

深层致密砂砾岩储层特征及控制因素

——以准噶尔盆地阜康凹陷二叠系上乌尔禾组为例

单祥¹, 窦洋¹, 刘超威², 潘进², 郭华军¹, 彭博¹, 李克³

1. 中国石油杭州地质研究院, 杭州 310023

2. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000

3. 中国石油大学(华东)深层油气重点实验室, 山东青岛 266580

摘要 【目的】阜康凹陷东斜坡区二叠系上乌尔禾组是准噶尔盆地油气勘探的重要领域, 但该套深层砂砾岩储层整体致密, 储层特征及成因不清制约了油气勘探进程。【方法】通过岩心、铸体薄片、物性、扫描电镜、X 衍射、高压压汞曲线等资料, 对阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组致密砂砾岩储层岩石学特征、物性特征、孔隙特征和储层控制因素进行了研究。【结果】储层为特低孔、特低渗型砂砾岩储层; 孔隙类型以微孔和裂缝为主, 孔隙结构以小孔微喉为主, 整体连通性差; 沉积微相是造成储层物性非均质性的基础, 碎屑流水道砂砾岩和远砂坝粉细砂岩泥质含量高、物性差, 水下分流河道含砾中粗砂岩物性相对较好; 高伊利石黏土杂基和成岩压实及胶结作用是造成储层整体致密低渗的主要因素; 晚期压力传导型超压未能保护原生孔隙; 裂缝有效改善储层渗透性。【结论】研究区上乌尔禾一段顶部和二段底部水下分流河道含砾中粗砂岩泥质含量相对较低, 基质孔隙发育, 储层性质较好; 远离西泉凸起物源影响的阜北凹槽区是下一步油气勘探的有利领域。

关键词 致密砂砾岩; 深层储层; 成岩作用; 控制因素; 阜康凹陷; 上乌尔禾组; 准噶尔盆地

第一作者简介 单祥, 男, 1988 年出生, 硕士研究生, 高级工程师, 储层地质学, E-mail: shanx_hz@petrochina.com.cn

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

随着中浅层油气探明率的不断提高, 深层—超深层成为全球油气勘探的重要领域, 其中深层—超深层碎屑岩领域勘探潜力巨大, 是全球关注的重点^[1-4]。近年来, 我国在深层—超深层碎屑岩领域取得一系列的重要突破, 如河套盆地临河凹陷深层古近系临河组及白垩系固阳组砂岩^[5], 塔里木盆地库车凹陷克拉苏构造带超深层白垩系巴什基奇克组砂岩^[6], 准噶尔盆地南缘超深层白垩系清水河组砂岩^[7], 准噶尔盆地阜康凹陷斜坡区二叠系上乌尔禾组砂砾岩^[8]等。对于深层—超深层碎屑岩, 特别是中生代以前的古老层系, 在漫长的地质历史时期, 储层受到复杂成岩作用和构造作用的改造, 表现出高温高压、成岩强度大、物性差、孔隙结

收稿日期: 2023-05-08; 收修改稿日期: 2023-09-18

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司“十四五”基础性前瞻性重大科技项目(2021DJ0202, 2021DJ0108); 中国石油天然气股份有限公司科技专项(2023ZZ24-01)[Foundation: China National Petroleum Corporation's "Fourteenth Five Year Plan" Basic Prospective Major Scientific and Technological Projects, No. 2021DJ0202, 2021DJ0108; China National Petroleum Corporation's Important Science and Technology Project, No. 2023ZZ24-01]

构复杂等特点^[9-12]。储层质量特别是储层孔隙类型和结构控制储层产液能力^[12], 决定深层—超深层储层有效性及油气勘探价值。因此, 对于深层—超深层致密储层, 只有详细查明储层孔隙特征及成因, 才能更好地开展储层预测, 指导油气高效勘探开发。

阜康凹陷是准噶尔盆地东部重要的生烃凹陷, 自 20 世纪 80 年代开展油气勘探工作, 陆续发现了北三台油田、沙南油田以及数个不同层系的油藏, 其中沙丘地区凸起带之上二叠系上乌尔禾组油藏均已探明, 但在此后 30 年间始终未获得重大勘探突破。直至 2021 年, 借鉴玛湖等富烃凹陷下凹勘探的成功经验, 在阜康凹陷斜坡区部署的康探 1 井于二叠系上乌尔禾组获得了高产工业油气流^[8], 开启了阜康凹陷斜坡区油气勘探的新篇章, 随后部署了阜 47、阜 48、阜 49 等多口预探井, 但出现了单井产量递减快、稳产产量低、油水同出等复杂情况, 制约了进一步的油气勘探及产能建设。

阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组储层表现为深埋、特低孔渗、成因复杂等特点。当前, 对阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组储层特征及控制因素认识不清, 且该领域的研究报道较少, 制约了该地区的油气勘探工作。本文通过岩心、铸体薄片、扫描电镜、压汞、物性等资料, 对该区上乌尔禾组致密砂砾岩储层的岩石学特征、物性特征及微观孔隙特征进行研究, 并从沉积、成岩等因素出发, 探讨储层控制因素, 以期为该区储层评价工作提供理论依据, 为下一步油气勘探工作提供借鉴。

1 地质概况

准噶尔盆地是晚古生代以来形成的中国西部大型叠合盆地^[13]。晚石炭世—早二叠世, 海西运动造成的强烈挤压形成了早期的前陆盆地, 同时奠定了盆地隆坳相间的古构造格局; 中—晚二叠世, 随着造山活动的减弱, 盆地整体进入陆内坳陷阶段, 稳定沉降扩大了沉积范围, 中—上二叠统沉积于各坳陷中, 并向凸起区超覆; 三叠纪以后盆地进入继承性的统一坳陷沉积阶段^[14]。

阜康凹陷位于准噶尔盆地东南部, 东邻北三台凸起, 西接莫南凸起, 南抵淮南山前冲断带, 北至白家海凸起和莫索湾凸起, 为一自海西期以来持续发育的大型凹陷区, 面积约 9 300 km²。阜康凹陷东斜坡构造演化特征与北三台凸起的形成与演化密切相关, 北三台凸起是一个持续性的古隆起, 受海西、印支、燕山、喜马拉雅等多期次构造运动的影响^[15], 从阜康凹陷东斜坡向北三台凸起高部位发育多套地层尖灭^[16], 北三台凸起中心部位是由石炭系基底古隆起构成的核心部分。海西构造运动使北三台地区抬升, 二叠系芦草沟组向构造高部位超覆沉积, 逐渐减薄, 上二叠统上乌尔禾组沉积稳定, 厚度为 100~650 m。断陷期造山带的

强烈隆升为随后的拗陷期沉积带来了充足的物源，中上二叠统发育多个扇三角洲沉积体^[17]。研究区位于阜康凹陷东斜坡区（图 1），上乌尔禾组储层埋深除阜 48 井超过 4 500 m 外，其余井均超过 5 000 m，属于深层储层的范畴^[18]，阜康凹陷东斜坡区按照构造可分为阜北、阜中和阜南三个凹槽，前期钻井主要位于阜中凹槽。阜康凹陷上乌尔禾组为退积型扇三角洲沉积，阜中凹槽沉积受来自东部沙奇凸起以及南部西泉凸起双物源影响^[9]，从乌一段到乌三段，湖平面上升，砂体不断向凸起带超覆，乌一段和乌二段为主力储层发育段，乌三段主要沉积泥岩，为区域性盖层（图 1）。

