

https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.171



山前冲断带砂砾岩储层发育机制及控制因素： 以柴达木盆地昆北油田切 12 区为例

宫清顺¹, 刘占国¹, 王波², 朱超^{1*}, 宋光永¹, 伍劲¹

1. 中国石油天然气股份有限公司杭州地质研究院, 浙江杭州 310023

2. 中国石油青海油田公司勘探开发研究院, 甘肃敦煌 736202

摘要: 柴达木盆地昆北断阶带为大型山前压扭冲断构造带, 该构造带上的昆北油田切 12 区下干柴沟组下段发育厚层冲积扇沉积的砂砾岩储层. 明确储层微观特征及发育控制因素, 对冲断带砂砾岩储层评价与油藏治理具有重要意义. 运用铸体薄片、X-衍射、扫描电镜、常规压汞与恒速压汞等测试分析资料, 系统研究冲积扇砂砾岩储层微观特征, 明确储层发育的主控因素. 结果表明, 切 12 区砂砾岩储层具有成分成熟度低、结构成熟度低的岩石学特征, 储集空间类型具双重孔隙介质特征, 发育 2 类储层结构模式、4 类储集空间类型、4 类储层孔隙结构, 储层物性为低孔、特低渗型储层, 成岩作用阶段为早成岩阶段 B 期. 在砂岩动力成岩作用相同的地质背景下, 成岩作用对储层改造的影响是相对均衡的, 储层发育程度的差异主要受控于沉积作用差异而导致的碎屑组成与结构差异, 泥质含量是储层发育程度差异的主控因素, 明确泥质含量上限为 8%, 颗粒分选对储层性质起重要作用. 建立了基于泥质含量、物性、孔隙结构和产能指标的储层评价分类标准, 将砂砾岩储层划分为 4 类; 运用该认识指导油藏综合治理, 并取得应用实效.

关键词: 柴达木盆地; 昆北油田; 山前冲断带; 冲积扇; 砂砾岩储层; 控制因素; 石油地质.

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2024)01-055-16

收稿日期: 2022-01-07

Mechanism and Controlling Factors of Sandy Conglomerate Reservoir in Piedmont Thrust Belt: A Case of Kunbei Oilfield, Qaidam Basin, NW China

Gong Qingshun¹, Liu Zhanguo¹, Wang Bo², Zhu Chao^{1*}, Song Guangyong¹, Wu Jin¹

1. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou 310023, China

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang 736202, China

Abstract: The Kunbei thrust belt of Qaidam Basin is a large piedmont compression-torsion thrust belt. On the belt, the thick sandy conglomerate reservoir formed in alluvial fan is developed in the lower member of the lower Ganchaigou Formation in Qie12 block of Kunbei Oilfield. Understanding of the microcosmic characteristics and the main development controlling factors of this sandy conglomerate reservoir is significant to reservoir evaluation and the comprehensive reservoir management. In this study, the microcosmic characteristics of alluvial fan sandy conglomerate reservoir were systematically studied by using casting thin sections,

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司基础性前瞻性重大科技专项 (No. 2023ZZ02).

作者简介: 宫清顺 (1979-), 男, 高级工程师, 从事沉积储层与油藏地质工作. ORCID: 0000-0003-2529-8539. E-mail: gongqs_hz@petrochina.com.cn

* 通讯作者: 朱超, E-mail: Zhuc_hz@petrochina.com.cn

引用格式: 宫清顺, 刘占国, 王波, 朱超, 宋光永, 伍劲, 2024. 山前冲断带砂砾岩储层发育机制及控制因素: 以柴达木盆地昆北油田切 12 区为例. 地球科学, 49(1): 55-70.

Citation: Gong Qingshun, Liu Zhanguo, Wang Bo, Zhu Chao, Song Guangyong, Wu Jin, 2024. Mechanism and Controlling Factors of Sandy Conglomerate Reservoir in Piedmont Thrust Belt: A Case of Kunbei Oilfield, Qaidam Basin, NW China. *Earth Science*, 49(1): 55-70.

XRD, SEM, conventional mercury injection and constant velocity mercury injection, and the main controlling factors of reservoir development were identified. The results show that the sandy conglomerate reservoirs in the area have the petrological characteristics of low compositional maturity and low structural maturity. The reservoir space type is characterized by dual porosity medium. There are 2 types of reservoir structure modes, 4 types of reservoir space types and 4 types of reservoir pore structures. The reservoir is of low porosity, ultra-low permeability and early diagenesis stage B. Under the same geological background of reservoir dynamic diagenesis, the influence of diagenesis on reservoir reconstruction is relatively balanced. The difference of reservoir development degree is mainly controlled by the difference of clastic composition and structure caused by the difference of sedimentation. The shale content is the main controlling factor of the reservoir development degree, and the upper limit of the shale content for reservoir is 8%, while the particle sorting plays an important role in controlling the reservoir properties. The reservoir classification standard based on shale content, physical property, pore structure and productivity index was established, and the sandy conglomerate reservoir was divided into four types. The research findings have guided the comprehensive reservoir management and achieved practical application results.

Key words: Qaidam Basin; Kunbei Oilfield; piedmont thrust belt; alluvial fan; sandy conglomerate reservoir; controlling factor; petroleum geology.

砂砾岩储集体在我国东西部中生代陆相含油气盆地中广泛分布(冯子辉等, 2013; 杨田等, 2015; 杜红权等, 2016; 张月等, 2020; 鲍怡晨等, 2021). 近年来, 准噶尔盆地玛湖十亿吨级全球最大砾岩油区的重大发现(雷振宇等, 2005; 瞿建华等, 2019; 唐勇等, 2019; 李军等, 2020), 将砂砾岩储集体油藏勘探评价推向新的高潮, 成为国内油气增储上产的重要战场. 砂砾岩粗碎屑储层主要发育于盆地山前冲断带, 以冲积扇、扇三角洲沉积为主, 具有近源、快速堆积特征, 复杂的沉积水动力条件导致了砂砾岩储层的岩性与岩相变化快、储层碎屑组成与结构差异大、储层微观非均质性极强.

柴达木盆地昆北油田切 12 区油藏是典型的以砂砾岩为主要储集体类型的构造-岩性油藏. 该油藏开发初期, 按“厚层、块状”构造油藏地质模型进行投产, 出现“产能递减快、含水率上升快, 注采不均衡、局部单层突进并水淹严重”等突出问题. 储层发育机制及控制因素不明确, 是制约山前冲断带砂砾岩储层评价和油藏综合治理的关键地质问题. 林伶等(2011)和谭先锋等(2016)先后开展了基于辫状三角洲成因的砂砾岩储集体储层特征分析. 在前人研究基础上, 本文基于多种实验分析技术, 利用岩心、实验分析、测井及开发动态等资料, 开展储层特征研究, 明确砂砾岩储层岩石学特征、孔隙结构及其物性发育的主控因素, 开展储层综合评价与分类, 以期对油藏综合治理提供地质依据.

1 地质背景

柴达木盆地昆北断阶带位于东昆仑构造

带祁漫塔格山前, 是东昆仑构造向盆地挤压形成的、受 NW-SE 向延伸的昆北断层控制的大型前陆盆地山前压扭冲断构造带, 具有“南北成带、东西成块”的构造格局(付锁堂等, 2013, 2016). 昆北油田切 12 区油藏位于昆北断阶带西区, 构造形态为断背斜, 背斜走向为 NNE 向(图 1), 其目的层为下干柴沟组下段 IV 油组, 地层厚度分布在 35~110 m, 平均为 55 m.

笔者利用区域沉积背景、沉积层理构造、岩石粒度等相标志, 重新厘定研究区砂砾岩成因类型为冲积扇沉积(刘占国等, 2019). 在此基础上, 结合测井相特征, 划分辫状水道、泥石流、漫流沉积、径流水道及洪泛平原等 5 种沉积微相类型, 即 5 类 5 级构型要素, 建立“泛连通体”夹间歇性水道单元、稳定水道叠置分隔形成的复合水道单元、辫状水道与漫流沉积侧向相间单元、径流水道镶嵌于洪泛平原泥岩之中的单元等 4 个 4 级沉积构型单元(吴胜和等, 2012; 印森林等, 2013; 宫清顺等, 2019a). 不同构型单元内, 砂体结构、隔夹层样式及储层发育规模差异大(图 2). 稳定水道叠置分隔形成的复合水道单元, 由拼合板状结构的有效储层与“整体分散、局部交织状”分布样式的物性隔夹层构成, 储层发育规模最大; “泛连通体”夹间歇性水道单元则由透镜状的有效储层与“千层饼”状物性隔夹层构成, 储层发育规模小; 辫状水道与漫流沉积侧向相间单元, 储层发育规模介于上述两者之间; 径流水道镶嵌于洪泛平原泥岩之中的单元作为区域盖层, 不发育储层.

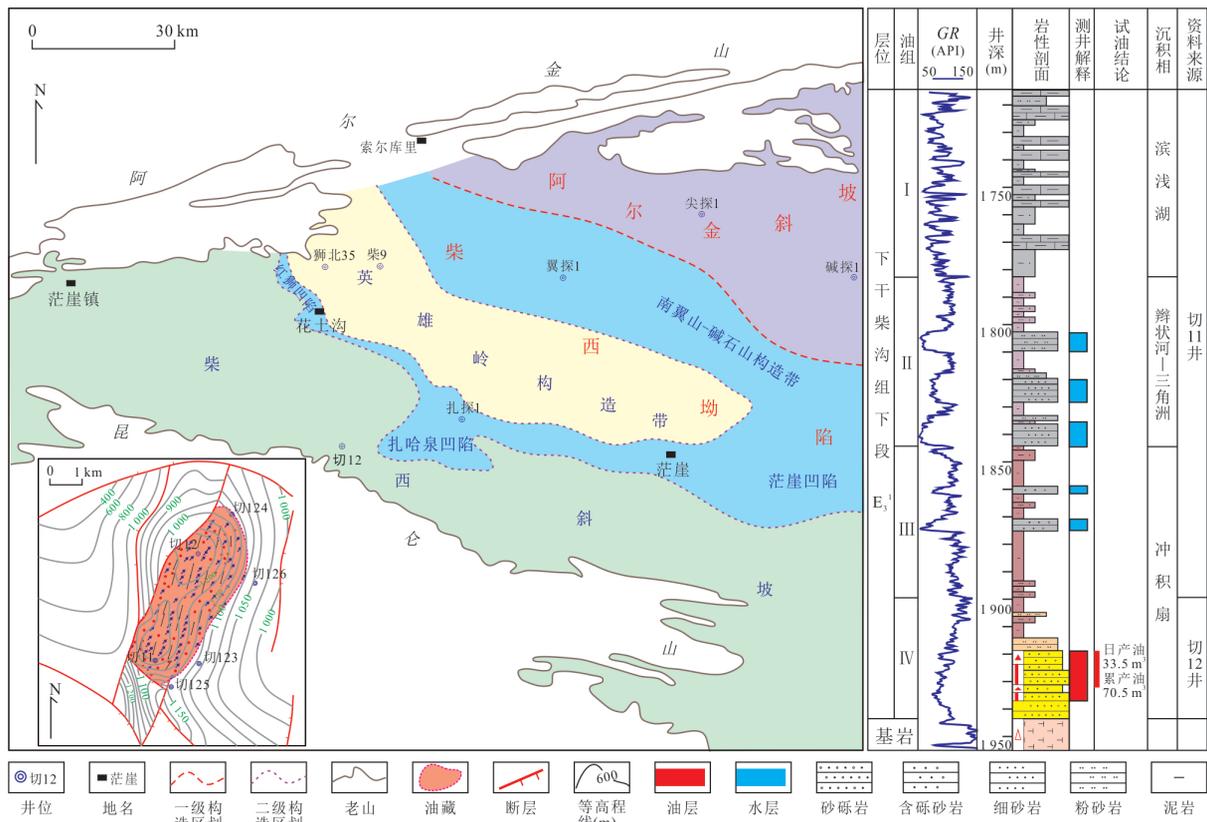


图 1 柴达木盆地昆北油田切 12 区构造位置和岩性柱状图

Fig.1 Tectonic location and lithologic log of Qie12 block in Kunbei Oilfield, Qaidam Basin

