

砂砾岩储集层的成岩作用及孔隙演化

——以准噶尔盆地红车拐地区三叠系百口泉组为例

卢炳雄¹, 张 蕾², 宋欣原³, 王小小³, 王胜杰³, 于景维³

(1. 南宁师范大学 地理科学与规划学院, 广西 南宁 530000; 2. 南方石油勘探开发有限责任公司, 海南 海口 570100;
3. 中国石油大学(北京) 克拉玛依校区, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要: 准噶尔盆地三叠系百口泉组油气勘探潜力巨大, 但储集砂体物性较差, 非均质性较强, 优质储层形成原因尚未明确, 成岩相关特征认识模糊, 限制了该区油气的勘探开发。基于三叠系百口泉组岩芯观察, 结合薄片分析、扫描电镜以及物性分析等资料, 分段分岩性对储层成岩作用以及孔隙演化进行了详细分析。结果表明, 研究区百口泉组岩石类型以砂砾岩为主, 储层按岩性可划分为砂砾共同支撑储层和砂质颗粒支撑储层, 储集空间整体以原生粒间孔为主, 储层物性较差, 属于低孔低渗型。储集层的成岩阶段为中成岩B期。基于定量分析, 发现压实作用和胶结作用对储集层物性破坏较大, 溶蚀作用增孔能力受控于岩石支撑类型, 对砂砾共同支撑的储集层岩石增孔影响较大, 对砂质颗粒支撑的储集层岩石增孔影响较差。

关键词: 砂砾岩; 储集层; 成岩作用; 孔隙演化; 百口泉组

中图分类号: TE122; P588.21²

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2023)06-0838-14

Diagenesis and pore evolution of sandy conglomerate reservoirs: A case study from Triassic Baikouquan Formation in Hongcheguai area of the Junggar Basin

LU Bing-xiong¹, ZHANG Lei², SONG Xin-yuan³, WANG Xiao-xiao³, WANG Sheng-jie³ and YU Jing-wei³

(1. Geography and Planning Institute in Nanning Normal University, Nanning 530000, China; 2. Southern Petroleum Exploration and Development Co., Ltd., Haikou 570100, China; 3. Karamay Campus, China University of Petroleum (Beijing), Karamay 834000, China)

Abstract: The Triassic Baikouquan Formation in the the Junggar Basin has huge oil and gas exploration potential, but the reservoir sand body has poor physical properties and strong heterogeneity. The reason for the formation of high-quality reservoirs is not yet clear, and the understanding of diagenetic characteristics is vague, which limits the exploration and development of oil and gas in this area. Based on the core observation, thin section analysis, scanning electron microscopy and physical property analysis, the diagenesis and pore evolution of the reservoir from the Baikouquan Formation are analyzed in detail. The results indicate that the rock type of the Baikouquan Formation in the study area is mainly sandy conglomerate, and the reservoir can be divided into reservoir supported by sand

收稿日期: 2023-03-29; 接受日期: 2023-06-10; 编辑: 郝艳丽

基金项目: 国家重大专项 (2011ZX05001-005-01); 新疆维吾尔自治区科技厅自然科学面上基金项目(2021D01A201); 克拉玛依市科技局人才创新项目(20212022hjcxrc0015)

作者简介: 卢炳雄(1987-), 男, 博士, 副教授, 从事非常规油气地质勘探、岩相古地理等领域研究工作, E-mail: lubingxiong@ nnnu.edu.cn; 通讯作者: 于景维, 男, 博士, 副教授, 主要从事储层沉积学、层序地层学相关的教学和研究工作, E-mail: yyjjww-1985@ 163. com。

and gravel and supported only by sand. The overall reservoir space is mainly composed of primary intergranular pores with poor physical property, belonging to the low porosity and low permeability type. The diagenetic stage of the reservoir is the middle diagenetic stage B. Based on quantitative analysis, it was found that compaction and cementation have a significant impact on the physical properties of the reservoir. The pore increasing ability of dissolution is controlled by the type of rock support, and has a significant impact on the pore increasing of reservoir rocks supported by sand and gravel, while it has a relatively poor impact on the pore increasing of reservoir rocks supported by sandy particles.