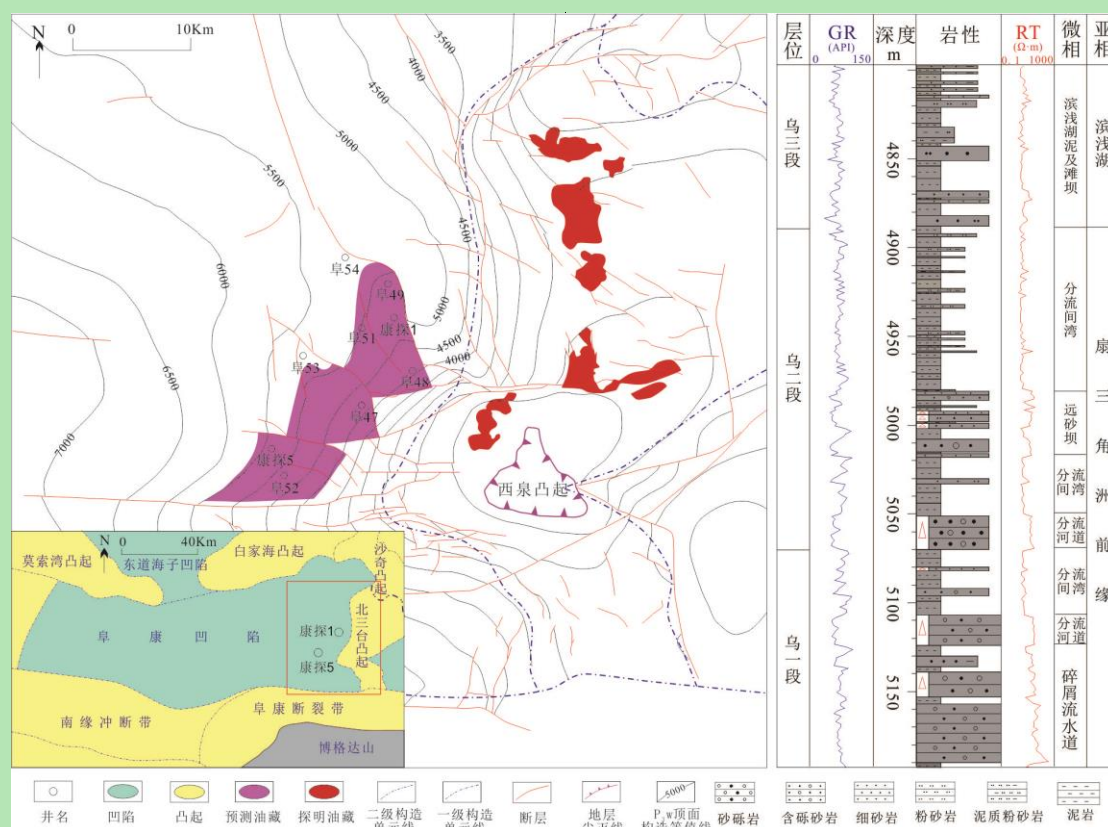


图 1 研究区位置及上乌尔禾组(P_{3w})地层综合柱状图
Fig.1 Location of study area and comprehensive histogram of P_{3w} stratigraphy

2 储层特征

2.1 储层碎屑成分以岩屑为主

根据康探 1 等 7 口井 100 余块岩心薄片鉴定结果，上乌尔禾组储层岩石类型主要为岩屑砂（砾）岩（图 2），成分成熟度低。其中石英含量在 1%~18%，平均 6.9%；长石含量在 1%~22%，平均 7.6%；岩屑含量在 68%~100%，平均 85.5%，岩屑成分主要为火山岩，以凝灰质岩为主，含量占岩矿组分的 70%以上，其次为安山岩、霏细岩，少量的花岗岩。平面上，岩矿成分差异不大；垂向上，乌一段砂砾岩岩屑含量更高，乌二段（含砾）砂岩长石含量更高。储层填隙物类型主要为黏土矿物（5%~15%）方解石（0~10%）和硅质（1%~3%），部分砂岩中见浊沸石（0~2%）。X 衍射结果显示，埋深 5 000 m 以深的样品黏土矿物以伊

蒙混层为主（平均 54.3%），其次为绿泥石（平均 37.2%）和伊利石（平均 8.6%），不含高岭石，伊蒙混层比为 25%；埋深 4 500 m 左右的样品黏土矿物以蒙皂石为主（平均 52%），其次为绿泥石（平均 39%）和少量的伊利石（平均 9%），也不含高岭石。

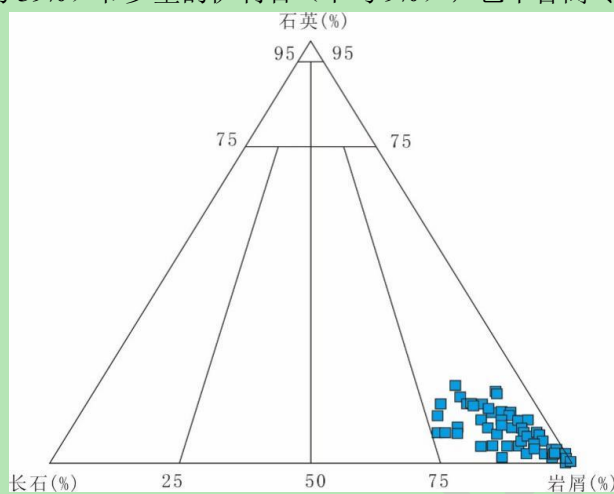


图 2 阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组岩石类型三角图

Fig.2 Triangle diagram showing rock type of the of P_{3w} reservoir in Fukang Sag

2.2 储层物性为特低孔隙度、特低渗透率

根据康探 1 等 400 余块岩心常规物性分析结果（图 3），研究区上乌尔禾组储层基质孔隙度 0.8%~10.8%，平均 5.8%，基质渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 21.80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，为特低孔隙度、特低渗透率储层。不同岩性孔隙度略有差异，砂砾岩孔隙度 1%~10.8%，平均 5.6%，渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 4.51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 平均 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；含砾中粗砂岩孔隙度 2.3%~9.6%，平均 6.4%，渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 平均 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；细砂岩孔隙度 1.4%~10.7%，平均 5.5%，渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 21.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。整体上含砾中粗砂岩孔隙度稍高，砂砾岩和细砂岩孔隙度较低。

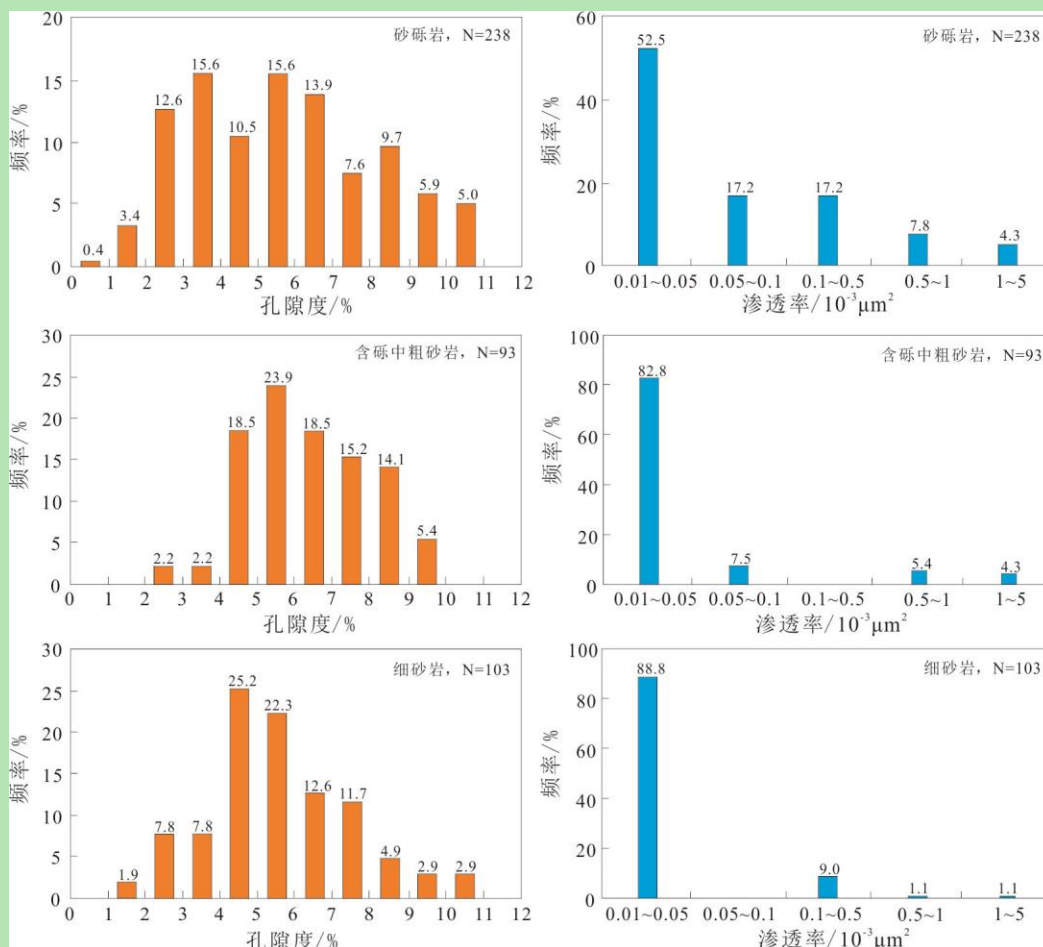


图3 阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组深层碎屑岩储层物性特征图

Fig.3 Histograms showing physical properties for different sandstones of the P_{3w} reservoir in Fukang Sag

2.3 储集空间以微孔和裂缝为主

根据铸体薄片、场发射扫描电镜、激光共聚焦显微镜观察结果，阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组储层储集空间以微孔和微裂缝为主。

2.3.1 微孔

在研究区上乌尔禾组大部分砂砾岩中，铸体薄片未见明显的孔隙（显孔），砾石之间多被蒙皂石和伊蒙混层黏土矿物充填（图 4a），但在场扫描电镜下可以看到蒙皂石以及伊蒙混层具有丰富的晶间孔隙（图 4b, c），孔隙直径在 1~3 μm，激光共聚焦显微镜下可以看到粒间黏土矿物晶间微孔发绿色激光（图 4d），同时荧光薄片下黏土矿物的晶间微孔具有黄色荧光（图 4e），表明晶间微孔可以成为油气赋存的空间。

2.3.2 溶孔

研究区上乌尔禾组溶孔整体欠发育，只在部分含砾砂岩中见到，溶蚀物质主要为粒间浊沸石胶结物，以及少量的长石、岩屑颗粒（图 4f~g）。粒间溶孔的孔径较大，一般在 50~200 μm，铸体薄片就可以清楚的识别，激光共聚焦显微镜下长石溶孔具有梳状的溶蚀特征（图 4h）。长石溶蚀的伴生产物为高岭石，岩矿特征显示上乌尔禾组黏土矿物缺少高岭石，也间接印证了该套储层整体长石溶蚀作用弱的特点。

