the first group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area

前扇三角洲为扇三角洲体系最远端水下沉积单元，位于扇三角洲前缘远岸外侧，处在正常浪基面以下，属于安静水体细粒沉积环境，沉积物主要来自前端远岸水下分流河道搬运的细粒悬浮物质，砾地比一般小于 30%。研究区前扇三角洲亚相无实钻取心资料，主要依据区域沉积背景、沉积相序演化规律及均

方根振幅属性切片落实亚相边界(主要位于研究区南部最远端)。

研究区试油试采资料表明,扇三角洲平原辫状河道和前缘远岸水下分流河道的产油气量明显低于前缘近岸水下分流河道的。目前,佳木河组探明的天然气地质储量达数百亿立方米,油气富集区主要位于研究区前缘近岸水下分流河道的牵引流中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相,部署完钻的 ZJ904、ZJ142、ZJ143 等井在佳二段一砂组的牵引流砂质中砾岩相中获得百立方高产油气流,其次在前缘远岸水下分流河道的牵引流中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相部署的多口井也获得工业油气流。深化分析岩相及沉积相,明确不同沉积微相的展布规律及其对应的优势岩相分布,对准噶尔盆地扇三角洲沉积体系背景下勘探评价与部署方向具有指导作用。

5　结论

(1)准噶尔盆地中佳地区佳二段一砂组储层以砂砾岩为主,可划分为弱胶结—强压实—泥质粗砾岩相、中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相、中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相和强胶结—强压实—砂岩相 4 类。其中,砂质中砾岩相和砂质细砾岩相的储集性能及含油气性明显优于另外两类的,是研究区最有利的储集岩相。

(2)研究区佳木河组发育红车和中拐两大物源体系,西部红车扇体物源来自西北向,北部中拐扇体物源来自东北向,各物源方向与扇三角洲沉积物主要的推进方向基本一致。

(3)研究区佳二段一砂组发育典型的近缘快速堆积扇三角洲沉积体系,整体为湖侵退积沉积序列,主要发育扇三角洲平原、前缘近岸和远岸亚相,以及辫状河道、漫流、前缘近岸水下分流河道、前缘远岸水下分流河道、分流河道间和河口坝 6 种沉积微相。辫状河道充填泥质粗砾岩相,前缘近岸水下分流河道以砂质中砾岩相为主,前缘远岸水下分流河道多发育砂质细砾岩相,砂岩相局部见于河口坝。有利储集岩相受沉积微相控制,扇三角洲前缘近岸水下分流河道控制的中强胶结—中强压实—砂质中砾岩相储集性能最优,其次是前缘远岸水下分流河道控制的中强胶结—中强压实—砂质细砾岩相。

参考文献(References):

[1] 姜伟,王志维,刁志龙,等.准噶尔盆地中拐凸起东斜坡上乌尔禾组常规—致密油藏主控因素及成藏模式[J].东北石油大学学报,2024,48(2):1-15.
Jiang Wei, Wang Zhiwei, Diao Zhilong, et al. Main controlling factors and accumulation model of conventional-tight oil reservoirs in the Upper Uerhe Formation of the eastern slope of Zhongguai Uplift, Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024,48(2):1-15.

[2] 卢红刚,刁志龙,王志维,等.玛南斜坡侏罗系三工河组二段砂质碎屑流沉积特征及成藏条件[J].东北石油大学学报,2025,49(5):24-33.
Lu Honggang, Diao Zhilong, Wang Zhiwei, et al. Sedimentary characteristics and hydrocarbon accumulation conditions of the sandstone debris flow in the second member of Jurassic Sangonghe Formation on southern slope of Mahu Depression[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025,49(5):24-33.

[3] 龚德瑜,赵长永,何文军,等.准噶尔盆地西北缘天然气成因来源及勘探潜力[J].石油与天然气地质,2022,43(1):161-174.
Gong Deyu, Zhao Changyong, He Wenjun, et al. Genetic types and exploration potential of natural gas at northwestern margin of Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022,43(1):161-174.