Key words: sandy conglomerate; reservoir; diagenesis; pore evolution; Baikouquan Formation

Fund support: National Science and Technology Major Project(2011ZX05001-005-01); Natural Science Fundation Project of Science and Technology Department in Xinjiang Uygur Autonomous Region (2021D01A201); Talent Innovation Project of Karamay Municipal Science and Technology Bureau(20212022hjcxrc0015)

砂砾岩储层一直是世界油气勘探的重点,该类储层发育在多种沉积环境中,受沉积以及成岩作用的综合改造,储层非均质性普遍极强,油气分布规律难以掌握,受到研究者普遍关注(Richards and Bowman, 1998; 孟祥超等, 2022; 孙灵辉等, 2022; 吴海光等, 2022; 于景维等, 2022)。尤其是砂砾岩储集层的成岩作用过程比较复杂,没有固定的模式可以参考,成岩作用的类型和强度不同导致储层的最终物性差异很大,难以寻找优质储层。以加拿大阿尔伯塔省下白垩统滨岸砂砾岩体为例,岩性为储集层物性好坏的主要影响因素,砾石支撑的砾岩中胶结作用对于物性影响较小,砂砾共同支撑的砂砾岩中胶结作用对物性影响较大(Cant and Ethier, 1984)。再以国内渤海湾盆地济阳坳陷发育的水下扇砂砾岩体为例,沉积环境为储集层物性的决定因素,虽然压实作用和胶结作用对于该砂砾岩储集层物性破坏较大,扇中位置却发育较强的溶蚀作用,造成储集岩体发育大量次生孔隙(王勇等, 2008; 隋风贵等, 2010),为油气聚集提供了空间。因此,不同地质背景下砂砾岩储层中的成岩作用研究需要得到重视。成岩作用的研究方法主要为岩石矿物学相关方法(包括岩石薄片、铸体薄片、荧光薄片、阴极发光薄片以及扫描电镜分析等),研究效果较好(于景维等, 2023)。

近年来,随着国内油气勘探程度的加深,发现准噶尔盆地西北缘深层孕育着极大油气资源量,特别是玛湖地区三叠系百口泉组砂砾岩的勘探价值完全显现出来(于兴河等, 2014; 张昌民等, 2016; 唐勇等, 2022; 尹鹤等, 2022)。前人对玛湖地区百口泉组储层进行了成岩作用分析,认为成岩作用为控制优质储层发育的关键因素,其中不同类型的胶结物

组合对储层致密化有不同的影响(唐勇等, 2022),但缺少不同岩性的成岩作用差异分析。紧邻玛湖地区的红车拐地区三叠系百口泉组同样为区内重要的油气勘探层位,构造位置较好,距离生烃区较近,成藏条件优质,多口井已在该组获得工业油气流,油气勘探潜力巨大(鲁新川等, 2012; 梁则亮等, 2012)。前人仅对该区百口泉组沉积环境进行过描述(杨文华等, 2016),未有学者对该组砂砾岩储集层的成岩作用进行研究,优质储层的形成机制难以明确,阻碍了勘探的进一步进行。同时,砂砾岩储层岩性十分复杂,前人在砂砾岩储层岩性区分的基础上进行的孔隙结构等方面的研究效果较好(刘文锋等, 2021),更能直观反映优质储层形成机理。本文对红车拐地区三叠系百口泉组进行成岩作用及孔隙演化研究,一方面可为国内外砂砾岩储集层成岩研究提供新的素材,具有一定的理论意义,另一方面也可为准噶尔盆地西北缘百口泉组勘探领域新的突破提供地质指导。

1 地质背景

沙湾凹陷位于准噶尔盆地西北缘,为盆地内重要富烃凹陷(于景维等, 2022)。研究区红车拐地区紧邻沙湾凹陷,构造部位较高,利于油气聚集,是新疆油田重要的产油区。红车拐地区地处新疆沙湾县和克拉玛依市,跨越盆地内2个一级构造单元——西部隆起和中央坳陷(图1),涵盖红车断裂带等3个二级构造单元。研究区构造单元雏形受海西构造运动影响形成于二叠纪,其周缘断裂活动强烈,导致二叠纪大部分地层受到剥蚀;自晚二叠世开始,构造活动强度逐渐减弱,红车拐构造单元主体逐渐形成,

主体周缘受逆断裂活动影响发育较多正断裂(雷振宇等, 2005)。百口泉组(T_1b)沉积时期, 准噶尔盆地西北缘沉积环境受同生断裂以及潮湿气候影响, 物源主要来自西北部, 研究区主要发育扇三角洲沉积, 其中扇三角洲平原亚相内分流河道砂体为重要储集砂体, 岩性以砂砾岩为主(吴和源等, 2018)。研究区多口钻井钻遇百口泉组, 其不整合接触于下