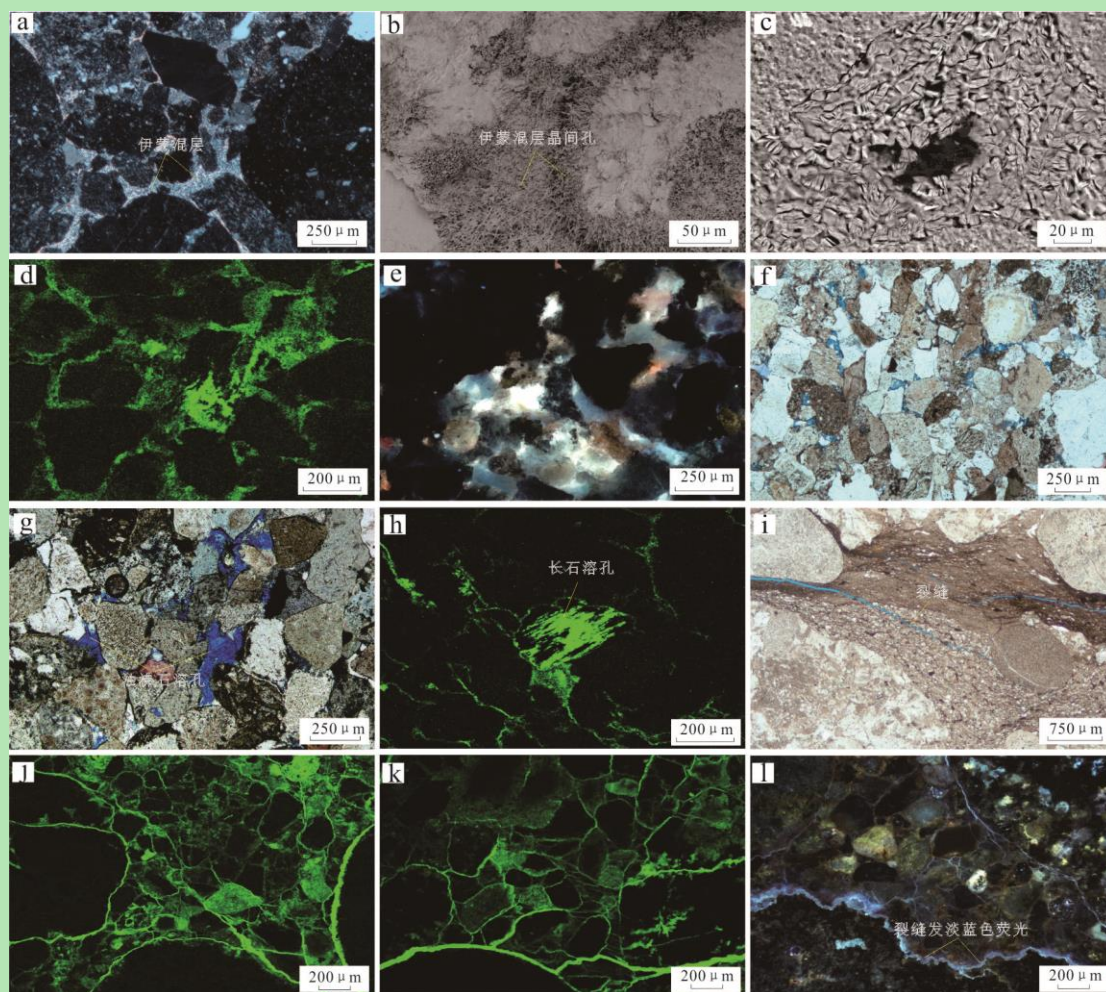


图4 阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组储层孔隙类型

(a) 粒间伊利石充填, 阜49井, 5 397.91 m, P_{3w}, 砂砾岩; (b) 丝缕状伊利石具有大量的晶间孔隙, 阜48井, 4 538.36 m, P_{3w}, 砂砾岩; (c) 水云母化伊利石具有晶间孔隙, 康探1井, 5 086.00 m, P_{3w}, 含砾砂岩; (d) 粒间泥杂基微孔发育, 康探5 5976.05 m, P_{3w}, 砂砾岩; (e) 粒间泥杂基发淡黄色荧光, 阜49井, 5 397.91 m, P_{3w}, 砂砾岩; (f) 粒间浊沸石及长石溶孔, 孔隙见硅质沉淀, 阜48井, 4 516, P_{3w}, 含砾中砂岩; (g) 粒间浊沸石溶孔, 康探1井, 5 052.00 m, P_{3w}, 含砾中砂岩; (h) 长石溶孔, 阜47井, 5 119.00 m, P_{3w}, 砂砾岩; (i) 微裂缝切穿泥岩岩层, 阜49井, 5 403.83 m, P_{3w}, 砂砾岩; (j) 砂砾岩微裂缝发育, 康探5井, 5 973.22 m, P_{3w}, 砂砾岩; (k) 微裂缝, 阜47井, 5 134.70 m, P_{3w}, 砂砾岩; (l) 原位微裂缝具荧光, 砾缘人工缝无荧光, 阜47井, 5 134.70 m, P_{3w}, 砂砾岩

Fig.4 Characteristics of different pore types from the P_{3w} reservoir in Fukang Sag

2.3.3 微裂缝

微裂缝在研究区上乌尔禾组储层中最为常见, 铸体薄片下可见穿过颗粒的微裂缝(图4i), 裂缝开度在5~10 μm。激光共聚焦显微镜下可观察到微裂缝非常发育(图4j~k), 但需要注意的是, 部分砾石边缘的砾缘缝是由于采样过程中的应力释放造成的假缝, 此类裂缝可以进一步通过荧光薄片加以辨别, 荧光薄片下原位微裂缝具有淡蓝色的荧光, 而砾缘缝不发光(图4l)。

2.4 储层孔隙结构以微孔微喉为主

本次研究采用高压压汞来表征高压压汞储层孔隙结构, 高压压汞的最大进汞压力为180 MPa, 仅供孔隙半径为0.004 μm, 对于微孔隙具有很好的表征效果。高压压汞结果显示(图5), 研究区上乌尔禾组储层压汞曲线排驱压力整体较高, 孔喉半径较小、分选差, 整体上属于微孔微喉结构特征。其中砂砾岩和细砂岩压汞曲线表现类似的孔隙结构特征, 压汞排驱

压力超过 13 MPa，平均孔喉半径在 10~15 nm，40 nm 左右的孔喉对渗透率起主要贡献；含砾中粗砂岩孔隙结构稍好，排驱压力在 2 MPa 左右，平均孔喉半径在 100~180 nm，400 nm 的孔喉对渗透率起主要贡献。

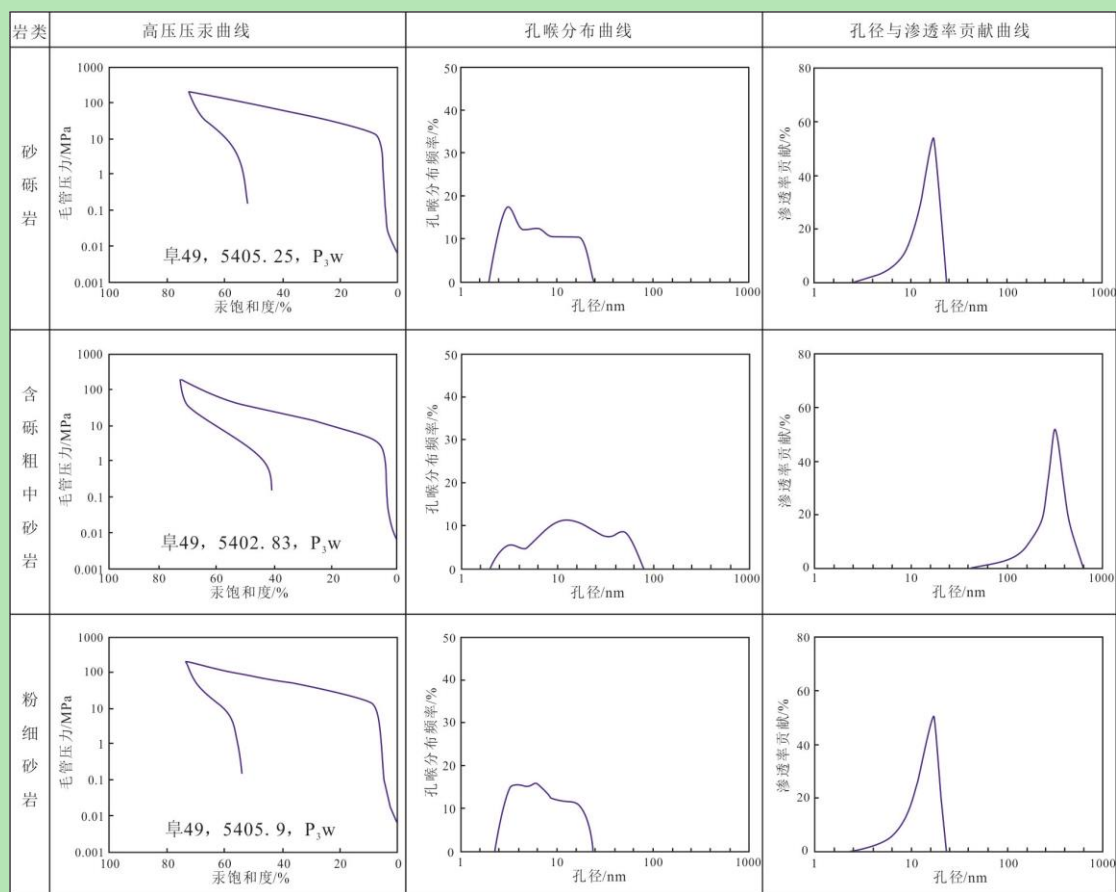


图 5 阜康凹陷上乌尔禾组不同岩性典型高压压汞孔隙结构特征

Fig.5 Typical pore structure characteristics illustrated by high-pressure mercury injection for different sandstones from the P_{3w} reservoir in Fukang Sag