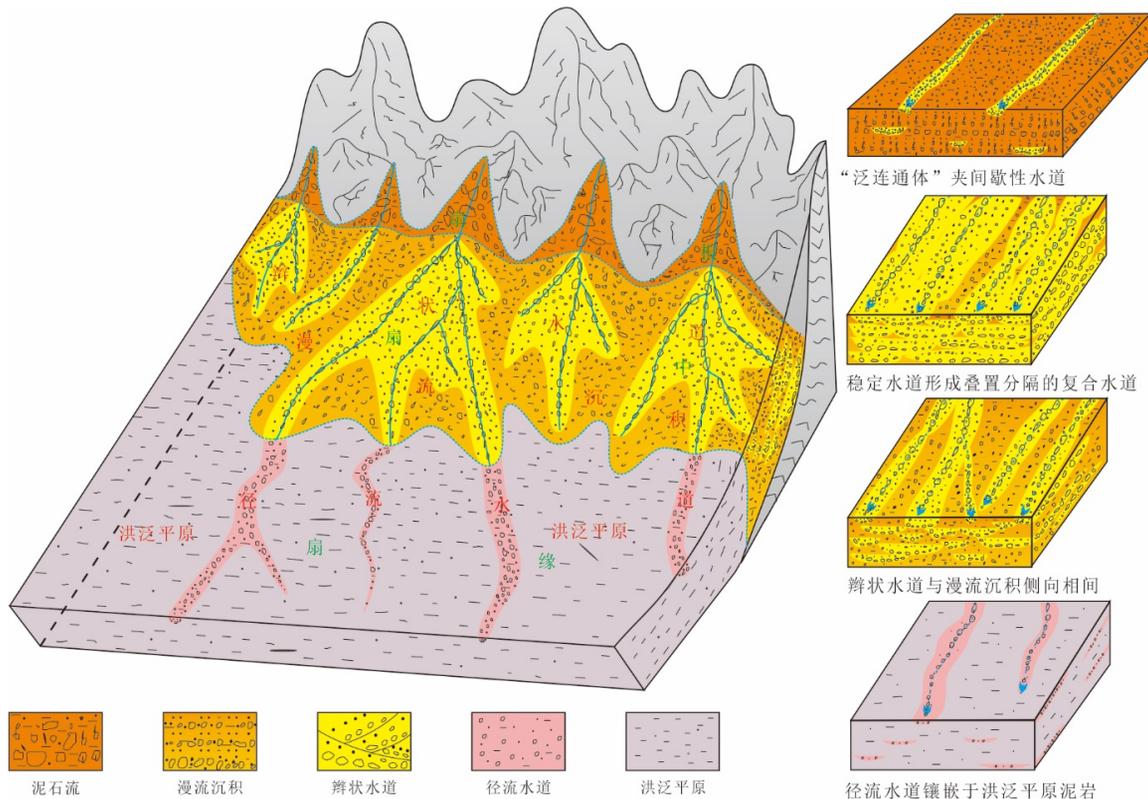


图 2 切 12 区冲积扇沉积及其内部构型模式

Fig.2 Sedimentary and internal architectural model of alluvial fan in Qie12 block

2 储层特征

笔者利用包括切 12-10-8 井、切 12-7-28 井及切 12-23-6 井 3 口连续取心井在内的 11 口取心井、260 m 岩心资料进行系统取样,开展铸体薄片、粒度、物性、扫描电镜、常规压汞、恒速压汞、全直径物性分析等实验分析,为储层特征研究提供了详实的数据支撑.针对该储层成岩作用较弱、岩心质地疏松,泥质含量高、水钻遇水膨胀破碎等导致取样难的问题,本次研究从取样方式进行改善,采取液氮冷冻、干钻的方式获得完整的柱塞样,避免取样过程中产生碎样、缺样,减少钻取样过程中产生的系统误差.

2.1 储层岩石学基本特征

切 12 区砂砾岩储层整体具有成分成熟度低、结构成熟度低的岩石学基本特征.成分成熟度低表现为成分成熟度指数 $Q/F+R$ 值低,介于 0.11~0.33 之间,平均为 0.23.储层碎屑成分中的石英平均含量为 19%,长石平均含量为 41%,以钾长石为主,岩屑平均含量为 40%,岩屑成分以花岗岩为主,其次为浅变质岩与碳酸盐岩(图 3).碎屑颗粒粒度粗,粒径涵盖了中砾至粗粉砂,以细砾至中砂为主,岩石类型以砂砾岩、砾质粗-中砂岩、砾岩为主,见少许的细砂岩、粉砂岩.

结构成熟度低体现为分选差、磨圆度为棱角-次棱角状、颗粒间以线-点接触为主,其次为漂浮式接触.填隙物中杂基含量高、胶结物含量低.杂基以含铁粘土为主,平均含量约 6%;其次为灰泥质,含量约为 1%.胶结物平均含量约为 3%,以

方解石为主,其次为硬石膏、含铁方解石等,胶结类型为孔隙型或基底式.据 X 衍射及扫描电镜分析,粘土矿物类型主要为伊利石(I)、伊蒙混层(I/S),含量分别占 47%、30%;其次为绿泥石、高岭石及蒙脱石,含量分别占 14%、5%、4%;伊/蒙混层中蒙皂石平均比率较低,为 17%(图 3).粘土矿物多以蜂窝状、叶片状、丝缕状、絮凝状及搭桥等方式充填于粗碎屑颗粒之间的孔隙与喉道,或围绕碎屑颗粒表面呈粘土膜状分布(图 4).

2.2 储集空间类型

据铸体薄片、扫描电镜资料,切 12 区下干柴沟组下段储层储集空间类型主要为剩余原生粒间孔(图 5a~5g),平均占 70%,孔隙分布较均匀,形态较规则,填隙物少量;其次为粒内溶蚀孔(图 5k~5n),平均占 22%,主要为长石、岩屑溶孔及沿缝扩溶孔,常呈蜂窝状或串珠状,形态不规则,溶蚀残余物多;泥质微孔平均占 7%,部分样品泥质微孔占主体(图 5o~5q),可见孔不发育;成岩缝(郭沫贞等,2006; Yousef *et al.*, 2022)占 1%(图 5h~5j),成因为上覆地层压力作用下沿颗粒接触点发生的刚性颗粒破裂而产生的颗粒内部缝隙,常沿成岩缝发生粒内溶蚀(图 5h~5j),成岩缝定向性弱,常局限于相互接触的颗粒内部.

结合粒度分析资料,明确切 12 区砂砾岩储层存在受沉积组构差异控制形成的两类储层结构模式(刘敬奎,1983;罗明高,1991),分别为双模态和复模态.双模态储层结构,是由砾石支撑形成骨架、砂质碎屑充填于其中,或砾石呈悬浮状分布于砂质碎屑中,粒度直方图呈双峰,主要的粒度区间为细砾、

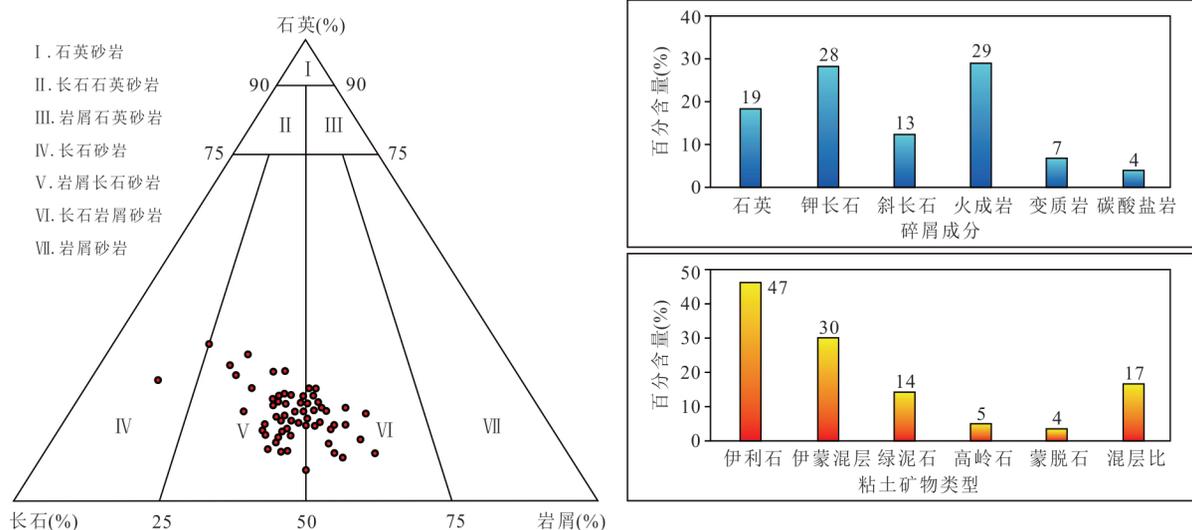


图 3 切 12 区储层碎屑成分组成及粘土矿物组成

Fig.3 Distribution of reservoir clastic constituents and clay mineral in Qie12 block