伏二叠系,厚度在200~400 m之间,靠近断裂带附近由于遭受不同程度剥蚀,地层厚度较薄,向盆地方向厚度逐渐增加。在岩性组合和电性关系分析基础上,可将百口泉组自下而上划分为百一段($T_1 b^1$)、百二段($T_1 b^2$)和百三段($T_1 b^3$),其中百一段受构造活动影响在研究区大部分未见沉积,百二段和百三段分布较广。

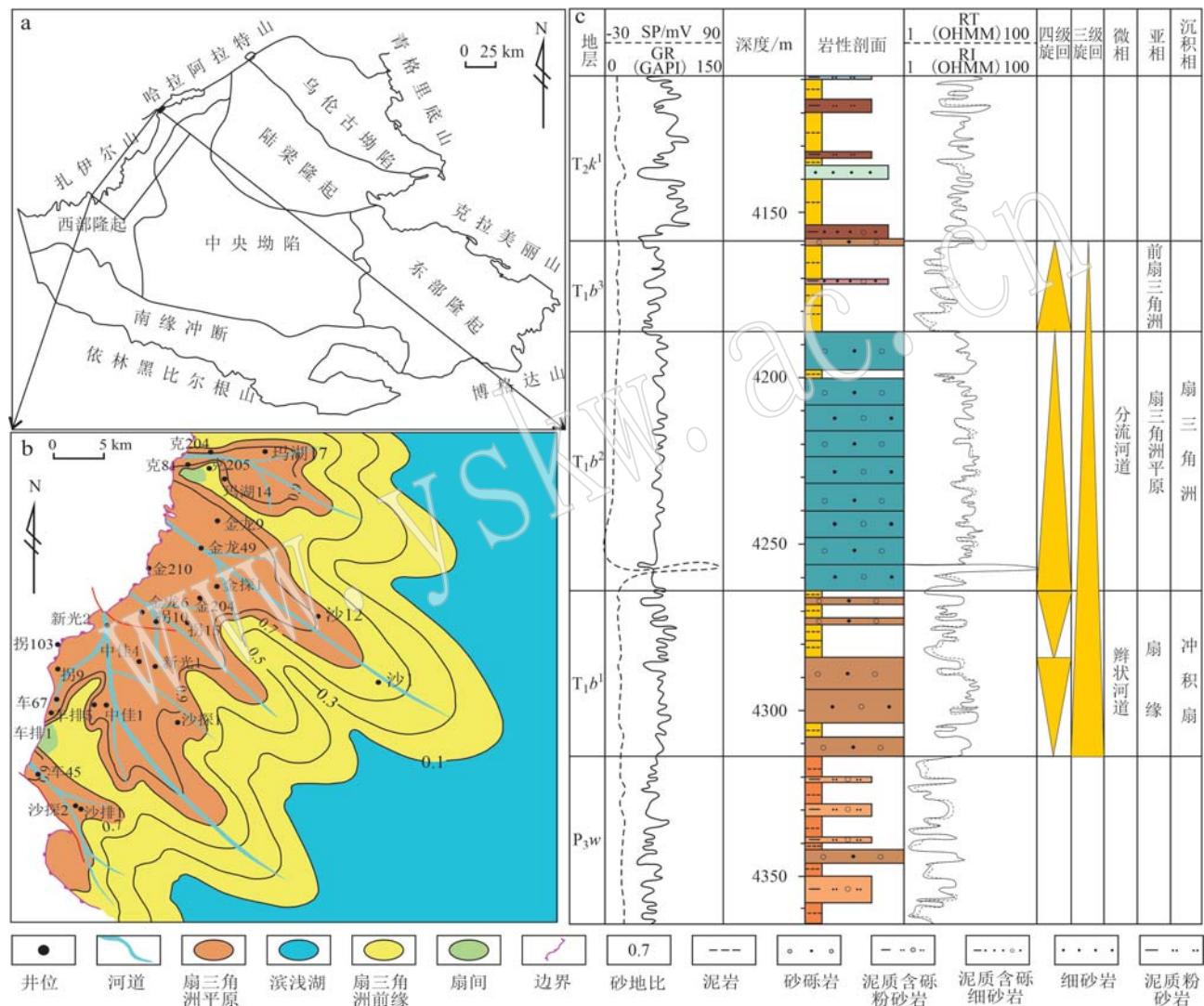


图 1 研究区位置(a)、百口泉组沉积相平面图(b)及中佳 1 井综合柱状图(c)