[4] 何文军,杨海波,费李莹,等.准噶尔盆地新光地区佳木河组致密砂岩气有利区资源潜力综合分析[J].天然气地球科学,2018,29(3):370-381.
He Wenjun, Yang Haibo, Fei Liying, et al. Comprehensive analysis of tight sandstone gas resource potential in the favorable area of Jiamuhe Formation in Xinguang Area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018,29(3):370-381.

[5] 操应长,燕苗苗,葸克来,等.玛湖凹陷夏子街地区三叠系百口泉组砂砾岩储层特征及控制因素[J].沉积学报,2019,37(5):945-956.
Cao Yingchang, Yan Miaomiao, Xi Kelai, et al. The characteristics and controlling factors of glutenite reservoir in the Triassic Baikouquan Formation, Xiazijie Area, Mahu Depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2019,37(5):945-956.

[6] 张雪莲,陈安清,石文龙,等.渤海海域深层砂砾岩组构多样性成因模式及控缝溶体储层效应[J].成都理工大学学报(自然科学版),2025,52(4):795-812.

Zhang Xuelian, Chen Anqing, Shi Wenlong, et al. Genesis heterogeneity and reservoir-controlling mechanisms of deep Paleogene conglomerate petrofabrics in the Bohai Sea Area[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2025,52(4):795-812.

[7] 李道清,兰浩,郭巧珍,等.准噶尔盆地中拐凸起南部构造演化及油气地质意义:以中佳地区下二叠统佳木河组为例[J].东北石油大学学报,2024,48(5):48-61.
Li Daoqing, Lan Hao, Guo Qiaozhen, et al. Structural evolution and geological significance of hydrocarbons in the south of Zhongguai Uplift, Junggar Basin: a case study of the Jiamuhe Formation of the Lower Permian in Zhongjia Area[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2024,48(5):48-61.

[8] 吴晨骁,姚宗全,德勒恰提·加娜塔依,等.准噶尔盆地沙湾凹陷西斜坡二叠系佳木河组物源区构造背景分析[J].古地理学报,2022,24(6):1149-1161.
Wu Chenxiao, Yao Zongquan, Deleqiati·Janatayi, et al. Tectonic setting analysis of provenance area of the Permian Jiamuhe Formation on western slope of Shawan Sag, Junggar Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2022,24(6):1149-1161.

[9] 李宗浩,刘海磊,卞保力,等.准噶尔盆地西北缘掩伏带构造特征及勘探潜力分析[J].特种油气藏,2018,25(5):56-60.
Li Zonghao, Liu Hailei, Bian Baoli, et al. Structure characterization and exploration potential analysis of the shielding belt in the northwestern rim of Junggar Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018,25(5):56-60.

[10] 郗诚,高军,魏利燕,等.准噶尔盆地中拐凸起佳木河组潜力区预测[J].新疆石油地质,2015,36(4):385-388.
Xi Cheng, Gao Jun, Wei Liyan, et al. Prediction of potential area of Jiamuhe Formation of Lower Permian in Zhongguai Swell in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015,36(4):385-388.

[11] 徐新,周可法,王煜. 西准噶尔晚古生代残余洋盆消亡时间与构造背景研究[J].岩石学报,2010,26(11):3206-3214.
Xu Xin, Zhou Kefa, Wang Yu, et al. Study on extinction of the remnant oceanic basin and tectonic setting of West Junggar during Late Paleozoic[J]. Acta Petrologica Sinica, 2010,26(11):3206-3214.

[12] 杨川,李啸,吴涛,等.准噶尔盆地致密砾岩储层特征及"甜点"预测:以中佳地区佳木河组二段一砂组储层为例[J].天然气地球科学,2023,34(2):253-270.
Yang Chuan, Li Xiao, Wu Tao, et al. Characteristics and "sweet spot" prediction of tight conglomerate reservoir: case study of the first sand group of the second member of Jiamuhe Formation in the Zhongjia Area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023,34(2):253-270.