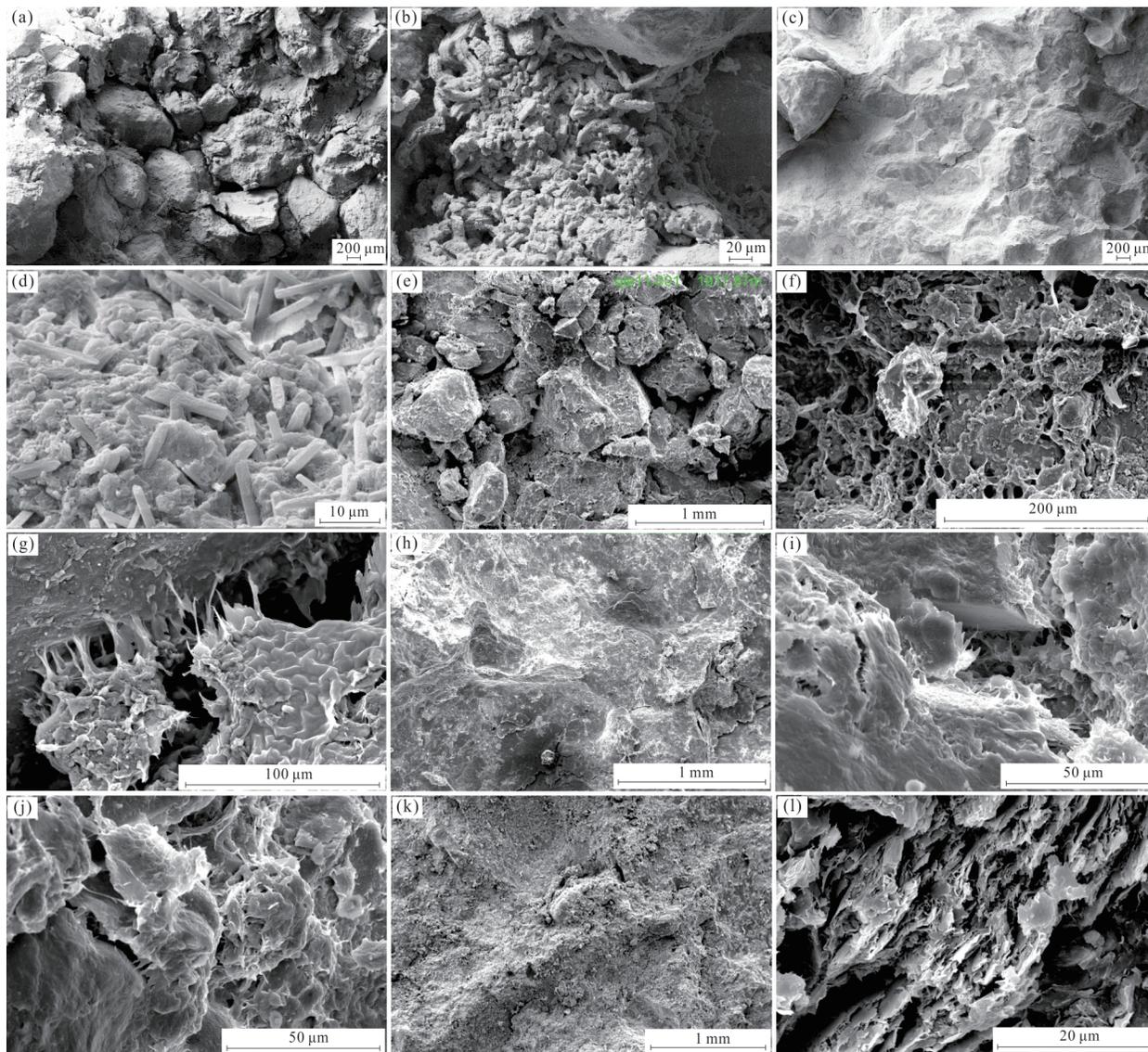


图 4 切 12 区储层粘土矿物分布特征

Fig.4 Pattern of clay mineral in Qie12 block

a. 切 12-23-6 井, 1 911.78 m, 砂砾岩, 全貌, 孔隙发育; b. 切 12-23-6 井, 1 911.78 m, 砂砾岩, 粒间蠕虫状高岭石充填; c. 切 12-23-6 井, 1 908.49 m, 泥质砂岩, 全貌, 孔隙不发育; d. 切 12-23-6 井, 1 908.49 m, 泥质砂岩, 粒间蠕虫状高岭石充填, 自生硬石膏晶体; e. 切 11 井, 1 917.87 m, 砂砾岩, 全貌, 孔隙较发育; f. 切 11 井, 1 917.87 m, 砂砾岩, 粒间蜂窝状伊蒙混层粘土充填, 粘土微孔隙; g. 切 11 井, 1 917.87 m, 砂砾岩, 粒间伊利石搭桥状产出; h. 切 121 井, 1 936.7 m, 砂砾岩, 全貌, 孔隙不发育; i. 切 121 井, 1 936.7 m, 砂砾岩, 粒间、粒表叶片状伊蒙混层粘土; j. 切 121 井, 1 936.7 m, 砂砾岩, 粒间叶片状、搭桥状的伊蒙混层粘土; k. 切 12 井, 1 817.64 m, 砂砾岩, 全貌, 孔隙不发育; l. 切 12 井, 1 817.64 m, 砂砾岩, 粒间叶片状伊利石粘土, 微孔隙

巨砂-细砂, 粘土含量低, 储集空间组合类型为原生粒间孔、粒内溶孔及成岩缝的组合特征, 可见孔较发育(图 6a、6b)。复模态储层结构, 是由砾石、砂质和粘土三者组成的错综复杂的结构组合, 除砾石、砂质外, 泥质含量比例较高, 粒度直方图呈多峰, 储集空间组合类型为粒内溶孔与泥质微孔的组合, 原生粒间孔多为泥质填隙物充填、显孔不发育(图 6c、6d)。

2.3 储层孔隙结构

目前储层孔隙结构实验分析方法较多, 常用的方法如定性的铸体薄片法、扫描电镜法, 定量的压汞法(又分为常规压汞、恒速压汞)、工业 CT 扫描法及核磁共振法等(熊生春等, 2017; 赵华伟等, 2017; 吴松涛等, 2018; 印森林等, 2019)。在铸体薄片、扫描电镜系统分析的基础上, 本文重点讨论了利用压汞技术方法(常规压汞与恒速压汞)表征砂砾岩储层

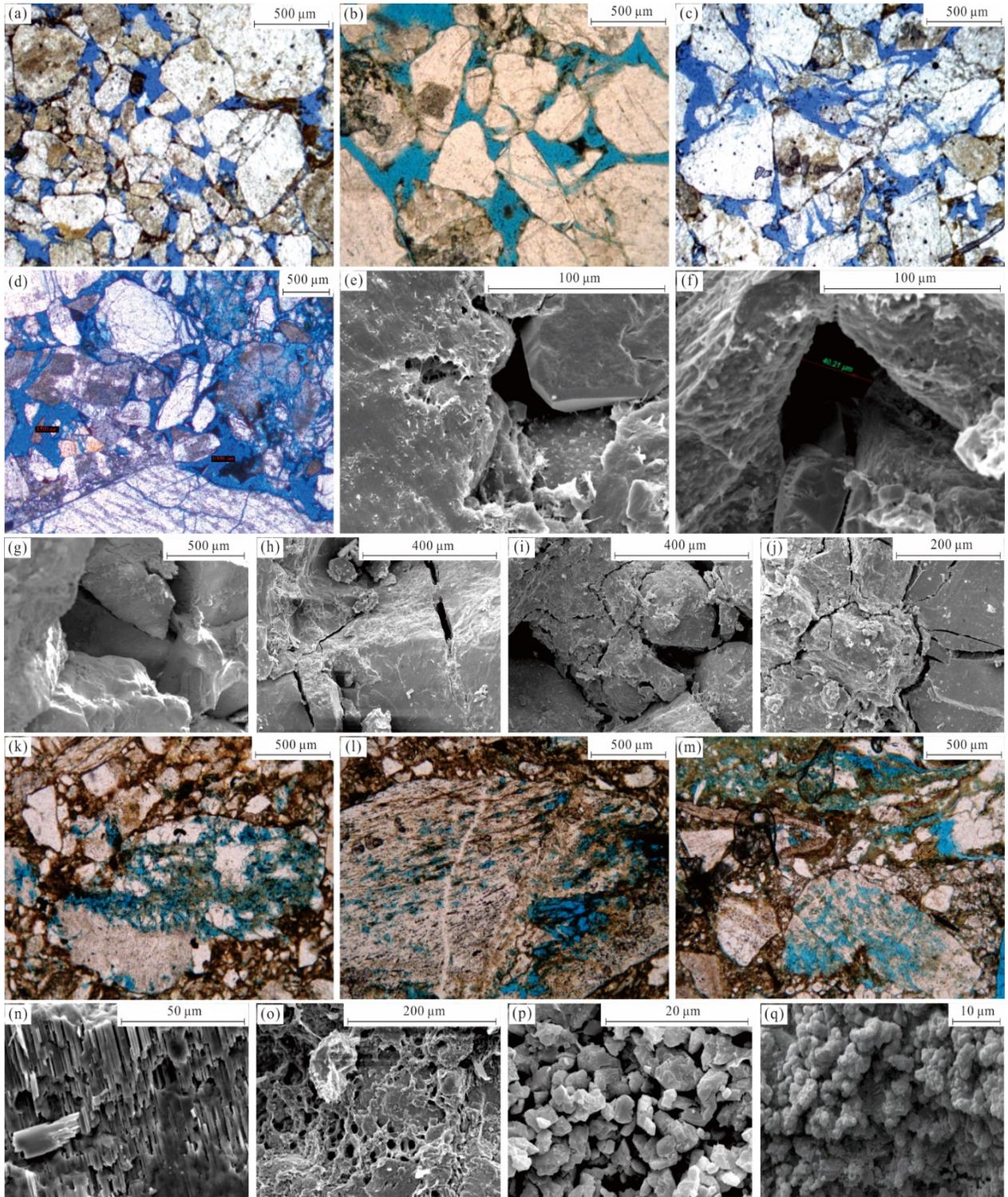


图5 切12区储层储集空间特征

Fig.5 Characteristics of reservoir storage space in Qie12 block

a. 切12-10-8井, 1 857.01 m, 中-粗粒长石岩屑砂岩, 原生粒间孔; b. 切11井, 1 920.13 m, 含砾粗砂岩, 原生粒间孔, (-)×25; c. 切12-10-8井, 1 858.06 m, 含砾中-粗粒长石砂岩, 原生粒间孔、压碎缝; d. 切12-10-8井, 1 855.06 m, 砂砾岩, 原生粒间孔、粒内溶蚀孔; e. 切11井, 1 924.79 m, 砂砾岩, 原生粒间孔; f. 切12-10-8井, 1 850.82 m, 含砾粗砂岩, 原生粒间孔; g. 切12-10-8井, 1 858.06 m, 含砾中-粗粒长石砂岩, 原生粒间孔、压碎缝; h. 切11井, 1 928.3 m, 砂砾岩, 压碎缝; i. 切121井, 1 944.36 m, 原生粒间孔、压碎缝; j. 切121井, 1 946.2 m, 压碎缝; k. 切12井, 1 818.6 m, 含砾砂岩, 岩屑溶蚀孔, (-)×25; l. 切12井, 1 820.74 m, 砂质砾岩, 岩屑溶蚀孔, (-)×25; m. 切12井, 1 820.5 m, 砾状砂岩, 长石溶蚀孔, (-)×25; n. 切12-7-28井, 1 831.72 m, 砂砾岩, 长石沿解理溶蚀; o. 切11井, 1 917.87 m, 砂砾岩, 泥质微孔; p. 切12井, 1 820.96 m, 泥质微孔; q. 切12-23-6井, 1 913.20 m, 泥质微孔