Fig. 1 Location of the study area(a) , sedimentary facies distribution of Baikouquan Formation (b) and synthesis column map of Well Zhongjia 1(c)

2 储层特征

2.1 储层的岩石类型

研究区 T₁b 储集岩主要为砾岩,其次为砂岩。

基于岩石整体类型差异,将目的储层进一步划分为砂砾共同支撑储层和砂质颗粒支撑储层。砾岩储层约占整个储层厚度的 70% (图 2), 岩性以中、小砾岩为主; 砂岩储层约占整个储层厚度的 30%, 岩性以中砂岩为主, 其次为不等粒砂岩和细砂岩。纵向上来

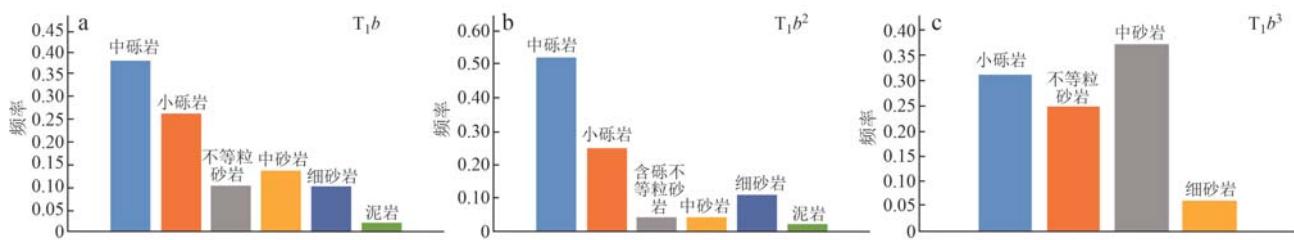


图 2 研究区百口泉组岩石类型统计直方图

Fig. 2 Histogram of rock types in Baikouquan Formation in the study area

看, T_1b^2 主要发育砂砾共同支撑储层, T_1b^3 主要发育砂质颗粒支撑储层(以下可简称为砂岩储层)(图 2)。

研究区 T_1b 中砾岩大多数呈灰色(图 3),砾石磨圆度较好,常常为次圆状、次圆-次棱角状;砾石大小

不一(图 3a),砾径有些达 8 cm 以上,分选整体较差(图 3b,3c),其中 T_1b^2 砾岩分选最差, T_1b^3 小砾岩相对分选较好;砾石成分以岩浆岩类为主(图 3d),其中凝灰岩平均相对含量为 88.8%,其次为变质岩类和沉积岩类。



图 3 研究区百口泉组中砾岩类型

Fig. 3 Conglomerate types of Baikouquan Formation in the study area

a—中砾岩, 3 595.75 m, 拐 10 井; b—不等粒砂质中砾岩, 3 303.3 m, 拐 103 井; c—含砂中砾岩, 4 635.8 m, 沙排 1 井; d—小砾岩, 3 026.2 m, 拐 6 井

a—middle conglomerate, 3 595.75 m, Well G10; b—unequal grain sandy middle conglomerate, 3 303.3 m, Well G103; c—sand-containing middle conglomerate, 4 635.8 m, Well Sp1; d—small conglomerate, 3 026.2 m, Well G6

通过镜下及岩芯观察,发现研究区 T_1b 砂岩主要为灰色-灰绿色岩屑砂岩,岩屑主要为霏细岩和凝灰岩岩屑(图 4a),成分成熟度较低;颗粒磨圆以次棱-次圆状为主,少量次圆状和圆状,分选以中等-好为主;岩石的杂基以泥质为主,绝对含量平均为 4.25% 左右。通过岩芯及薄片观察,常见方解石(图 4b)、沸石类(图 4c)以及硅质等胶结物;大部分为砂质颗粒支撑,颗粒间多为线接触和点-线接触;常见块状层理、平行层理以及冲刷面构造(图 4d~4f)。

2.2 储层的孔隙类型

前人基于储层储集空间形态,将储层的储集空间划分为孔、缝、洞(冯增昭, 1993),孔包括原生粒间孔、杂基孔、颗粒及粒内溶孔、粒间溶孔、超大孔、铸模孔、晶间孔等;缝可分为层间缝、收缩缝、成岩缝和构造缝。根据显微镜下对研究区 T_1b 砂岩和砾岩铸体薄片的观察,发现砂岩和砾岩储层的储集空间常见原生粒间孔隙(图 5a、5b),局部可见粒内溶孔(图 5c)、微裂缝(图 5d)及粒间溶孔(图 5b)。