3 储层成岩作用特征

3.1 压实作用

压实作用是造成原生孔隙损失最重要的成岩事件，一般机械压实作用影响的深度范围在 2 500 m 以浅，埋深超过 2 500 m，以化学压实（压溶）作用为主^[10]。研究区上乌尔禾组储层埋深大，普遍超过 5 000 m，压实作用强，镜下压实作用的表现有塑性岩屑变形以及假杂基化，部分石英、长石等刚性颗粒破裂，颗粒接触关系以线接触和线—凹凸接触为主。引入视压实率参数定量表征压实作用的强度，结合铸体薄片、物性资料分析，研究区上乌尔禾组储层视压实率在 68.2%~80.3%，平均 75.4%，属于强压实。

3.2 胶结作用

研究区上乌尔禾组胶结作用主要有方解石胶结、硅质胶结和浊沸石胶结。方解石胶结物是研究区最常见的胶结物类型，含量在 2%~15%。通过阴极发光测试，识别出两期方解石胶

结物，早期方解石呈基底式胶结，发亮黄色光（图 6a），晚期方解石呈斑块状，发橘黄色光（图 6b）。硅质胶结物生长受温度、时间、石英比表面积等因素的影响，其中温度对硅质胶结物影响最大^[19]，研究区上乌尔禾组储层埋深时间长、深度大，现今地层温度超过 130 °C，达到硅质胶结物快速生长的温度区间。研究区储层石英普遍发育次生加大（图 6c），加大程度较高。硅质胶结物含量在 0.5%~3%。研究区部分井段中可见浊沸石胶结物，含量在 1%~4%。浊沸石在偏光显微镜下一级灰白干涉色（图 6d），常呈连生状晶体，半充填或全充填粒间孔隙，扫描电镜下呈短柱状，解理发育（图 6e）。浊沸石胶结物形成受母岩类型、流体环境、温压条件等多种因素控制，火山物质碱性流体条件下水解—浊沸石化是研究区浊沸石形成的重要途径^[20]。研究区上乌尔禾组储层含大量的中基性火山岩屑，极易水解水化，具备形成浊沸石的物质基础。

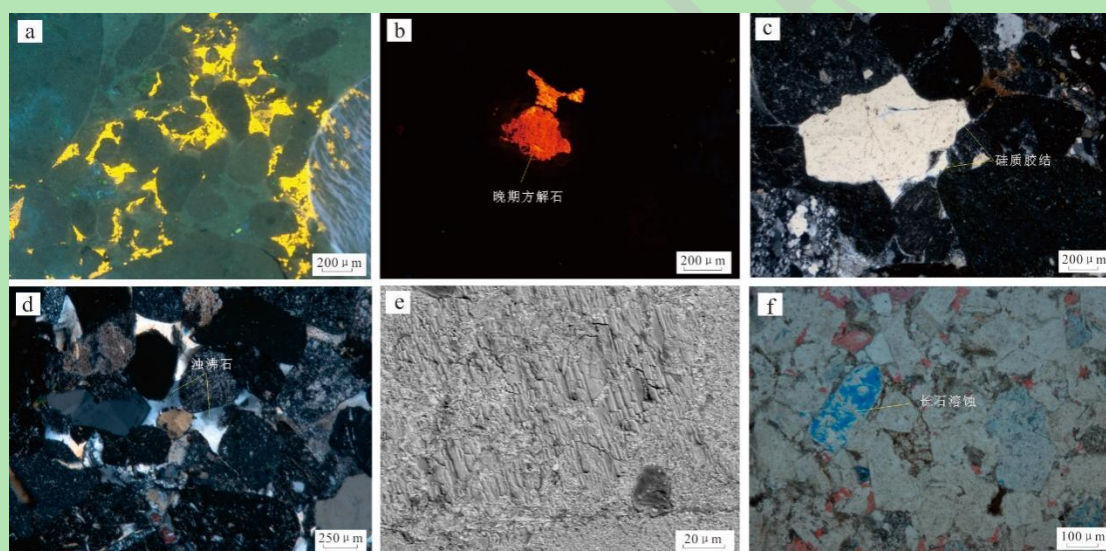


图 6 阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组储层成岩作用特征

(a) 早期方解石胶结物阴极发光呈亮黄色，康探 5 井，5 978.80 m，P_{3w}，砂砾岩；(b) 晚期方解石胶结物阴极发光呈橘红色，阜 49 井，5 402 m，P_{3w}，砂砾岩；(c) 硅质胶结，阜 53 井，5 631.00 m，P_{3w}，砂砾岩；(d) 浊沸石胶结物，康探 5 井，6 043.00 m，P_{3w}，砂砾岩；(e) 扫描电镜下浊沸石胶结物节理发育，阜 47 井，5 134.10 m，P_{3w}，砂砾岩；(f) 长石溶蚀，阜 49 井，5 409.00 m，P_{3w}，含砾砂岩

Fig.6 Characteristics of diagenesis from the P_{3w} reservoir in Fukang Sag

3.3 溶蚀作用

溶蚀作用主要发生在中成岩阶段，表现为长石、火山岩屑以及浊沸石胶结物在酸性介质条件下发生溶解，形成次生孔隙。最普遍的溶蚀现象为长石沿解理缝方向发生溶蚀，呈镂空状及窄片状（图 6f）。研究区溶蚀作用整体发育程度较低，溶孔面孔率普遍在 0.5%~1%。

3.4 成岩作用阶段划分

通过成岩矿物特征，结合区域埋藏史和孔隙演化的综合研究，建立研究区上乌尔禾组成岩—孔隙演化模式（图 7）。早成岩期最重要的成岩作用是压实作用、早期方解石胶结作用；中成岩期最重要的作用是蒙皂石伊利石化作用、石英胶结作用以及局部的溶蚀作用。早成岩

期储层孔隙由压实作用、方解石胶结作用减小至 15%左右，随后中成岩期在伊利石、石英胶结等作用下进一步减小至现今的 5%左右。

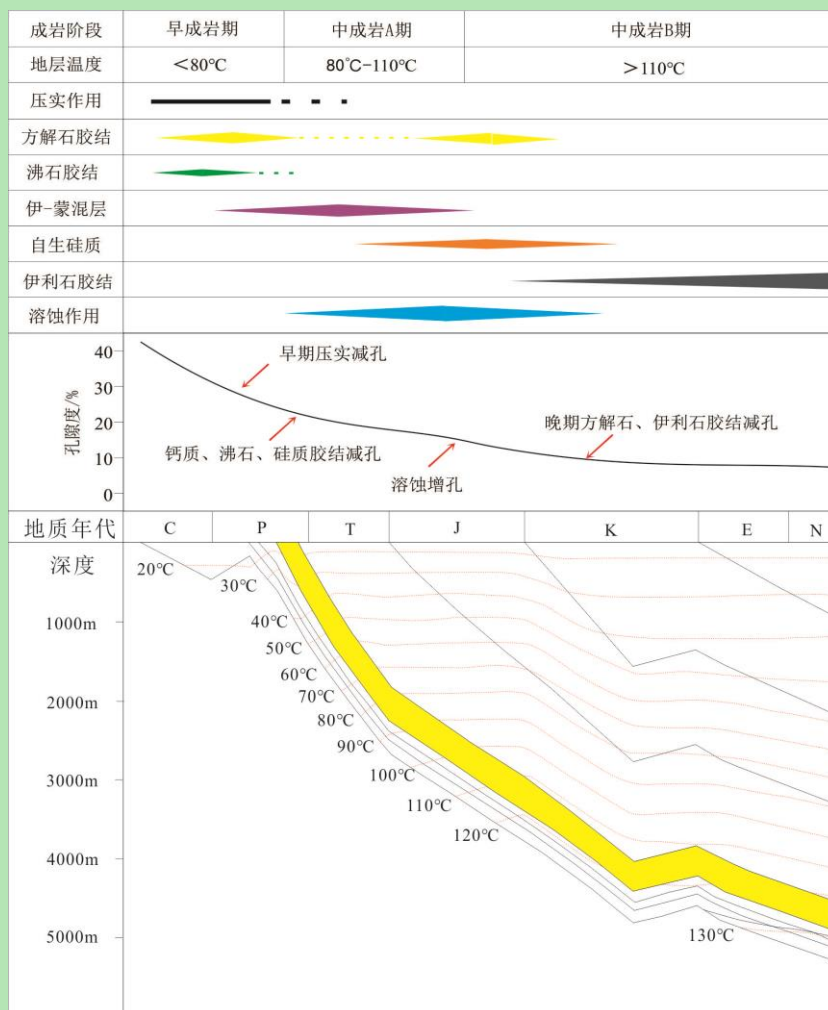


图 7 阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组储层成岩作用及孔隙演化模式
Fig.7 Diagenesis and pore evolution of the P_{3w} reservoir in Fukang Sag