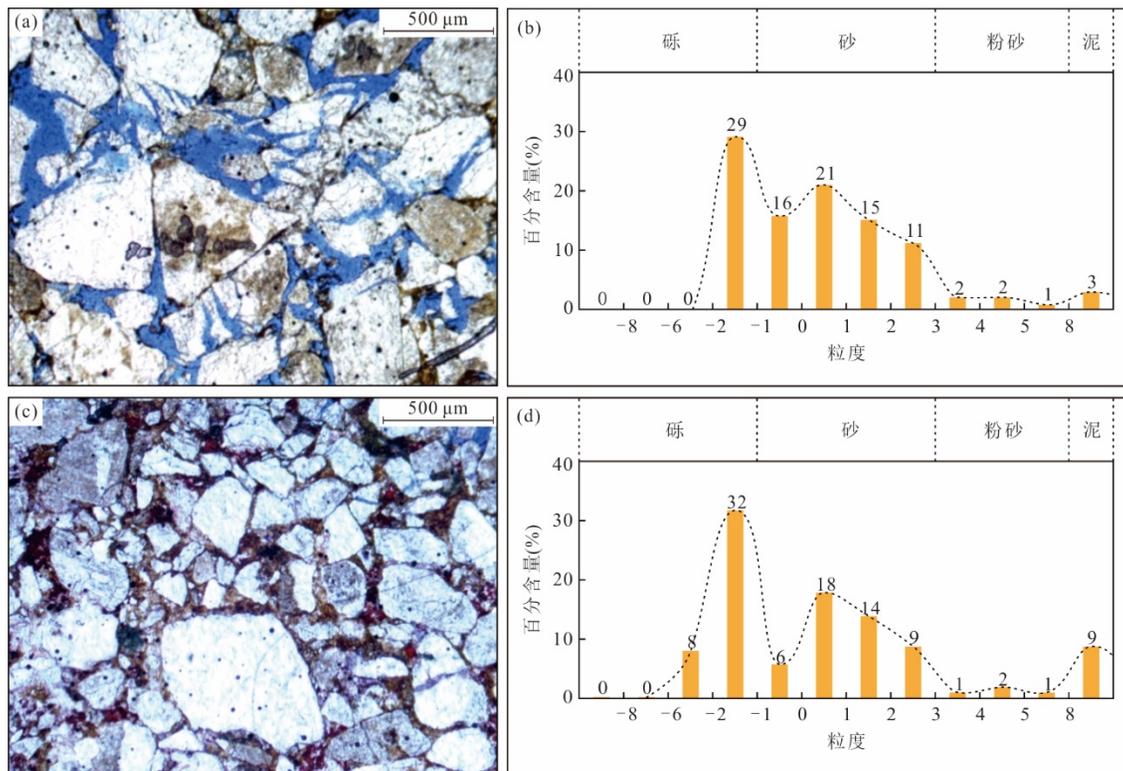


图 6 切 12 区储层结构模态图版

Fig.6 Chart of reservoir structure model in Qie12 block

a. 切 12-10-8 井, 1 858.06 m, 含砾中-粗粒长石砂岩, 原生粒间孔发育; b. 切 12-10-8 井, 1 858.06 m, 粒度分布直方图; c. 切 12-10-8 井, 1 859.4 m, 泥质砂砾岩, 以溶蚀孔与泥质微孔为主, 显孔不发育; d. 切 12-10-8 井, 1 859.4 m, 粒度分布直方图

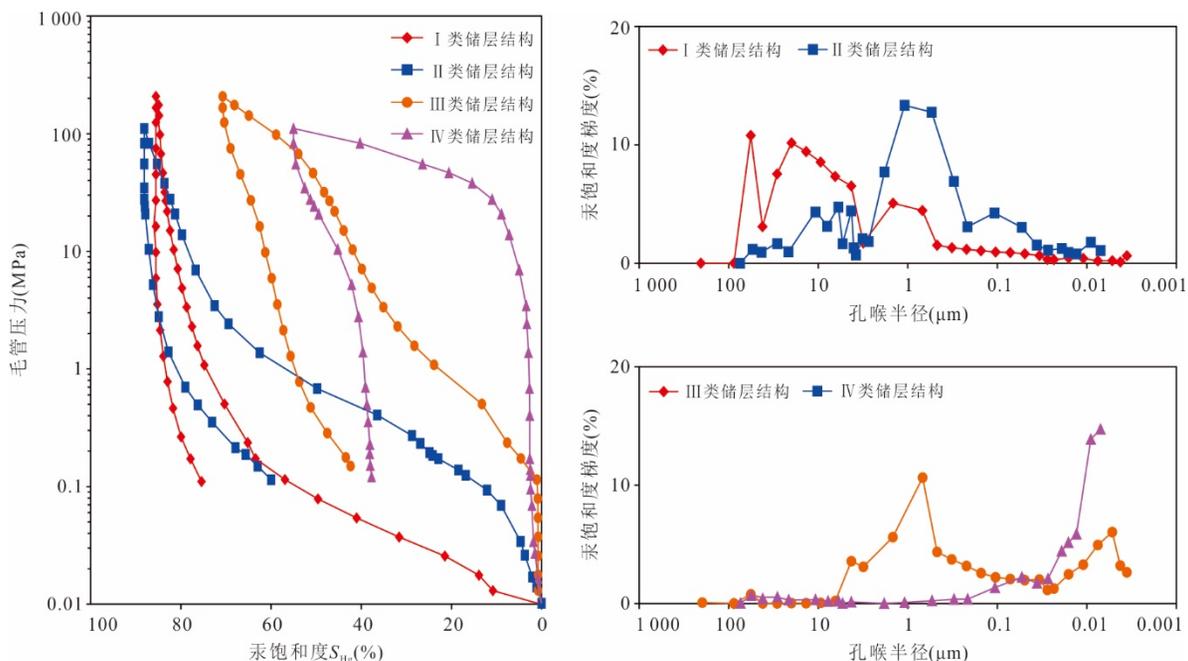


图 7 切 12 区典型储层毛管压力曲线

Fig.7 Typical curves of reservoir mercury injection in Qie12 block

孔隙结构,前者主要反映注汞过程中孔隙体积变化,后者则突出孔隙与喉道的数量分布;而在孔隙

结构分析与统计中,用数量分布比体积分布更为准确,尤其是喉道的数量分布能更好地表征储层的

表 1 切 12 区储层孔隙结构分类参数

Table 1 Sorting parameters of reservoir pore structure in Qie12 block

| 分类 | 样品 | 孔隙度 (%) | 渗透率 (mD) | 排驱压力 (MPa) | Rd (μm) | $S_{\text{Hg-max}}$ (%) | $P50$ (MPa) | $R50$ (μm) | We (%) |
|-----|-------|---------|----------|------------|------------------------|-------------------------|-------------|-------------------------|----------|
| I | 最大 | 23.4 | 31.40 | 0.317 | 44.406 | 91.12 | 89.66 | 4.844 | 61.28 |
| | 最小 11 | 10.1 | 2.80 | 0.017 | 2.317 | 38.63 | 0.15 | 0.008 | 9.11 |
| | 平均 | 13.1 | 9.94 | 0.073 | 17.615 | 65.08 | 21.91 | 0.494 | 27.27 |
| II | 最大 | 12.9 | 3.30 | 2.083 | 17.763 | 81.30 | 82.76 | 0.761 | 40.36 |
| | 最小 14 | 9.3 | 0.61 | 0.041 | 0.353 | 44.37 | 0.97 | 0.009 | 10.51 |
| | 平均 | 10.1 | 1.88 | 0.398 | 6.089 | 65.13 | 28.50 | 0.164 | 30.47 |
| III | 最大 | 8.6 | 1.30 | 2.069 | 2.773 | 81.48 | 48.97 | 0.110 | 35.10 |
| | 最小 12 | 7.2 | <0.05 | 0.269 | 0.355 | 59.31 | 6.68 | 0.015 | 27.39 |
| | 平均 | 8.0 | 0.40 | 0.877 | 1.337 | 70.33 | 24.26 | 0.046 | 30.00 |
| IV | 最大 | 6.8 | 0.08 | 32.410 | 1.332 | 89.98 | 106.00 | 0.097 | 38.68 |
| | 最小 6 | 5.4 | <0.05 | 0.552 | 0.023 | 39.39 | 7.59 | 0.007 | 29.82 |
| | 平均 | 6.2 | 0.06 | 10.323 | 0.318 | 64.52 | 55.46 | 0.022 | 34.03 |
| 合计 | 43 | 9.8 | 9.80 | 3.100 | 2.225 | 11.41 | 65.34 | 29.855 | 0.32 |

注: Rd 为最大连通孔喉半径; $S_{\text{Hg-max}}$ 为最大进汞饱和度; $P50$ 为饱和度中值压力; $R50$ 为饱和度中值半径; We 为退汞效率。

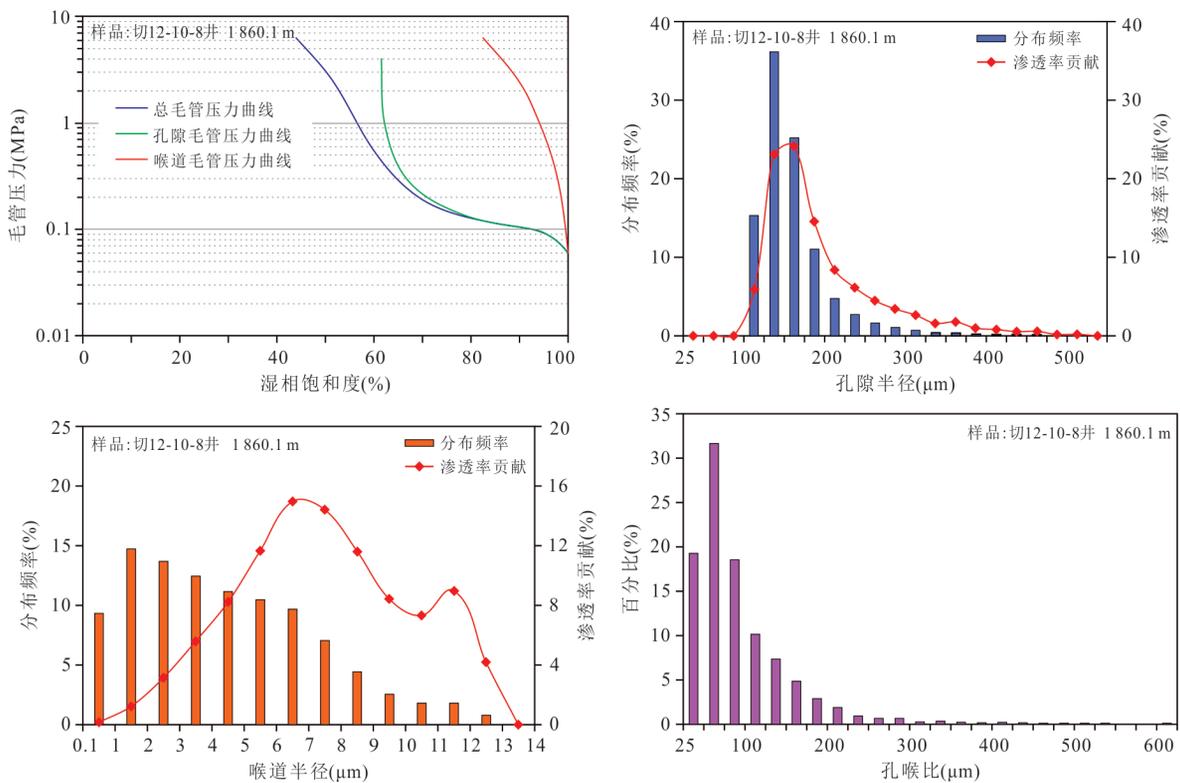


图 8 切 12 区 I 类储层孔隙结构恒速压汞特征

Fig.8 Rate-controlled porosimetry property of I type reservoir pore structure in Qie12 block