[13] 杨川,吴涛,李啸,等.准噶尔盆地中拐凸起佳木河组储集层物性实测值校正[J].新疆石油地质,2021,42(6):749-755.
Yang Chuan, Wu Tao, Li Xiao, et al. Correction of measured reservoir physical properties of Jiamuhe Formation in Zhongguai Uplift of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021,42(6):749-755.

[14] 何辉,李顺明,孔垂显,等.准噶尔盆地西北缘二叠系佳木河组火山岩有效储层特征与定量评价[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(2):1-12.
He Hui, Li Shunming, Kong Chuixian, et al. Characteristics and quantitative evaluation of volcanic effective reservoir in Jiamuhe Formation of Permian, northwestern margin of Junggar Basin[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2016,40(2):1-12.

[15] 刘明军,袁述武,解克萍,等.准噶尔盆地西北缘五八区二叠系佳木河组火山岩储层物性特征研究[J].长江大学学报(自科版),2014,11(26):36-39.
Liu Mingjun, Yuan Shuwu, Xie Keping, et al. Study on petrophysical characteristics of volcanic reservoirs in the Jiamuhe Formation of the Permian system in the Wuba District, northwestern margin of the Junggar Basin[J]. Journal of Yangtze University(Natural Science Edition), 2014,11(26):36-39.

[16] 范存辉,支东明,秦启荣,等.准噶尔盆地小拐地区佳木河组储层特征及主控因素[J].大庆石油学院学报,2012,36(2):48-52.
Fan Cunhui, Zhi Dongming, Qin Qirong, et al. Reservoir characteristics and dominant factors of Jiamuhe Formation in Xiaoguai Area of Junggar Basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2012,36(2):48-52.

[17] 吴晓智,蒋宜勤,李佰华,等.准噶尔盆地西北缘中拐—五八区佳木河组储层主控因素及发育区预测[J].新疆地质,2010,28(2):174-179.
Wu Xiaozhi, Jiang Yiqin, Li Baihua, et al. Predominant factor and forecasting of reservoir of Zhongguai-5-8 zone's Permian Jiamuhe Formation in northwest margin, Zhungger Basin[J]. Xinjiang Geology, 2010,28(2):174-179.

[18] 徐苗苗,兰浩,钟骏兵,等.准噶尔盆地中佳地区砾岩储层应力敏感性特征及微观作用机制[J].东北石油大学学报,2025,49(5):34-44.
Xu Miaomiao, Lan Hao, Zhong Junbing, et al. Characteristics and microscopic mechanisms of stress sensitivity of conglomerate reservoirs in Zhongjia Area of Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025,49(5):34-44.

[19] 闫文琦,刘荷冲,刘海磊,等.准噶尔盆地中拐凸起深层含浊沸石火山碎屑岩优质储层特征及发育模式[J].东北石油大学学报,2025,

49(4):1-13.
Yan Wenqi, Liu Hechong, Liu Hailei, et al. High quality reservoir characteristics and development model of deep pyroclastic rock containing laumontite in Zhongguai Uplift, Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025,49(4):1-13.

[20] 赵长永,师翔,廖伟,等.砾岩中浊沸石的形成和溶蚀对储层物性的影响:以准噶尔盆地西北缘中佳地区下二叠统佳木河组砾岩气藏为例[J].北京大学学报(自然科学版),2023,59(5):782-792.
Zhao Changyong, Shi Xiang, Liao Wei, et al. Formation and erosion of zeolites in conglomerate reservoirs impact on physical properties: an example of a conglomerate gas reservoir of Lower Permian Jiamuhe Formation in middle abduction bulge on northwest margin of Junggar Basin[J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis, 2023,59(5):782-792.