4 储层控制因素分析

4.1 沉积微相控制储层性质差异性

沉积作用是控制储层性质的基础，不同沉积微相形成的水动力条件有差异，直接影响沉积物的构造、岩相组合类型、粒度、分选以及泥质含量等。沉积作用一方面决定储层原始孔隙的发育和分布，另一方面影响后期成岩作用的强度与演化过程，因此不同沉积微相砂体具有不同的孔隙发育特征^[12]。

乌一段为断陷—凹陷转换构造早期的碎屑流水道沉积，沉积物快速堆积，粒度粗分选相对较差，岩性以中细砾岩—砂质细砾岩为主，层理不明显，整体显块状；乌二段沉积时期，水动力减弱，沉积物粒度变细，乌二段底部以水下分流河道微相含砾中粗砂岩沉积为主，岩心显斜层理以及粒序层理；乌二段顶部水动力条件进一步减弱，沉积三角洲分流河道远端—

远砂坝微相的细砂岩，岩心显水平层理。将研究区上乌尔禾组主要的储集岩相划分为碎屑流水道块状砂砾岩相、水下分流河道斜层理含砾粗中砂岩相以及远砂坝水平层理细砂岩相（图8）。根据薄片鉴定结果，碎屑流水道砂砾岩泥质含量普遍超过10%，水下分流河道含砾中粗砂岩泥质含量一般为5%~8%，远砂坝微相细砂岩粒度细，塑性岩屑和泥质含量也较高（6%~10%）。铸体薄片和扫描电镜均表明，含砾粗中砂岩发育微米级别的溶蚀孔隙，面孔率和孔隙度也更高，表明沉积微相对研究区上乌尔禾组致密储层性质起到先天的控制作用。

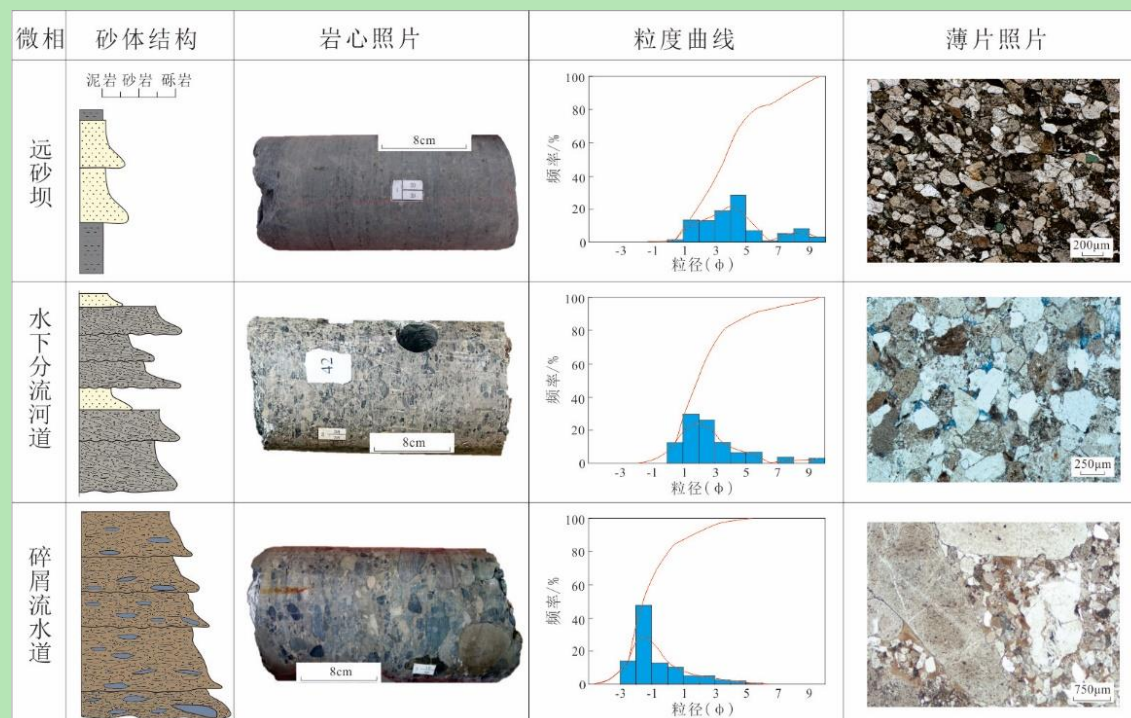
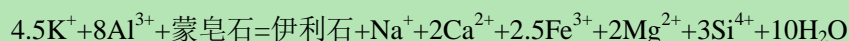


图8 阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组不同沉积微相砂体宏观特征

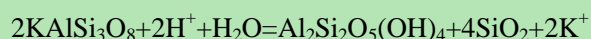
Fig.8 Macro and micro characteristics of the P_{3w} sandstones deposited in different sedimentary microfacies in Fukang Sag

4.2 高黏土杂基是造成储层整体低渗的物质基础

阜康凹陷斜坡区储层填隙物以黏土矿物为主，是造成深埋储层低孔、低渗的重要因素。通过 X 衍射结合扫描电镜和能谱，识别出黏土矿物主要类型为蒙皂石、伊蒙混层。伊蒙混层呈片状，扫描电镜能谱具有更高的 K 含量（图 9a, b），蒙皂石呈丝缕状，扫描电镜能谱（图 9c, d）K 含量较低。研究区伊利石与沉积时期火山灰填隙物蒙皂石化、伊利石化有关，研究区砂岩中大量的火山岩屑表明沉积时期物源区富含火山碎屑。蒙皂石向伊利石转化的反应化学方程式如下。



蒙皂石伊利石化反应要求有丰富的 K⁺来源，地层流体中的 K⁺主要来自钾长石的溶解，钾长石的溶蚀在粒间沉淀高岭石的同时释放大量的 K⁺，其化学反应方程如下：



阜康斜坡区上乌尔禾组长石溶蚀作用并不发育,但西侧北三台凸起区钾长石溶蚀作用非常普遍^[21],推测北三台凸起区钾长石经大气水淋滤下渗是研究区上乌尔禾组富 K^+ 地层流体的主要来源。

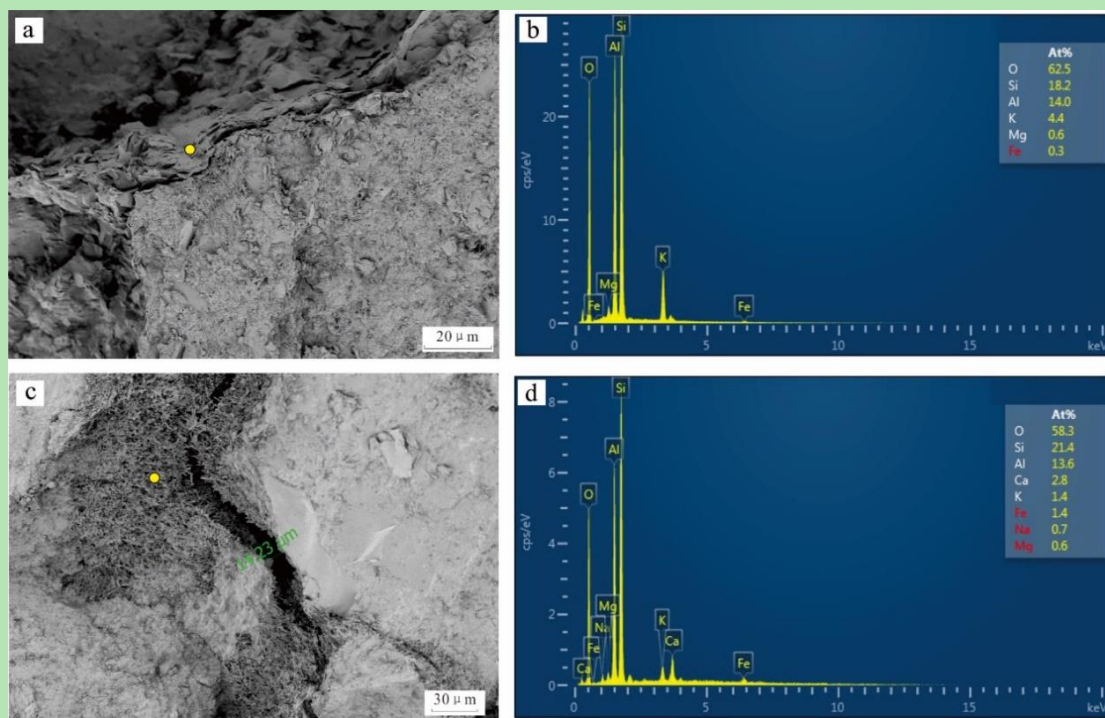


图9 阜康凹陷上乌尔禾组与黏土矿物扫描电镜及能谱特征

(a) 阜49井, 5402.83 m, P_{3W} , 砂砾岩, 伊利石特征; (b) 伊利石能谱特征(图9a黄色点为能谱点位); (c) 阜48井, 540.61 m, P_{3W} , 灰色砂砾岩, 蒙皂石; (d) 蒙皂石能谱特征(图9c黄色点为能谱点位)