渗流特性。据压汞资料分析,将切 12 区砂砾岩储层孔隙结构划分为 4 类。

I 类储层孔隙结构:常规压汞曲线形态呈粗歪度、具微倾斜的平台,分选较好,排驱压力和中值压力低,最大连通孔喉半径大;孔喉半径分布直方图

为单峰,孔喉半径主要分布于 5~90 μm (图 7,表 1)。该类储层的恒速压汞特征表现为孔隙半径主要分布于 100~250 μm ,平均孔道半径为 140 μm ,呈单峰集中分布,累计分布频率占 90% 以上,按照孔隙喉道分级指标(吴胜和等,1998),属于大孔隙型孔隙。喉

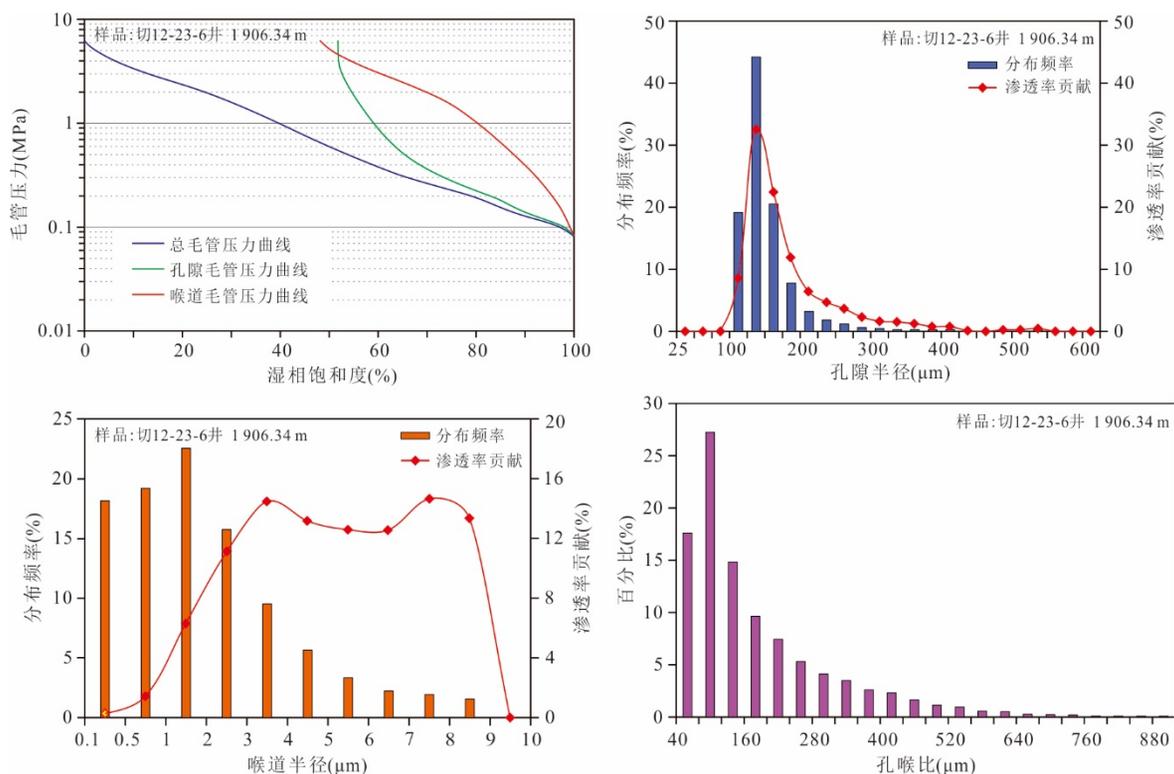


图9 切12区Ⅱ类储层孔隙结构恒速压汞特征

Fig.9 Rate-controlled porosimetry property of II type reservoir pore structure in Qie12 block

道半径平均为 $5.23 \mu\text{m}$, 主流喉道半径为 $9.33 \mu\text{m}$, 最大喉道半径为 $12.8 \mu\text{m}$, 喉道半径分布于 $0.1 \sim 12.8 \mu\text{m}$ 之间; 对渗透率贡献值存在两个高峰, 主峰位于 $5 \sim 8 \mu\text{m}$, 次峰位于 $10 \sim 12 \mu\text{m}$, 属于中-细喉型喉道; 孔喉比相对较小, 孔喉比平均 61.5% , 孔喉分选系数为 1.64 , 反映储层孔隙连通性好、渗透性高、分选性中等(图8)。

Ⅱ类储层孔隙结构: 常规压汞曲线形态呈偏粗歪度、具倾斜的平台, 分选相对中等。该储层具有中-低的排驱压力和中值压力, 最大连通孔喉半径中等; 孔喉半径分布直方图为双峰, 主要分布于 $0.5 \sim 3.0 \mu\text{m}$, 其次为 $6 \sim 10 \mu\text{m}$ (图5, 表1)。恒速压汞数据显示, Ⅱ类储层孔隙半径主要分布于 $100 \sim 200 \mu\text{m}$, 平均孔道半径为 $118 \mu\text{m}$, 呈单峰集中分布, 属于中孔-大孔型孔隙。喉道半径平均为 $2.84 \mu\text{m}$, 主流喉道半径为 $3.05 \mu\text{m}$, 最大喉道半径为 $9.0 \mu\text{m}$, 喉道半径分布于 $0.1 \sim 9.0 \mu\text{m}$; 对渗透率贡献值存在两个高峰, 主峰位于 $2 \sim 5 \mu\text{m}$, 次峰位于 $6 \sim 8 \mu\text{m}$, 属于细喉型喉道; 孔喉比相对较大, 平均为 118% , 孔喉分选系数为 2.04 , 反映储层孔隙连通性变差、渗透性变低、分选性偏差(图9)。

Ⅲ类储层孔隙结构: 常规压汞曲线形态呈偏

细歪度、基本无平台、分选性中等到差, 排驱压力和中值压力中等, 最大连通孔喉半径和饱和度中值半径变小; 孔喉半径分布直方图为双峰, 主峰位于 $0.6 \sim 2.5 \mu\text{m}$, 次峰位于 $0.002 \sim 0.03 \mu\text{m}$, 相比Ⅰ类、Ⅱ类储层, 微孔、微喉明显增多(图7, 表1)。

Ⅳ类储层孔隙结构: 常规压汞曲线形态呈细歪度、进汞曲线陡直且无平台, 分选性差, 排驱压力和中值压力大, 最大连通孔喉半径和中值半径小; 孔喉半径分布直方图为单峰, 主要分布于小于 $0.03 \mu\text{m}$ 的区间内, 反映该类储层结构以微孔、微喉为主(图7, 表1)。

通过对比储层结构模态, 认为双模态储层结构具有Ⅰ类、Ⅱ类储层孔隙结构, 而复模态储层结构主要具有Ⅲ类、Ⅳ类储层孔隙结构。

2.4 储层物性

据研究区 218 块样品储层物性数据分析(图10), 切12区砂砾岩储层孔隙度分布范围为 $3.6\% \sim 26.9\%$, 峰值位于 $6\% \sim 16\%$, 平均值为 10.5% ; 渗透率分布范围为 $0.01 \sim 316 \text{ mD}$, 峰值位于 $0.08 \sim 20.48 \text{ mD}$, 平均为 7.8 mD 。储层孔隙度与渗透率具有正相关性, 反映了以原生孔隙为主的储层储集空间特征。按照石油行业标准分类,

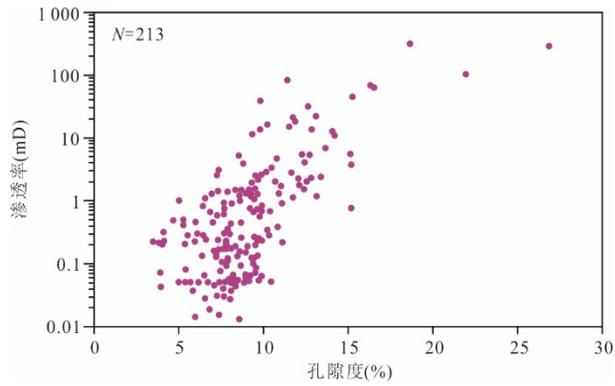


图 10 切 12 区储层孔隙度与渗透率关系

Fig.10 Relationship of the porosity-permeability in Qie12 block

该砂砾岩储层整体为低孔、特低渗型储层。

3 储层发育机制及控制因素

3.1 成岩作用是控制储层发育程度的外因

成岩作用均衡地影响和改造了研究区不同沉积相带储集体的储集性能,是控制储层发育程度的外因。

影响切 12 区砂砾岩储层的成岩作用包括压实作用、胶结作用和溶蚀作用(操应长等,2019;徐燕红等,2020;廖计华等,2022)。压实作用是研究区原生孔隙破坏的主要成岩作用(图 11a~11c),平均压实减孔量为 19%,压实减孔率约为 53%(图 12)。研究区储层具有早期持续埋深、晚期抬升的埋藏方式,碎屑颗粒接触关系以线接触、线-点接触为主,局部为镶嵌接触,压溶现象少见,压实作用强度中等。同时,压实