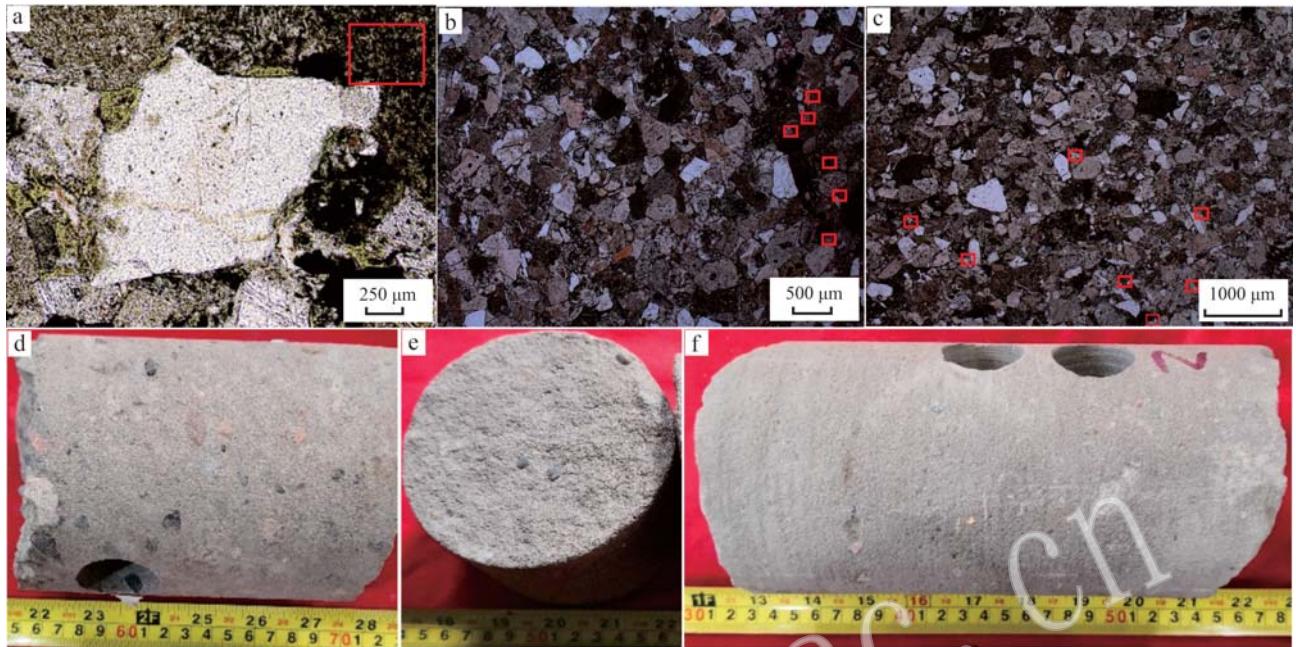


图4 研究区百口泉组岩石学特征

Fig. 4 Lithologic characteristics of Baikouquan Formation in the study area

a—凝灰质岩屑的溶蚀, 3 023 m, 拐 6 井; b—方解石胶结物, 4 068. 93 m, 车排 5 井; c—沸石胶结物, 4 069. 09 m, 车排 5 井; d—含砾粗砂岩, 4 631. 2 m, 沙排 1 井; e—含砾中砂岩, 4 069 m, 车排 5 井; f—不等粒砂岩, 3 025. 2 m, 拐 6 井
 a—dissolution of tuffaceous rock debris, 3 023 m, Well G6; b—calcite cement, 4 068. 93 m, Well Cp5; c—zeolite cement, 4 069. 09 m, Well Cp5; d—gravel-bearing coarse sandstone, 4 631. 2 m, Well Sp1; e—gravel-bearing middle sandstone, 4 069 m, Well Cp5; f—inequigranular sandstone, 3 025. 2 m, Well G6