Fig.9 Scanning electron microscope (SEM) images and energy dispersive spectrometer (EDS) characteristics for smectite and illite from the P_{3W} reservoir in Fukang Sag

从平面分布上看,距离西泉凸起内物源距离越远,储层黏土杂基含量较低。沉积物的风化元素指标,如化学蚀变指数(CIA)、化学风化指数(CIW)、Parker风化指数(WIP)和斜长石蚀变指数(PIA)等,广泛应用于碎屑岩源区的风化作用强度分析^[22-23]。其中,CIA、CIW和PIA的数值为50~100,随着化学风化作用强度增强而增大,而WIP值变化趋势相反,随着化学风化作用强度增强,数值趋向于0^[22,24]。全岩XRF元素分析结果显示,高黏土杂基井段(如康探5、阜47井、阜48井)样品的CIA值介于82.3~92.4,平均88.3,指示强烈的风化作用,而相对低黏土杂基井段(如阜49井)样品的CIA值明显降低(平均87.2),反映相对较低的风化程度(图10)。CIW和PIA的数值表现与CIA的一致,在高黏土杂基井段较高,分别为90.3和88.4,而在低杂基井段明显较小,分别为88.4和86.7。此外,WIP值变化也反映相同的风化规律,高黏土杂基井段平均值为12.9,明显低于低杂基井段(平均为15.0),显示更强的风化特征。这些结果说明,源区风化强度直接影响黏土杂基的分布。前人研究表明,东北部克拉美丽山物源以不易风化的中酸性火山岩为主,南东向博格达山物

源以较易风化的中基性火山岩为主^[8,25], 验证了黏土杂基的分布与物源相关。

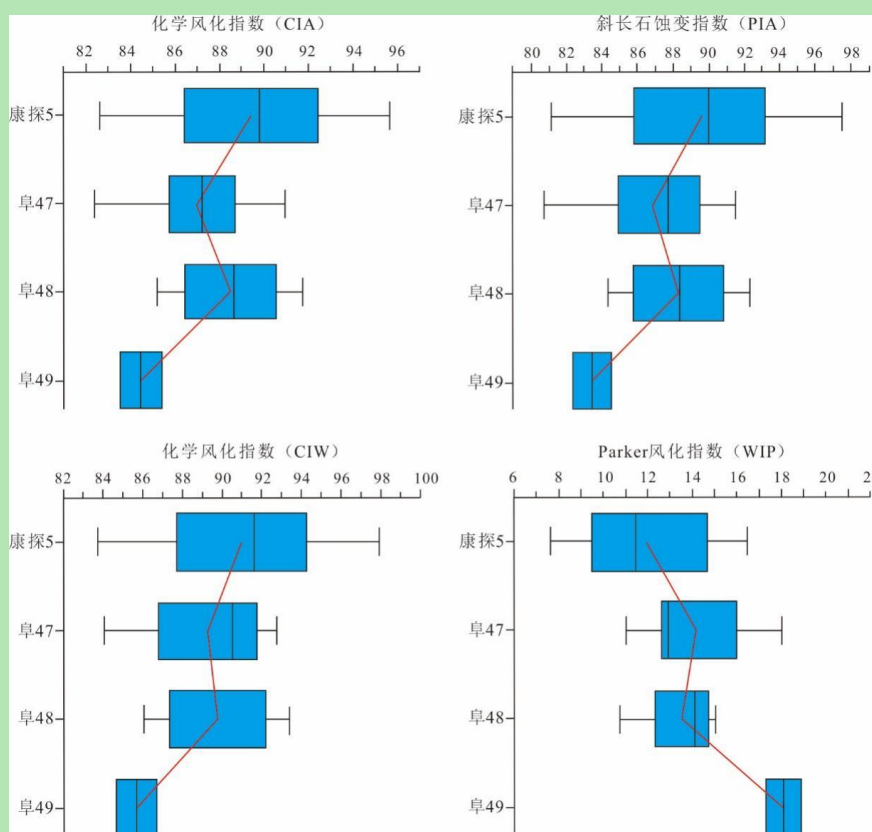


图 10 阜康凹陷斜坡区各井上乌尔禾组岩石风化指数特征

Fig.10 Characteristics of the rock weathering index for the P_{3w} sandstone in Fukang Sag

4.3 成岩压实和胶结作用造成储层进一步低渗

沉积作用决定了储层原始面貌, 成岩作用是造成深层砂岩储层致密化的重要因素, 强烈的压实、胶结和黏土矿物转化造成储层孔隙减小、喉道变窄, 孔隙结构变差^[11]。压实作用对阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组储层造成了不可逆的影响, 对储层孔隙结构造成的破坏最大, 机械压实作用是成岩初期砂岩减孔的主要原因。砂岩成分、分选以及埋藏深度是影响压实作用的最重要因素。研究区上乌尔禾组砂岩成分成熟度和结构成熟度均低, 岩屑含量超过 85%, 石英和长石等刚性颗粒含量低于 15%, 大量的蚀变火山岩岩屑极大削弱了岩石的抗压能力, 因此压实作用极强。胶结作用对孔隙结构的破坏具有“多类型和多期次”的特点。方解石是最主要的减孔胶结物类型, 其次为浊沸石和硅质胶结物。研究区储层中蒙皂石杂基向伊利石转化过程中释放出的各种组分, 这些组分在储层成岩胶结物中均有发现。蒙皂石开始向伊利石转化的温度大约在 60℃左右, 释放的 Ca²⁺和地层水中的碳酸根结合, 以方解石胶结物的形式产出, 当温度超过 60~100℃时, 蒙皂石伊利石化释放的二氧化硅将以硅质胶结的形式产出, 这些胶结物对储层孔隙结构造成巨大的破坏。方解石胶结物未见溶蚀现象, 是碳酸盐矿物溶蚀的化学热力学和动力学双重控制的结果^[26]。浊沸石胶结物虽然随着后期酸性地层水的注入发生溶蚀, 形成部分次生孔隙, 但整体溶蚀程度较弱, 对储层的改善作用非常有限。

4.4 晚期压力传导型超压不能保护原生孔隙

地层超压可以减小岩石所承受的有效应力。地层超压对储层原生孔隙的影响取决于超压

发生的时间，如果地层超压形成于大规模机械压实作用之前（通常认为埋深小于 2 500 m），超压对原生孔隙保存有建设作用，如果地层超压形成时间晚，超压并不能保存原生孔隙。研究区上乌尔禾组普遍发育地层超压，超压系数从凸起向凹陷区逐渐增高，阜 48 井地层压力系数为 1.55，康探 1 井、阜 49 井地层压力系数近 1.8。垂向有效应力以及泥岩密度和泥岩深度速度的交会图表明（图 11），超压段泥岩声波速度与垂向有效应力以及密度的关系均与正常压实段一致，并非欠压实等成因^[27]。结合区域压力系数从凹陷向斜坡部位变小的特点，综合推测，研究区上乌尔禾组超压可能是应力传导成因，系凹陷内芦草沟组烃源岩生烃引起的超压沿断层和裂缝侧向传导到上乌尔禾储层中。阜康凹陷二叠系芦草沟组烃源岩晚三叠—早侏罗世开始进入生烃门限，晚侏罗—早白垩世进入生烃高峰^[28]，研究区上乌尔禾组大规模油气聚集发生在晚侏罗—早白垩世，结合区域埋藏史—成岩史可知，此时上乌尔禾组储层埋深已超过 3 000 m，成岩阶段已处于中成岩 B 期，机械压实作用完成对颗粒的调整，超压形成时间晚，对保护原生孔隙意义不大。

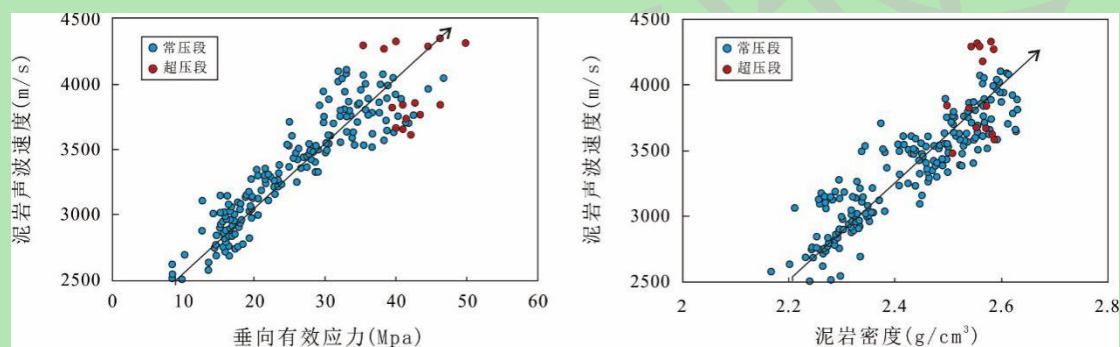


图 11 阜康凹陷斜坡区泥岩声波速度与垂向有效应力以及泥岩密度交会图

Fig.11 Acoustic velocity vs. vertical effective stress and mudstone density for P_3w mudstones in Fukang Sag.