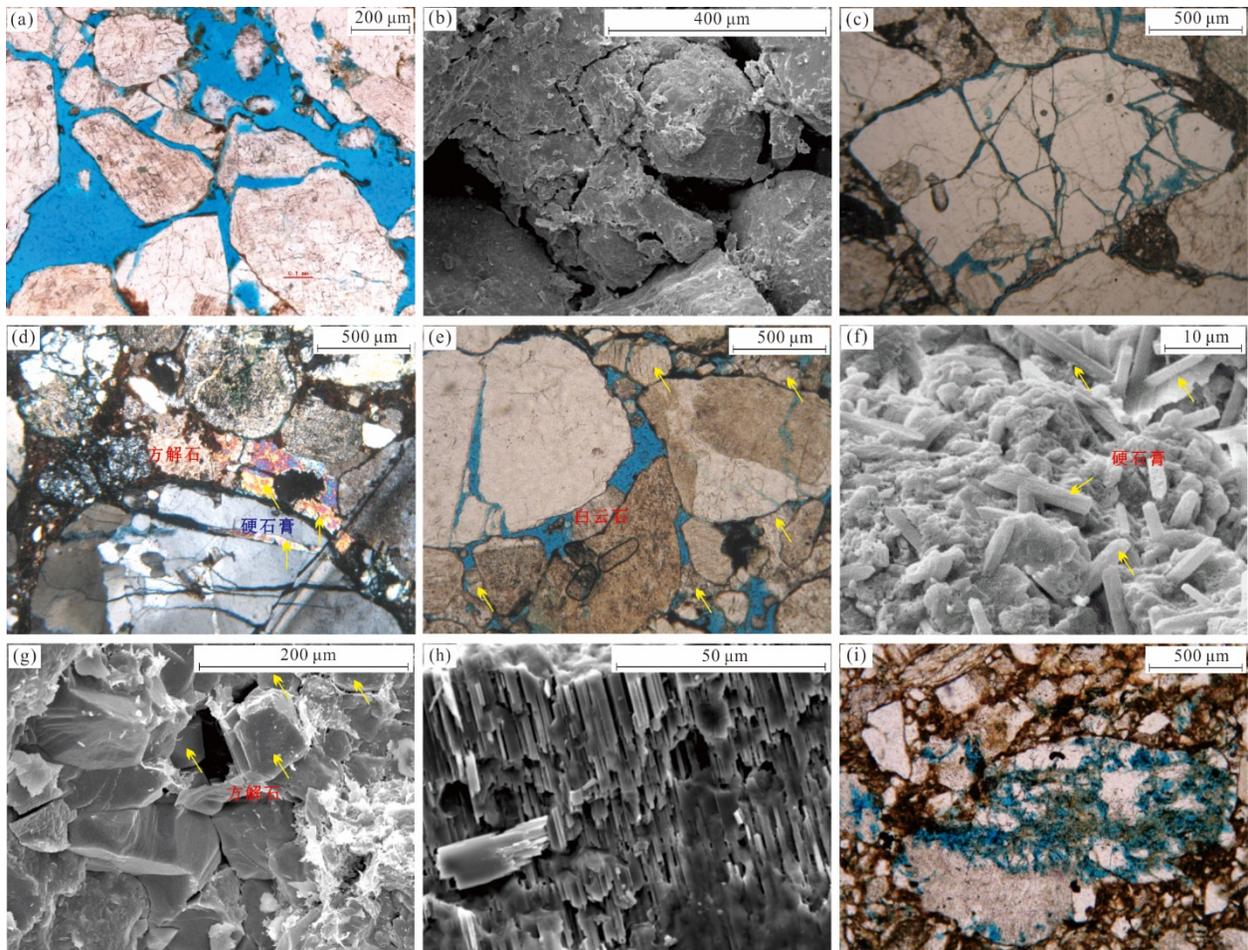


图 11 切 12 区储层成岩作用

Fig.11 Reservoir diagenesis in Qie12 block

a. 切 12-10-8 井, 1 858.5 m, 中-粗粒长石岩屑砂岩, 原生粒间孔, 颗粒以线、线-点接触, (-)×100; b. 切 121 井, 1 944.36 m, 原生粒间孔、压碎缝; c. 切 12 井, 1 830.2 m, 细砾岩, 石英颗粒压碎缝, (-)×40; d. 切 11 井, 1 929.05 m, 砂砾岩, 方解石、硬石膏斑状胶结, (+)×40; e. 切 11 井, 1 924.79 m, 砾状砂岩, 白云石胶结, (-)×40; f. 切 12-23-6 井, 1 908.49 m, 泥质砂岩, 粒间泥质充填物中的硬石膏晶体; g. 切 11 井, 1 926.05 m, 砂砾岩, 方解石胶结, 残余孔; h. 切 12-7-28 井, 1 831.72 m, 砂砾岩, 长石沿解理溶蚀; i. 切 12 井, 1 818.6 m, 含砾砂岩, 岩屑溶蚀, 具风化淋滤特征, (-)×25

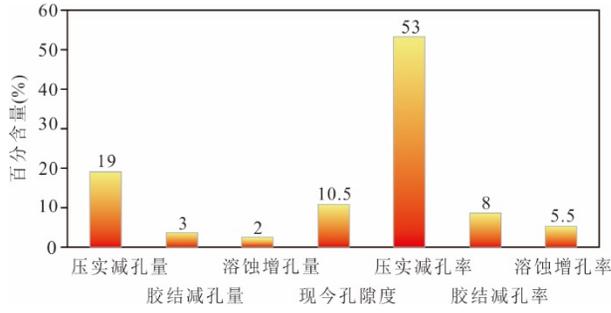


图 12 切 12 区储层成岩作用类型及特征

Fig.12 Types and characteristics of reservoir diagenesis in Qie12 block

作用产生的成岩缝,又增加了储集空间,并局部改善了储层渗透性能,对储层改造具有一定的建设性作用.胶结作用是原生孔隙破坏的另一重要因素(图 11d~11g),胶结减孔量约为 3%,胶结减孔率约为 8%,方解石、硬石膏、白云石等胶结产物多为斑状胶结,在砂砾岩与基底不整合接触面局部富集.溶蚀作用对改造储层储集性能起建设性作用.研究区溶蚀作用主要选择性溶蚀长石与火成岩岩屑等颗粒形成粒内溶孔(图 11h~11i),或沿成岩缝扩溶形成溶蚀孔,溶蚀增孔量小于 2%,溶蚀增孔率约为 5.5%.溶孔连通性相对较差,加之溶蚀作用易导致

伊利石、绿泥石等自生粘土矿物沉淀,在孔隙空间“搭桥”或附着,对储层渗透性造成一定程度的破坏.

依据自生粘土矿物类型、胶结物类型及特征、储层结构成熟度、埋深等因素(钟佳等,2019),分析认为研究区储层成岩阶段处于早成岩阶段 B 期,经历的成岩演化序列为硬石膏析出-压实作用-粒内压碎缝形成-弱胶结作用-泥晶白云化作用-溶蚀作用.

3.2 沉积作用差异是储层发育程度差异主导因素

在砂岩动力成岩作用条件相同的地质背景下,成岩作用对储层影响是相对均衡的,储层发育程度主要受控于沉积作用差异而导致的碎屑组成与结构差异,是控制储层发育程度的内因(宫清顺等,2019b;曹江骏等,2021;Gong *et al.*, 2023).沉积作用的差异宏观表现为沉积微相的不同.从不同微相储层物性分布可以看出(图 13),辫状水道微相储层物性好,平均孔隙度约为 12.2%,分布集中于 8%~16%,平均渗透率为 14.93 mD,分布集中于 0.1~100 mD;径流河道次之,平均孔隙度约为 8.5%,分布集中于 6%~10%,平均渗透率为 0.48 mD,分布集中于 0.1~1 mD;漫流沉积与泥石流沉积物性差,平均孔隙度分别为 6.4%、5.5%,平均渗透率分别为 0.41 mD、0.32 mD.

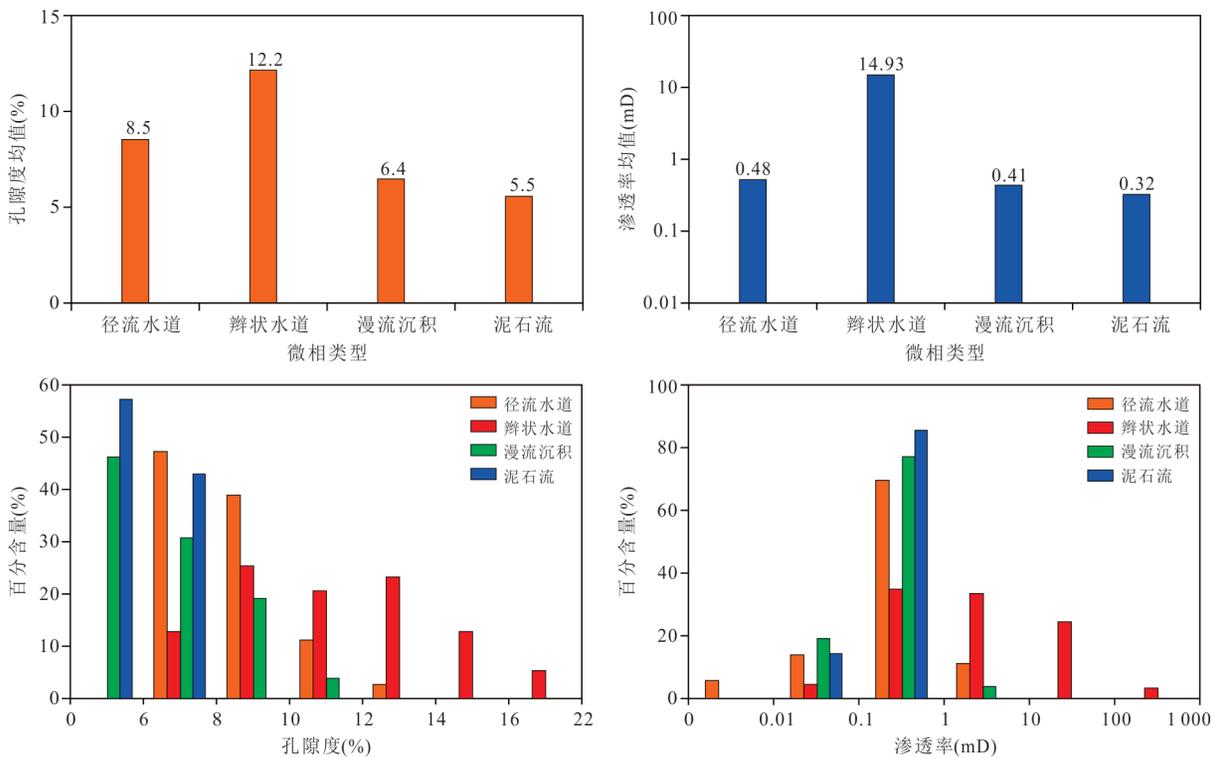


图 13 切 12 区沉积微相与储层物性分布的关系

Fig.13 Relationship of sedimentary microfacies and reservoir physical properties

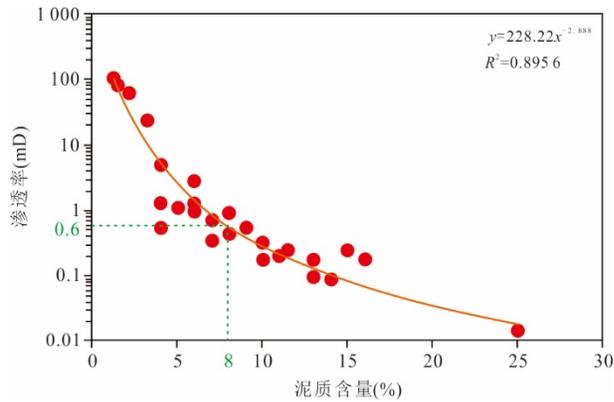


图 14 切 12 区储层渗透率与泥质含量交会图

Fig.14 Cross-plot of reservoir permeability and shale content

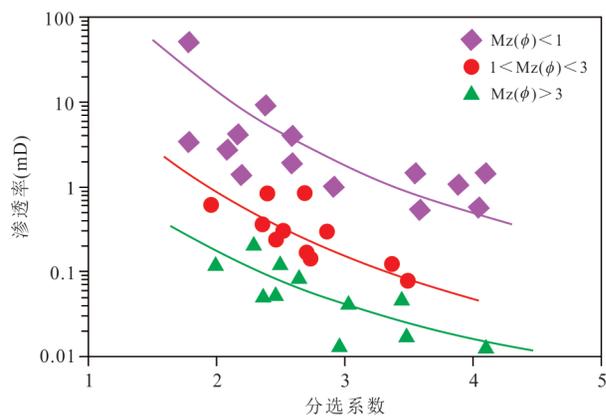


图 15 切 12 区储层渗透率与粒度分选系数相关关系

Fig.15 Relationship between reservoir permeability and sorting-coefficient of grain-size in Qie12 block

3.2.1 泥质含量是储层发育程度差异的主控因素

研究区冲积扇沉积差异控制碎屑组成与结构差异的最主要体现是泥质含量的差异.由四性关系分析知,切 12 区砂砾岩有效储层物性下限渗透率为 0.6 mD,孔隙度为 8.5%.由于泥质杂基对渗透率的破坏程度要远超对孔隙度的影响,因此在胶结物含量小于 3% 的同等条件下,通过渗透率与泥质含量

(薄片鉴定)交会分析可知(图 14),有效储层泥质含量上限为 8%.当泥质含量小于 8% 时,储层颗粒间的泥杂基较少,结构模态为双模态,原生粒间孔发育,薄片显孔面孔率高,平均大于 2.5%,储层孔隙结构以 I、II 类为主,含油级别高,以油迹、油斑、油浸为主,砂体类型主要为辫状水道及少部分的径流水道砂体;当泥质含量大于 8%,储层结构模态呈复模态,原生粒间孔显著减少,薄片显孔面孔率远低于 1%,储层孔隙结构以 IV 类为主,储层物性尤其是渗透率明显降低,含油级别多为无显示,砂体类型主要为漫流沉积、泥石流与大部分的径流水道砂体.