[21] 吴和源,唐勇,孙玮,等.准噶尔盆地中拐凸起二叠系佳木河组砂砾岩沸石胶结特征及其成岩机制分析[J].岩石矿物学杂志,2018,37(1):75-86.
Wu Heyuan, Tang Yong, Sun Wei, et al. An analysis of the zeolite cement in sand-conglomerate and the diagenetic mechanism of Jiamuhe Formation, Zhongguai Area, Junggar Basin[J]. Acta Petrologica et Mineralogica, 2018,37(1):75-86.

[22] 李振华,邱隆伟,师政,等.准噶尔盆地中拐地区佳二段沸石类矿物成岩作用及其对油气成藏的意义[J].中国石油大学学报(自然科学版),2014,38(1):1-7.
Li Zhenhua, Qiu Longwei, Shi Zheng, et al. Diagenesis of zeolite minerals and its significance for hydrocarbon accumulation in the second member of Jiamuhe Formation of Zhongguai Area, Junggar Basin[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2014,38(1):1-7.

[23] 李二庭,靳军,曹剑,等.准噶尔盆地新光地区佳木河组天然气地球化学特征及成因[J].天然气地球科学,2019,30(9):1362-1369.
Li Erting, Jin Jun, Cao Jian, et al. Geochemical characteristics and genesis of natural gas in Jiamuhe Formation in Xinguang Area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019,30(9):1362-1369.

[24] 杨镱婷,陈群福,陈磊,等.准噶尔盆地中拐地区佳木河组致密砂岩气成因类型及气源[J].新疆石油天然气,2017,13(3):6-10.
Yang Yiting, Chen Qunfu, Chen Lei, et al. Tight sandstone gas genetic type and gas source in the Jiamuhe Formation of Zhongguai Area, Junggar Basin[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2017,13(3):6-10.

[25] 李振华,邱隆伟,孙宝强,等.准噶尔盆地中拐地区佳木河组流体包裹体特征及成藏期次划分[J].天然气地球科学,2013,24(5):931-939.
Li Zhenhua, Qiu Longwei, Sun Baoqiang, et al. Characteristics of fluid inclusion and charging events of natural gas in Permian Jiamuhe Formation of Zhongguai Area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013,24(5):931-939.

[26] 杨海风,柳广弟,雷德文,等.准噶尔盆地西北缘中拐、五、八开发区佳木河组天然气与石油成藏差异性研究[J].高校地质学报,2008,14(2):262-268.
Yang Haifeng, Liu Guangdi, Lei Dewen, et al. Differences between oil and gas accumulations in Zhongguai, 5th & 8th districts of Karamay Oil Field, northwestern margin of Junggar Basin[J]. Geological Journal of China Universities, 2008,14(2):262-268.

[27] 吴和源,唐勇,常秋生. 准噶尔盆地中拐凸起佳木河组沸石类胶结砂砾岩储集层成因机理[J].新疆石油地质,2017,38(3):281-288.
Wu Heyuan, Tang Yong, Chang Qiusheng, et al. Genesis of sandy conglomerate reservoirs cemented by zeolites in Jiamuhe Formation of Zhongguai Swell, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017,38(3):281-288.

[28] 张从侦,张越迁,罗建玲,等.准噶尔盆地小拐油田佳木河组中段沉积相辨析[J].新疆石油地质,2012,33(4):417-419.
Zhang Congzhen, Zhang Yueqian, Luo Jianling, et al. Analysis of sedimentary facies of middle member of Permian Jiamuhe Formation in Xiaoguai Oilfield of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012,33(4):417-419.

[29] 李璐,刘明军,胡志鹏,等.对五八区佳木河组沉积特征和储层特征的整体认识[J].地球科学前沿,2016,6(3):137-150.
Li Lu, Liu Mingjun, Hu Zhipeng, et al. The overall understanding of the sedimentary characteristics and reservoir characteristics of the Jiamuhe Formation, 5-8 District[J]. Advances in Geosciences, 2016,6(3):137-150.