4.5 裂缝有效改善储层渗透性

阜康斜坡区上乌尔禾组整体基质孔隙发育较差，但部分井段试油获得了较高的产量，如康探 1 井乌一段日产油 114.54 t，阜 49 井乌一段日产油 86.42 t。原油日产量和裂缝线密度具有很好的相关性（图 12），表明裂缝改善了储层的孔隙结构，大大增强了储层的渗透率。地层超压能支撑地下裂缝开度，进一步提升裂缝有效性，前人通过高孔隙压力条件下的储层物性实验证实随着孔隙压力的增加，储层渗透率也大幅增加^[17]，裂缝和超压共同作用造成储层油气高产。通过成像测井资料的解释，康探 1 测试层段发育明显的中高角度开启缝，裂缝线密度为 2.2 条/m，阜 49 井裂缝测试段裂缝线密度也达 1.24 条/m，而阜 48 井测试段裂缝相对不发育，小于 1 条/m。平面上裂缝发育和断裂密切相关，靠近大断裂的井位，裂缝更发育。

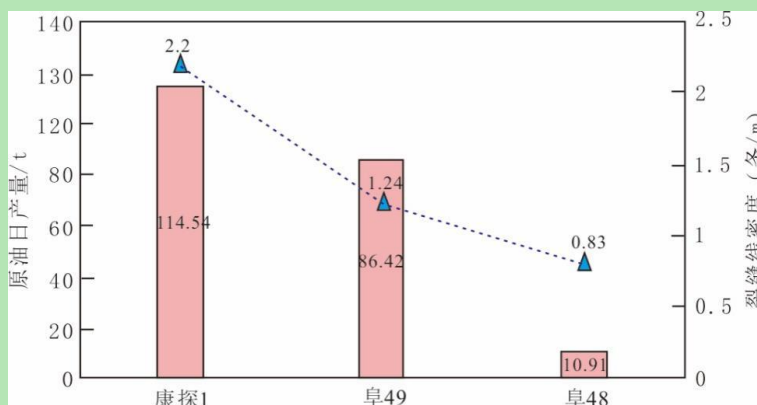


图 12 阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组各井产量和裂缝线密度关系

Fig.12 Relationship between production and fracture density of wells Kangtan1, Fu 49, and Fu48 from the P_{3w} reservoir in Fukang Sag

5 对下一步油气勘探的启示

上述研究表明上乌尔禾组储层具有裂缝—孔隙双重介质特点,裂缝是油气高产的必要条件,基质孔隙是深层致密油藏油气稳产的基础^[29],寻找裂缝和基质孔隙相对发育段是油气高效勘探和效益动用的关键^[18]。前文所述,碎屑流水道砂砾岩泥质含量高,孔隙结构差;水下分流河道砂体基质孔隙相对发育,孔隙结构较好。由沉积特征可知,乌一段沉积期为填平补齐的碎屑流水道砂砾岩沉积,水下分流河道砂体主要发育在乌一段顶部和乌二段底部(图 13),后期可针对这两套砂体进行水平井开发。阜中凹槽上乌尔禾组储层黏土主要受西泉凸起物源的影响,一方面沉积物近源搬运、快速堆积、缺少淘洗,另一方面中基性物源较易风化产生大量黏土矿物。阜北凹槽受克拉美丽中酸性物源影响^[8],沉积物搬运距离远,且不易风化,推测储层泥质含量较低,是下一步油气勘探的有利领域。

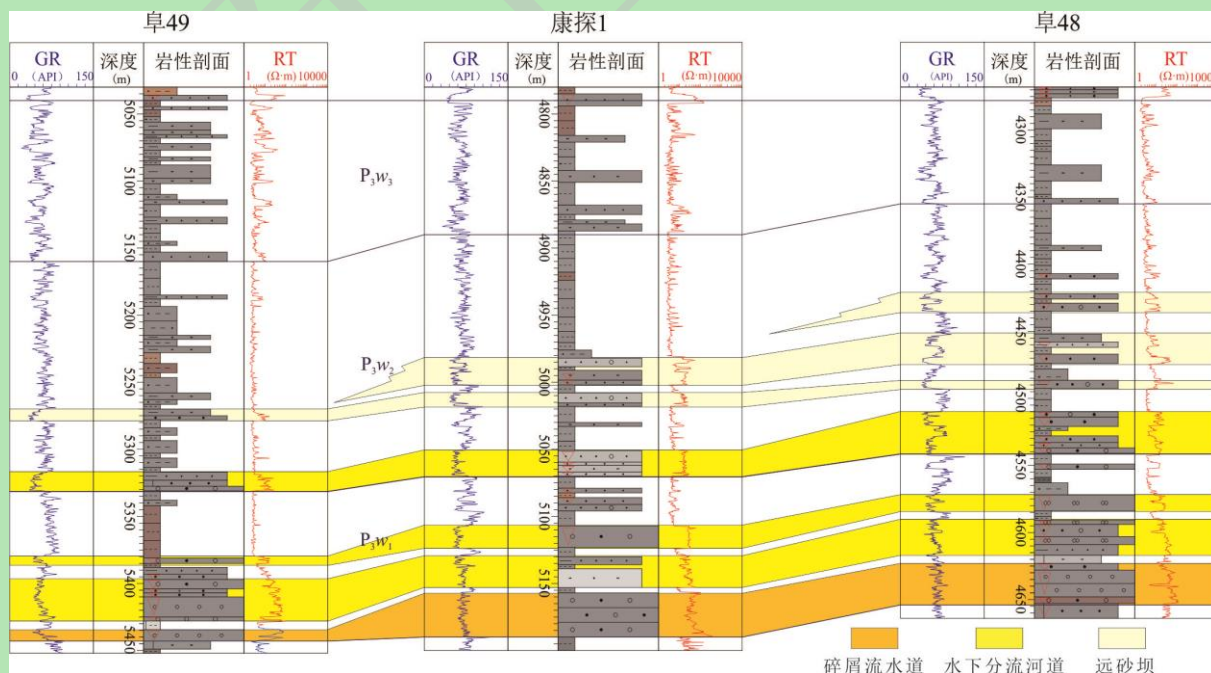


图 13 过阜 49—康探 1—阜 48 井上乌尔禾组不同微相砂体对比剖面

Fig.13 Distribution of different microfacies sand bodies in the P_{3w} reservoir

6 结论

(1) 阜康凹陷斜坡区上乌尔禾组发育特低孔、特低渗型砂砾岩储层；孔隙类型以微孔和裂缝为主，孔隙结构以小孔微喉为主，整体连通性差。

(2) 沉积微相是控制上乌尔禾组储层物性差异性的基础，碎屑流水道砂砾岩和远砂坝细砂岩泥质含量高、物性差，水下分流河道含砾中粗砂岩物性相对较好；高伊利石黏土杂基和成岩压实及胶结作用是造成储层致密低渗的主要因素；晚期压力传导型超压未能保护原生孔隙；裂缝有效改善储层渗透性，是油气高产的主要原因。

(3) 乌一段顶部和乌二段底部水下分流河道含砾砂岩泥质含量相对较低，基质孔隙发育，储层性质较好；远离西泉凸起物源影响的阜北凹槽区是下一步油气勘探的有利领域。

参考文献 (References)

- [1] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1457-1469. [Jia Chengzao, Pang Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1457-1469.]
- [2] 李阳, 薛兆杰, 程喆, 等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 45-57. [Li Yang, Xue Zhaojie, Cheng Zhe, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 45-57.]
- [3] Dutton S P, Loucks R G. Diagenetic controls on evolution of porosity and permeability in Lower Tertiary Wilcox sandstones from shallow to ultradeep (200-6700m) burial, Gulf of Mexico Basin, U.S.A[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(1): 69-81.
- [4] 操应长, 远光辉, 杨海军, 等. 含油气盆地深层—超深层碎屑岩油气勘探现状与优质储层成因研究进展[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 112-140. [Cao Yingchang, Yuan Guanghui, Yang Haijun, et al. Current situation of oil and gas exploration and research progress of the origin of high-quality reservoirs in deep-ultra-deep clastic reservoirs of petroliferous basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 112-140.]
- [5] 沈华, 何海清, 张锐锋, 等. 河套盆地洼槽区河探 1 井风险勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2022, 43(9): 1213-1222. [Shen Hua, He Haiqing, Zhang Ruifeng, et al. Breakthrough and significance of risk exploration of well Hetan 1 in the trough area of Hetao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(9): 1213-1222.]
- [6] 田军, 杨海军, 吴超, 等. 博孜 9 井的发现与塔里木盆地超深层天然气勘探潜力[J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 11-19. [Tian Jun, Yang Haijun, Wu Chao, et al. Discovery of well Bozi 9 and ultra-deep natural gas exploration potential in the Kelasu tectonic zone of the Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 11-19.]
- [7] 杜金虎, 支东明, 李建忠, 等. 准噶尔盆地南缘高探 1 井重大发现及下组合勘探前景展望[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 205-215. [Du Jinhui, Zhi Dongming, Li Jianzhong, et al. Major breakthrough of well Gaotan 1 and exploration prospects of Lower assemblage in southern margin of Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 205-215.]
- [8] 何海清, 支东明, 唐勇, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷康探 1 井重大突破及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(2): 1-11. [He Haiqing, Zhi Dongming, Tang Yong, et al. A great discovery of well Kangtan 1 in the Fukang Sag in the Junggar Basin and its significance[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 1-11.]
- [9] Morad S, Al-Ramadan K, Ketzer J M, et al. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1267-1309.