3.2.2 颗粒分选对储层发育程度起重要控制作用

相同岩性、不同粒度分选性的不同储层,在埋深相当的地质条件下,其岩石抗压能力存在差异,导致储层发育程度存在差异.粒度分选性好的储层,抗压能力强,储层物性好;粒度分选性差的储层,抗压能力较弱,储层更易压实,物性变差.储层渗透率与粒度分选系数(分选系数越大,分选性越差)呈负相关关系(图 15).

4 储层评价分类与分布

研究区砂砾岩储层的碎屑组成与结构差异控制了储层发育程度的差异,泥质含量是储层发育程度差异的主控因素.本研究优选储层渗透率、泥质含量作为划分储层的权重参数,结合孔隙结构、孔隙度、生产产能等参数,建立研究区储层评价分类标准(表 2),将切 12 区砂砾岩储层划分为 4 类;其中, I-III 类储层为有效储层, IV 类储层为无效储层,结合生产动态资料,指出 I 类储层为研究区主要的高渗带.受沉积构型单元控制, I 类储层单层厚度为 0.5~1.4 m,平面主要分布于稳定水道叠置分隔形成的复合水道构型单元内; II 类、III 类储层,单层

表 2 切 12 区储层评价分类标准

Table 2 The standard for reservoir classification and evaluation in Qie12 block

| 储层类型 | I 类 | II 类 | III 类 | IV 类 |
|-----------------------|-------------|-----------------|------------------|--------------|
| 渗透率(mD) | >6.0 | 2.0~6.0 | 0.6~2.0 | <0.6 |
| 泥质含量(%) | <3.5 | 3.5~5.0 | 5.0~8.0 | >8.0 |
| 孔隙结构及特征 | I 大孔、中喉型 | II 中孔-大孔、细喉型 | III 小孔、微孔、微喉型 | IV 微孔、微喉型 |
| 孔隙度(%) | >10.0 | 9.0~15.0 | 8.5~13.0 | <8.5 |
| 单层厚度(m) | 0.5~1.4 | 0.3~1.5 | 0.4~1.4 | 0.2~0.8 |
| 产油强度(m ³) | >2.5 | 1.0~2.5 | 0.3~1.0 | 无产能 |
| 产能级别(m ³) | >12.0 | 3.0~12.0 | 1.0~3.0 | 无产能 |

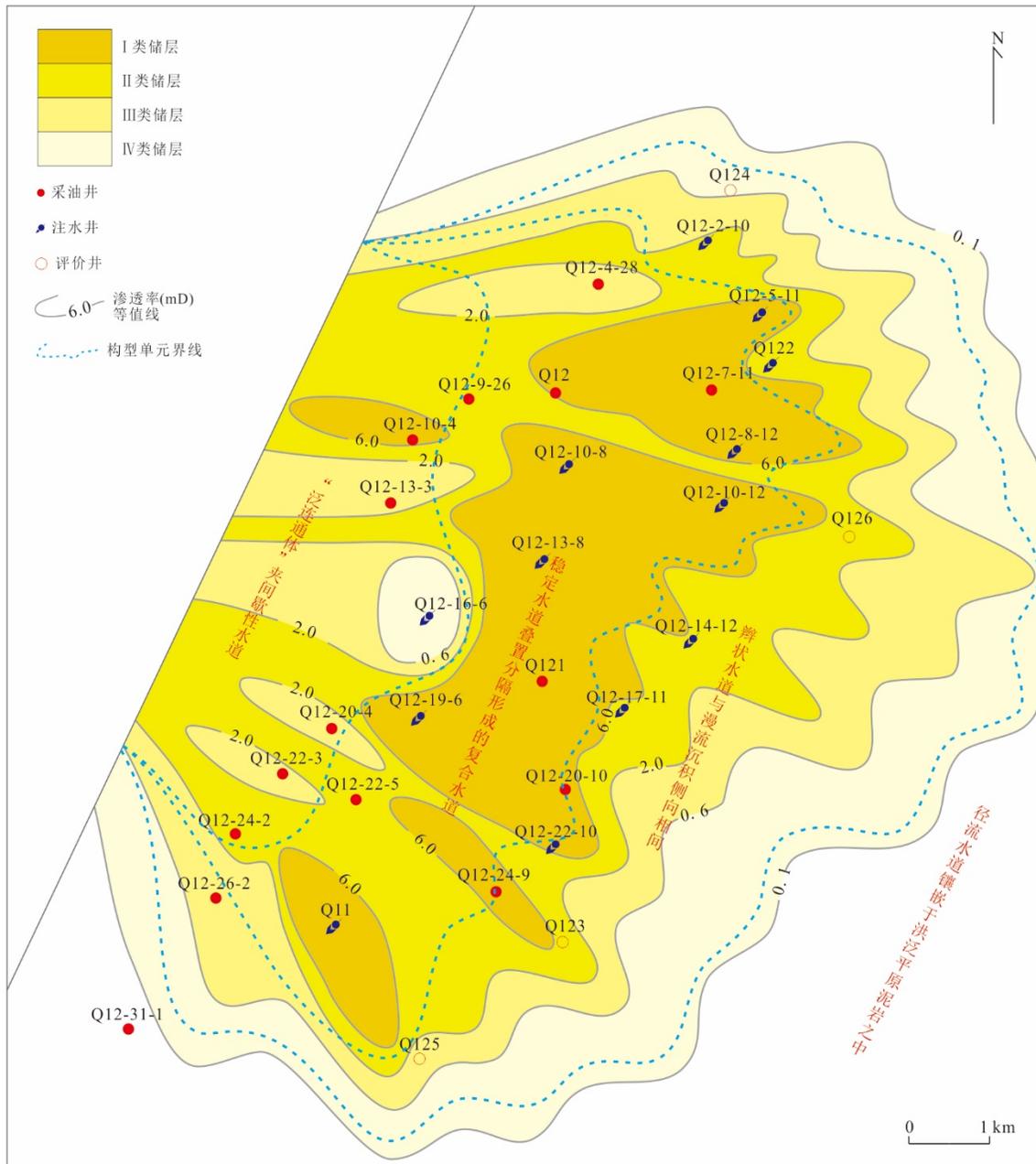


图 16 切 12 区储层评价分类与冲积扇构型单元叠合图

Fig.16 Overlay chart of reservoir classification and sedimentary structure model of alluvial fan in Qie12 block

厚度与 I 类储层相当,为 0.3~1.5 m,主要分布于“泛连通体”夹间歇性水道构型单元、辫状水道与漫流沉积侧向相间构型单元的内侧;IV 类储层主要发育于辫状水道与漫流沉积侧向相间构型单元的外侧(图 16),单层厚度为 0.2~0.8 m.

5 结论

(1)昆北油田切 12 区发育冲积扇砂砾岩储层.受沉积作用差异而形成的碎屑组成与结构差异的控制,砂砾岩储层发育 2 类储层结构模式、4

类储集空间类型、4 类储层孔隙结构,综合评价划分为 4 类储层.泥质含量是储层发育程度差异的主控因素,有效储层泥质含量上限为 8%.

(2)沉积控制储层质量,储层控制油气聚集.砂砾岩储层类型平面分布受控于冲积扇沉积构型单元.I 类储层主要发育于稳定水道叠置分隔形成的复合水道单元内,该构型单元既是油气最富集的单元,又是高渗带最发育的单元,深部调驱是该单元油藏综合治理的关键.II 类、III 类储层主要发育于水道萎缩期与漫流沉积侧向相间

单元和“泛连通体”夹间歇性水道单元内, 降压增注、改善储层品质是其剩余油挖潜的根本。

References

- Bao, Y.C., Liu, Q.H., Du, X.F., et al., 2021. Division of Glutenite Lithofacies Based on the Trielement of Gravel-Matrix - Fracture. *Earth Science*, 46(6): 2157—2171 (in Chinese with English abstract).
- Cao, J.J., Luo, J.L., Madina, M., et al., 2021. Influence Mechanism of Micro-Heterogeneity on Densification of Gravel Reservoir: A Case Study of Upper Permian Wutonggou Formation in DN₈ Well Area, Dongdaohaizi Depression, Junggar Basin. *Earth Science*, 46(10): 3435—3452 (in Chinese with English abstract).
- Cao, Y.C., Yan, M.M., Xi, K.L., et al., 2019. The Characteristics and Controlling Factors of Glutenite Reservoir in the Triassic Baikouquan Formation, Xiazijie Area, Mahu Depression. *Acta Sedimentologica Sinica*, 37(5): 945—956 (in Chinese with English abstract).
- Du, H.Q., Wang, W., Zhou, X., et al., 2016. Characteristics and Controlling Factors of Calcareous Glutenite Reservoir in the Third Member of Xu Formation in Yuanba Area, Northeastern Sichuan. *Oil & Gas Geology*, 37(4): 565—571 (in Chinese with English abstract).
- Feng, Z.H., Yin, C.H., Lu, J.M., et al., 2013. Formation and Accumulation of Tight Sandy Conglomerate Gas: A Case from the Lower Cretaceous Yingcheng Formation of Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 40(6): 650—656 (in Chinese with English abstract).
- Fu, S.T., Ma, D.D., Chen, Y., et al., 2016. New Progress in Oil and Gas Exploration in Qaidam Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 37(S1): 1—10 (in Chinese with English abstract).
- Fu, S.T., Ma, D.D., Wang, L.Q., et al., 2013. Characteristics and Accumulation Conditions of Paleo-Uplift Reservoirs in Kunbei Thrust Belt, Qaidam Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(4): 675—682 (in Chinese with English abstract).
- Gong, L., Gao, X. Z., Qu, F. T., et al., 2023. Reservoir Quality and Controlling Mechanism of the Upper Paleogene Fine - Grained Sandstones in Lacustrine Basin in the Hinterlands of Northern Qaidam Basin, NW China. *Journal of Earth Science*, 34(3): 806—823. <https://doi.org/10.1007/s12583-022-1701-6>
- Gong, Q.S., Liu, Z.G., Pang, X., et al., 2019a. Heterogeneity of Sandy Conglomerate Reservoir and Its Influence on Remaining Oil Distribution: A Case Study of Qie 12 Block of Kunbei Oilfield in Qaidam Basin. *Journal of China University of Mining & Technology*, 48(1): 165—174 (in Chinese with English abstract).
- Gong, Q.S., Liu, Z.G., Song, G.Y., et al., 2019b. Inter-Layers in Alluvial-Fan Thick Sandy Conglomerate Reservoir of Kunbei Oilfield, Qaidam Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 40(2): 152—164 (in Chinese with English abstract).
- Guo, M.Z., Zhu, G.H., Shou, J.F., et al., 2006. Features, Origin and Petroleum Explorative Significance of Crushed Fracture in Clastic Rock. *Acta Sedimentologica Sinica*, 24(4): 483—487 (in Chinese with English abstract).
- Lei, Z.Y., Lu, B., Wei, Y.J., et al., 2005. Tectonic Evolution and Development and Distribution of Fans on Northwestern Edge of Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 26(1): 86—91 (in Chinese with English abstract).
- Li, J., Tang, Y., Wu, T., et al., 2020. Overpressure Origin and Its Effects on Petroleum Accumulation in the Conglomerate Oil Province in Mahu Sag, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 47(4): 679—690 (in Chinese with English abstract).
- Liao, J.H., Wu, K.Q., Er, C., 2022. Deep Reservoir Characteristics and Effective Reservoir Control Factors in Baiyun Sag of Pearl River Mouth Basin. *Earth Science*, 47(7): 2454—2467 (in Chinese with English abstract).
- Lin, L., Mu, Z.H., Ma, D.D., et al., 2011. Characteristics and Control Factors of the E₃¹ Clastic Rock Reservoir in the Q12 Block of the Kunbei Oilfield. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 18(4): 26—29, 136 (in Chinese with English abstract).
- Liu, J.K., 1983. An Investigation on Structure Model of Conglomeratic Reservoir and Its Evaluation. *Petroleum Exploration and Development*, 10(2): 45—56 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z.G., Gong, Q.S., Zhu, C., et al., 2019. Sedimentary Sequence and Its Controlling Effect on Hydrocarbon Enrichment in Qie12 Block of Qaidam Basin. *Earth Science Frontiers*, 26(4): 238—249 (in Chinese with English abstract).
- Luo, M.G., 1991. Quantitative Models for Pore Structures of Clastic Sedimentary Rocks. *Acta Petrolei Sinica*, 12(4): 27—38, 145 (in Chinese with English abstract).
- Qu, J.H., Yang, R.R., Tang, Y., 2019. Large-Area Petroleum Accumulation Model of the Triassic Glutenite Reservoirs in the Mahu Sag, Junggar Basin: Triple Controls of Fan, Fault and Overpressure. *Acta Geologica Sinica*, 93(4): 915—927 (in Chinese with English abstract).