[30] 武小宁,钟厚财,林煜,等.中拐凸起走滑断裂发育特征及对成藏的控制作用[J].断块油气田,2023,30(2):286-293.
Wu Xiaoning, Zhong Houcai, Lin Yu, et al. The development characteristics of strike-slip faults and its control effect on reservoir accumulation in Zhongguai Uplift[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023,30(2):286-293.

[31] 隋风贵. 准噶尔盆地西北缘构造演化及其与油气成藏的关系[J].地质学报,2015,89(4):779-793.
Sui Fenggui. Tectonic evolution and its relationship with hydrocarbon accumulation in the northwest margin of Junggar Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2015,89(4):779-793.

[32] 蔡毅. 中拐凸起南斜坡二叠系佳木河组砂砾岩储层特征分析[D].北京:中国石油大学(北京),2016:2-35.
Cai Yi. The research on sandy conglomerate reservoir characteristics of Permian Jiamuhe Formation of the southern slope of Zhongguai Uplift[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2016:2-35.

[33] 赵红格,刘池洋. 物源分析方法及研究进展[J].沉积学报,2003,21(3):409-415.
Zhao Hongge, Liu Chiyang. Approaches and prospects of provenance analysis[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2003,21(3):

409-415.

[34] 单祥,邹志文,孟祥超,等.准噶尔盆地环玛湖地区三叠系百口泉组物源分析[J].沉积学报,2016,34(5):930-939.
Shan Xiang, Zou Zhiwen, Meng Xiangchao, et al. Provenance analysis of Triassic Baikouquan Formation in the area around Mahu Depression, Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016,34(5):930-939.

[35] 施振生,王秀芹,吴长江. 四川盆地上三叠统须家河组重矿物特征及物源区意义[J].天然气地球科学,2011,22(4):618-627.
Shi Zhensheng, Wang Xiuqin, Wu Changjiang. The heavy minerals and provenances of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2011,22(4):618-627.

[36] 李洪奇.沉积学研究中的地层倾角测井资料解释[J].沉积学报,1995,13(1):82-87.
Li Hongqi. Interpretation of dipmeters in sedimentological research[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1995,13(1):82-87.

[37] 汪孝敬,李维锋,董宏,等.砂砾岩岩相成因分类及扇三角洲沉积特征:以准噶尔盆地西北缘克拉玛依油田五八区上乌尔禾组为例[J].新疆石油地质,2017,38(5):537-543.
Wang Xiaojing, Li Weifeng, Dong Hong, et al. Genetic classification of sandy conglomerate facies and sedimentary characteristics of fan delta: a case study from Upper Wuerhe Formation in district Wuba in northwestern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017,38(5):537-543.

(上接第70页)

[23] 庞雄,申俊,袁立忠,等.南海珠江深水扇系统及其油气勘探前景[J].石油学报,2006,27(3):11-15.
Pang Xiong, Shen Jun, Yuan Lizhong, et al. Petroleum prospect in deep-water fan system of the Pearl River in the South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006,27(3):11-15.

[24] 柳保军,庞雄,颜承志,等.珠江口盆地白云深水区渐新世—中新世陆架坡折带演化及油气勘探意义[J].石油学报,2011,32(2):234-242.
Liu Baojun, Pang Xiong, Yan Chengzhi, et al. Evolution of the Oligocene-Miocene shelf slope-break zone in the Baiyun deep-water area of the Pearl River Mouth Basin and its significance in oil-gas exploration[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011,32(2):234-242.

[25] 高阳东,汪旭东,徐乐意,等.白云凹陷天然气勘探历程与大中型气田形成主控因素[J].中国海上油气,2025,37(3):1-15.
Gao Yangdong, Wang Xudong, Xu Leyi, et al. Natural gas exploration history and main controlling factors for formation of large and medium gas fields in Baiyun Sag[J]. China Offshore Oil and Gas, 2025,37(3):1-15.