- [10] Bjørlykke K. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins[J]. *Sedimentary Geology*, 2014, 301: 1-14.
- [11] Lai J, Wang G W, Ran Y, et al. Impact of diagenesis on the reservoir quality of tight oil sandstones: The case of Upper Triassic Yanchang Formation Chang 7 oil layers in Ordos Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 145: 54-65.
- [12] 赖锦, 王贵文, 孟辰卿, 等. 致密砂岩气储层孔隙结构特征及其成因机理分析[J]. *地球物理学进展*, 2015, 30(1): 217-227. [Lai Jin, Wang Guiwen, Meng Chenqing, et al. Pore structure characteristics and Formation mechanisms analysis of tight gas sandstones[J]. *Progress in Geophysics*, 2015, 30(1): 217-227.]
- [13] 吴孔友, 查明, 王绪龙, 等. 准噶尔盆地构造演化与动力学背景再认识[J]. *地球学报*, 2005, 26(3): 217-222. [Wu Kongyou, Zha Ming, Wang Xulong, et al. Further researches on the tectonic evolution and dynamic setting of the Junggar Basin[J]. *Acta Geoscientica Sinica*, 2005, 26(3): 217-222.]
- [14] 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(5): 845-861. [He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao, et al. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(5): 845-861.]
- [15] 吴晓智, 周路, 杨迪生, 等. 准噶尔盆地北三台凸起构造演化与油气成藏[J]. *地质科学*, 2012, 47(3): 653-668. [Wu Xiaozhi, Zhou Lu, Yang Disheng, et al. Structure evolution and hydrocarbon accumulation the Beisantai uplift in Junggar Basin[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2012, 47(3): 653-668.]
- [16] 唐勇, 纪杰, 郭文建, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷东部中/上二叠统不整合结构特征及控藏作用[J]. *石油地球物理勘探*, 2022, 27(5): 1138-1147. [Tang Yong, Ji Jie, Guo Wenjian, et al. Characteristics and reservoir-control effect of Upper/Middle Permian unconformity structures in the east of Fukang Sag, Junggar Basin[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2022, 57(5): 1138-1147.]
- [17] 匡立春, 支东明, 王小军, 等. 准噶尔盆地上二叠统上乌尔禾组大面积岩性—地层油气藏形成条件及勘探方向[J]. *石油学报*, 2022, 43(3): 325-340. [Kuang Lichun, Zhi Dongming, Wang Xiaojun, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration directions of large-scale lithologic-stratigraphic oil and gas reservoirs in Upper Wuerhe Formation of Upper Permian in Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(3): 325-340.]
- [18] 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(6): 641-649. [Sun Longde, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(6): 641-649.]
- [19] Walderhaug O. Kinetic modeling of quartz cementation and porosity loss in deeply buried sandstone reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 1996, 80(5): 731-745.
- [20] 朱世发, 朱筱敏, 王绪龙, 等. 准噶尔盆地西北缘二叠系沸石矿物成岩作用及对油气的意义[J]. *中国科学(D辑): 地球科学*, 2011, 41(11): 1602-1612. [Zhu Shifa, Zhu Xiaomin, Wang Xulong, et al. Zeolite diagenesis and its control on petroleum reservoir quality of Permian in northwestern margin of Junggar Basin, China[J]. *Science China (Seri. D): Earth Sciences*, 2011, 41(11): 1602-1612.]
- [21] Wang Y Z, Lin M R, Xi K L, et al. Characteristics and origin of the major authigenic minerals and their impacts on reservoir quality in the Permian Wutonggou Formation of Fukang Sag, Junggar Basin, western China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 97: 241-259.
- [22] 黄云飞, 张昌民, 朱锐, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷晚二叠世至中三叠世古气候、物源及构造背景[J]. *地球科学*, 2017, 42(10): 1736-1749. [Huang Yunfei, Zhang Changming, Zhu Rui, et al. Palaeoclimatology, provenance and tectonic setting during Late Permian to Middle Triassic in Mahu Sag, Junggar Basin, China[J]. *Earth Science*, 2017, 42(10): 1736-1749.]
- [23] 李绪龙, 张霞, 林春明, 等. 常用化学风化指标综述: 应用与展望[J]. *高校地质学报*, 2022, 28(1): 51-63. [Li Xulong, Zhang Xia, Lin Chunming, et al. Overview of the application and prospect of common chemical weathering indices[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2022, 28(1): 51-63.]
- [24] Nadłonek W, Bojakowska I. Variability of chemical weathering indices in modern sediments of the Vistula and Odra Rivers (Poland)[J]. *Applied Ecology and Environmental Research*, 2018, 16(3): 2453-2473.

- [25] 徐琦松. 阜康凹陷东部二叠系“源—汇”系统与沉积充填过程[D]. 青岛：中国石油大学（华东），2019. [Xu Qisong. The “source-to-sink” system and sedimentary filling process during the Permian in the eastern Fukang Sag[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.]
- [26] 远光辉, 操应长, 杨田, 等. 论碎屑岩储层成岩过程中有机酸的溶蚀增孔能力[J]. 地学前缘, 2013, 20(5): 207-219. [Yuan Guanghui, Cao Yingchang, Yang Tian, et al. Porosity enhancement potential through mineral dissolution by organic acids in the diagenetic process of clastic reservoir[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(5): 207-219.]
- [27] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 973-998. [Zhao Jingzhou, Li Jun, Xu Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(9): 973-998.]
- [28] 蒋春雪. 准噶尔盆地阜康凹陷东部及周缘地区侏罗系原油来源研究[D]. 青岛：中国石油大学（华东），2016. [Jiang Chunxue. Origins of the Jurassic oils in the east and peripheral areas of Fukang Sag in the Junggar Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.]
- [29] 曾联波. 低渗透砂岩油气储层裂缝及其渗流特征[J]. 地质科学, 2004, 39(1): 11-17. [Zeng Lianbo. Fissure and its seepage characteristics in low-permeable sandstone reservoir[J]. Chinese Journal of Geology, 2004, 39(1): 11-17.]

Characteristics and Controlling Factors of Deep Buried Tight Conglomerate: A case study from the Permian Upper Urho Formation of Fukang Sag, Junggar Basin

SHAN Xiang¹, DOU Yang¹, LIU ChaoWei², PAN Jin², GUO HuaJun¹, PENG Bo¹, LI Ke³

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

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, CNPC, Karamay, Xinjiang 834000, China

3. Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China

Abstract: [Objective] The Permian Upper Urho Formation along the eastern slope area of Fukang Sag is an important oil and gas exploration formation in the Junggar Basin. However, the deep conglomerate reservoir is tight, and the unclear reservoir characteristics and controlling factors restrict further oil and gas exploration and development. [Methods] Through core observations, casting thin sections, physical properties, scanning electron microscopy, high-pressure mercury injection curves, and other data, the petrological characteristics, physical properties, pore characteristics, and controlling factors of the tight conglomerate reservoir of the Upper Urho Formation in the slope area of Fukang Sag were studied. [Results] The results indicate that: (1) the reservoir is composed of lithic sandstone with ultra-low porosity and permeability; (2) the pore types consist of micropores and fractures, and the pore structure is characterized by small pores and micro throats, with poor connectivity; and (3) sedimentary microfacies are the basis for strong reservoir heterogeneity. Conglomerates deposited in clastic flow channels and fine sandstones deposited in far sandbars have high matrix content and poor physical properties, whereas conglomeratic sandstones deposited in underwater distributary channels have relatively good physical properties. The high illite matrix, diagenetic compaction, and cementation are the main factors causing reservoir tightness. Late stage overpressure origin by pressure conduction cannot preserve primary pores. Fractures improve

reservoir permeability leading to high oil and gas production. **[Conclusion]** The conglomeratic sandstone in the underwater distributary channel at the top of P_3w_1 and bottom of P_3w_2 has a relatively low matrix content, developed matrix pores, and good reservoir properties. The Fubei area, far from the influence of provenance of the Xiquan uplift, is a favorable area for further oil and gas exploration.

Key words: tight conglomerate; deep buried reservoir; diagenesis; controlling factors; Fukang Sag; Upper Urho Formation; Junggar Basin