- Tan, X.F., Xia, M.Q., Zhang, Q.X., et al., 2016. Sedimentary Characteristics of Braided River Delta in the Lower Member of Xiaganchaigou Formation in the Southwest Margin of Qaidam Basin. *Oil & Gas Geology*, 37(3): 332–340 (in Chinese with English abstract).
- Tang, Y., Guo, W.J., Wang, X.T., et al., 2019. A New Breakthrough in Exploration of Large Conglomerate Oil Province in Mahu Sag and Its Implications. *Xinjiang Petroleum Geology*, 40(2): 127–137 (in Chinese with English abstract).
- Wu, S.H., Fan, Z., Xu, C.F., et al., 2012. Internal Architecture of Alluvial Fan in the Triassic Lower Karamay Formation in Karamay Oilfield, Xinjiang. *Journal of Palaeogeography*, 14(3):331–340 (in Chinese with English abstract).
- Wu, S.H., Xiong, Q.H., 1998. Hydrocarbon Reservoir Geology. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Wu, S.T., Zhu, R.K., Li, X., et al., 2018. Evaluation and Application of Porous Structure Characterization Technologies in Unconventional Tight Reservoirs. *Earth Science Frontiers*, 25(2): 191–203 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, S. C., Chu, S. S., Pi, S. H., et al., 2017. Micro-Pore Characteristics and Recoverability of Tight Oil Reservoirs. *Earth Science*, 42(8): 1379–1385 (in Chinese with English abstract).
- Xu, Y.H., Yang, X.H., Mei, L.F., 2020. Reservoir Characteristics and Main Control Factors of Conglomerate Reservoir of E₃ in the Northwest Steep Slope Zone of Weixinan Depression. *Earth Science*, 45(5):1706–1721 (in Chinese with English abstract).
- Yang, T., Cao, Y.C., Wang, Y.Z., et al., 2015. Genesis of High-Quality Reservoirs of Fan Delta Front in Lower Part of the Fourth Member of Shahejie Formation in Bonan Subsag. *Earth Science*, 40(12): 2067–2080 (in Chinese with English abstract).
- Yin, S.L., Chen, G.Y., Chen, Y.K., et al., 2019. Mechanism of Complex Modes of the Pore Structure of Sandstone/Conglomerate Reservoirs. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 41(1): 1–17 (in Chinese with English abstract).
- Yin, S.L., Wu, S.H., Feng, W.J., et al., 2013. Patterns of Inter-Layers in the Alluvial Fan Reservoirs: A Case Study on Triassic Lower Karamay Formation, Yizhong Area, Karamay Oilfield, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 40(6): 757–763 (in Chinese with English abstract).
- Yousef, I., Morozov, V., Sudakov, V., et al., 2022. Micro-fracture Characterization in Sandstone Reservoirs: A Case Study from the Upper Triassic of Syria's Euphrates Graben. *Journal of Earth Science*, 33(4): 901–915. <https://doi.org/10.1007/s12583-021-1488-x>
- Zhang, Y., Ji, Y.L., Gao, C.L., et al., 2020. Genetic Mechanism, Distribution and Significance for Hydrocarbon Exploration of the Grain-Supported Conglomerate in Alluvial Fans. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49(2): 352–366 (in Chinese with English abstract).
- Zhao, H.W., Ning, Z.F., Zhao, T.Y., et al., 2017. Applicability of Rate - Controlled Porosimetry Experiment to Pore Structure Characterization of Tight Oil Reservoirs. *Fault - Block Oil and Gas Field*, 24(3):413–416 (in Chinese with English abstract).
- Zhong, J., Yang, X.B., Zhu, P.Y., et al., 2019. Porosity Evolution Differences of the Lingshui Formation Reservoir between Baodao and Changchang Sag, Qiongdongnan Basin. *Earth Science*, 44(8): 2665–2676 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 鲍怡晨, 刘强虎, 杜晓峰, 等, 2021. 基于砾石-基质-裂缝三元素的砂砾岩岩相划分. *地球科学*, 46(6):2157–2171.
- 曹江骏, 罗静兰, 马迪娜·马吾提汗, 等, 2021. 微观非均质性对砂砾岩储层致密化的影响机理: 以准噶尔盆地东道海子凹陷DN8井区上二叠统梧桐沟组为例. *地球科学*, 46(10):3435–3452.
- 操应长, 燕苗苗, 葱克来, 等, 2019. 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. *沉积学报*, 37(5): 945–956.
- 杜红权, 王威, 周霞, 等, 2016. 川东北元坝地区须三段钙屑砂砾岩储层特征及控制因素. *石油与天然气地质*, 37(4): 565–571.
- 冯子辉, 印长海, 陆加敏, 等, 2013. 致密砂砾岩气形成主控因素与富集规律——以松辽盆地徐家围子断陷下白垩统营城组为例. *石油勘探与开发*, 40(6): 650–656.
- 付锁堂, 马达德, 陈琰, 等, 2016. 柴达木盆地油气勘探新进展. *石油学报*, 37(S1):1–10.
- 付锁堂, 马达德, 汪立群, 等, 2013. 柴达木盆地昆北冲断带古隆起油藏特征及油气成藏条件. *石油学报*, 34(4): 675–682.
- 宫清顺, 刘占国, 庞旭, 等, 2019a. 砂砾岩油藏储层非均质性对剩余油分布影响——以柴达木盆地昆北油田切12区为例. *中国矿业大学学报*, 48(1): 165–174.
- 宫清顺, 刘占国, 宋光永, 等, 2019b. 柴达木盆地昆北油田冲积扇厚层砂砾岩储集层内部隔夹层. *石油学报*, 40(2):152–164.

- 郭沫贞, 朱国华, 寿建峰, 等, 2006. 碎屑岩压裂缝的特征、成因与油气勘探意义. 沉积学报, 24(4):483-487.
- 雷振宇, 鲁兵, 蔚远江, 等, 2005. 准噶尔盆地西北缘构造演化与扇体形成和分布. 石油与天然气地质, 26(1):86-91.
- 李军, 唐勇, 吴涛, 等, 2020. 准噶尔盆地玛湖凹陷砾岩大油区超压成因及其油气成藏效应. 石油勘探与开发, 47(4):679-690.
- 廖计华, 吴克强, 耳闯, 2022. 珠江口盆地白云凹陷深层储层特征与有效储层控制因素. 地球科学, 47(7):2454-2467.
- 林伶, 牟中海, 马达德, 等, 2011. 昆北油田切12区E₃¹碎屑岩储层特征及控制因素. 特种油气藏, 18(4):26-29, 136.
- 刘敬奎, 1983. 砾岩储层结构模态及储层评价探讨. 石油勘探与开发, 10(2):45-56.
- 刘占国, 宫清顺, 朱超, 等, 2019. 柴达木盆地切12区沉积层序及对油气富集的控制作用. 地学前缘, 26(4):238-249.
- 罗明高, 1991. 碎屑岩储层结构模态的定量模型. 石油学报, 12(4):27-38, 145.
- 瞿建华, 杨荣荣, 唐勇, 2019. 准噶尔盆地玛湖凹陷三叠系源上砂砾岩扇-断-压三控大面积成藏模式. 地质学报, 93(4):915-927.
- 谭先锋, 夏敏全, 张勤学, 等, 2016. 柴达木盆地西南缘下干柴沟组下段辫状河三角洲沉积特征. 石油与天然气地质, 37(3):332-340.
- 唐勇, 郭文建, 王霞田, 等, 2019. 玛湖凹陷砾岩大油区勘探新突破及启示. 新疆石油地质, 40(2):127-137.
- 吴胜和, 范峥, 许长福, 等, 2012. 新疆克拉玛依油田三叠系克下组冲积扇内部构型. 古地理学报, 14(3):331-340.
- 吴胜和, 熊琦华, 1998. 油气储层地质学. 北京: 石油工业出版社.
- 吴松涛, 朱如凯, 李勋, 等, 2018. 致密储层孔隙结构表征技术有效性评价与应用. 地学前缘, 25(2):191-203.
- 熊生春, 储莎莎, 皮淑慧, 等, 2017. 致密油藏储层微观孔隙特征与可动性评价. 地球科学, 42(8):1379-1385.
- 徐燕红, 杨香华, 梅廉夫, 2020. 涪西南凹陷西北陡坡带流三段砂砾岩储层特征与主控因素. 地球科学, 45(5):1706-1721.
- 杨田, 操应长, 王艳忠, 等, 2015. 渤海洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘优质储层成因. 地球科学, 40(12):2067-2080.
- 印森林, 陈恭洋, 陈玉琨, 等, 2019. 砂砾岩储层孔隙结构复杂模态差异机制. 西南石油大学学报(自然科学版), 41(1):1-17.
- 印森林, 吴胜和, 冯文杰, 等, 2013. 冲积扇储集层内部隔夹层样式——以克拉玛依油田一中区克下组为例. 石油勘探与开发, 40(6):757-763.
- 张月, 纪友亮, 高崇龙, 等, 2020. 冲积扇“颗粒支撑砾岩”的成因和分布及其油气地质意义. 中国矿业大学学报, 49(2):352-366.
- 赵华伟, 宁正福, 赵天逸, 等, 2017. 恒速压汞法在致密储层孔隙结构表征中的适用性. 断块油气田, 24(3):413-416.
- 钟佳, 杨希冰, 朱沛苑, 等, 2019. 琼东南盆地宝岛-长昌凹陷陵水组储层差异演化特征. 地球科学, 44(8):2665-2676.