[26] 孙珍,庞雄,钟志洪,等.珠江口盆地白云凹陷新生代构造演化动力学[J].地学前缘,2005,12(4):489-498.
Sun Zhen, Pang Xiong, Zhong Zhihong, et al. Dynamics of tertiary Tectonic evolution of the Baiyun Sag in the Pearl River Mouth Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2005,12(4):489-498.

[27] 曾清波,吴景富,赵志刚,等.珠江口盆地白云—荔湾深水区珠江组大型水道体系的发现与勘探意义[J].石油学报,2013,34(增刊2):48-56.
Zeng Qingbo, Wu Jingfu, Zhao Zhigang, et al. Discovery and exploratory significance of a deep-water channel system in Zhujiang Formation, Baiyun-Liwan Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013,34(S2):48-56.

[28] 李华,何幼斌,谈梦婷,等.深水重力流水道—朵叶体系形成演化及储层分布:以鄂尔多斯盆地西缘奥陶系拉什仲组露头为例[J].石油与天然气地质,2022,43(4):917-928.
Li Hua, He Youbin, Tan Mengting, et al. Evolution of and reservoir distribution within deep-water gravity flow channel-lobe system: a case study of the Ordovician Lashenzhong Formation outcrop at western margin of Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022,43(4): 917-928.

[29] Posamentier H W, Kolla V. Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings[J]. Journal of Sedimentary Research, 2003,73(3):367-388.

[30] Mayall M, Jones E, Casey M. Turbidite channel reservoirs: key elements in facies prediction and effective development[J]. Marine and Petroleum Geology, 2006,23(8):821-841.

[31] Li Q, Wu W, Liang J S, et al. Deep-water channels in the Lower Congo Basin: evolution of the geomorphology and depositional environment during the Miocene[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020,115:104260.

Lithofacies types and sedimentary characteristics of glutenite in the first sand group of the second member of the Jiamuhe Formation, Zhongjia Area, Junggar Basin/2026,50(5):71-84

Diao Zhilong, Liu Hailei, Liu Hechong, Wang Zhizhong, Yan Wenqi

(*Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang* 830014, *China*)

Abstract: Based on core, mud logging, well logging, geophysical information and experimental analytical data from the first sand group of the second member of the Jiamuhe Formation in Zhongjia Area of the Junggar Basin, this study investigates the lithofacies characteristics and classification, provenance system identification, and sedimentary features of sandy conglomerates, and delineates the depositional distribution of different sandy conglomerate lithofacies. The results indicate that the study area can be divided into four lithofacies types: weakly cemented and strongly compacted and argillaceous coarse conglomerate facies, moderately-strongly cemented and moderately-strongly compacted and sandy medium conglomerate facies, moderately-strongly cemented and moderately-strongly compacted and sandy fine conglomerate facies, and strongly cemented and strongly compacted and sandstone facies, among which the sandy medium conglomerate and sandy fine conglomerate facies exhibit the best reservoir properties. The provenance of the Jiamuhe Formation in the study area is mainly derived from the Zhongguai and Hongche alluvial fans, which jointly control the planar distribution of the sandy conglomerates. The Jiamuhe Formation represents a typical proximal, rapidly accumulated fan-delta depositional system, developing six sedimentary microfacies including braided channels in the fan-delta plain, nearshore subaqueous distributary channels in the fan-delta front, and distal subaqueous distributary channels in the fan-delta front. Among these, the sandy medium conglomerate facies controlled by nearshore subaqueous distributary channels in the fan-delta front has the best physical properties and constitutes the most favorable reservoir facies belt, followed by the sandy fine conglomerate facies in distal subaqueous distributary channels. These findings provide a geological basis for future hydrocarbon exploration and development in the study area.

Key words: Junggar Basin; Zhongjia Area; Jiamuhe Formation; lithofacies type; provenance system; sedimentary characteristics; fan delta