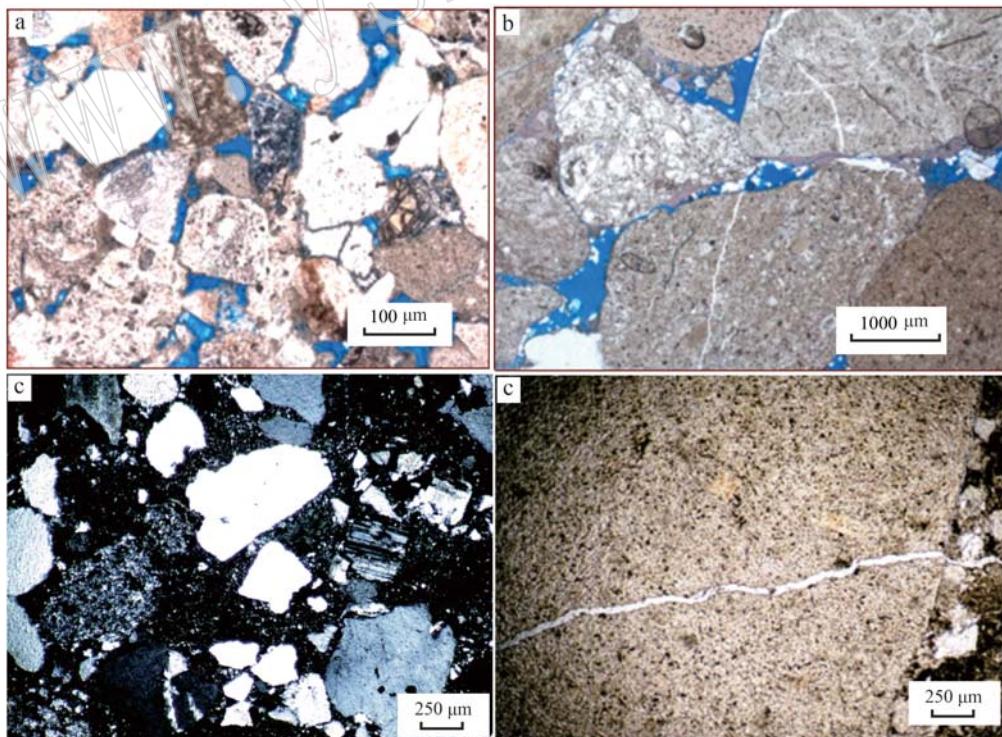


图5 研究区百口泉组的孔隙类型

Fig. 5 Pore types of Baikouquan Formation in the study area

a—原生粒间孔, 4 068. 93 m, 车排 5 井; b—原生粒间孔, 4 631. 89 m, 沙排 1 井; c—粒内溶孔, 4 216. 68 m, 金探 1 井;
 d—微裂缝, 4 636. 5 m, 沙排 1 井
 a—residual intergranular pore, 4 068. 3 m, Well Cp5; b—residual intergranular pore, 4 631. 89 m, Well Sp1; c—dissolved pores in grains,
 4 216. 68 m, Well Jt1; d—micro-fracture, 4 636. 5 m, Well Sp1

研究区 T_1b 大部分砂岩和分选及磨圆较好的砾岩储层中都保留有原生粒间孔隙; 粒内溶孔为发育的长石和岩屑溶孔, 连通性较差, 在砂岩储层中较为常见。粒间溶孔主要为长石、岩屑颗粒以及胶结物被溶蚀后形成的溶孔, 溶孔形态不规则, 连通性相对较好, 发育在砂岩以及泥质含量较低的砾岩中; 微裂缝主要包括成岩缝和构造缝, 成岩缝无方向性, 数量较少, 宽度较细, 受控于酸性流体对易溶组分溶蚀方向。构造缝有一定方向性, 分布密度和宽度较大, 推测主要受到构造活动影响, 发育在砾岩储层中。

2.3 储层的物性特征

储层的物性包括孔隙度和渗透率, 反映储集层储集以及运输流体的能力(于景维等, 2014)。基于研究区多个样品物性资料总结, 发现 T_1b 储层孔隙度分布范围较宽, 为 4.4%~16.69%, 平均值为 10.37%; 渗透率为 $0.15 \times 10^{-3} \sim 142 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为 $6.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层多为低孔低渗型。纵向上对物性进行分析, 发现 T_1b^2 储集层孔隙度平均值为 9.23%, 渗透率平均值为 $9.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; T_1b^3 储集层孔隙度平均值为 12.66%, 渗透率平均值为 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 反映 T_1b^2 储层物性较好。

通过储集层孔隙度与渗透率的相关性分析, 既

可识别储集层物性特征以及孔隙类型, 还可反映储集层物性的控制因素主要是成岩还是沉积作用(于景维等, 2017)。通过研究区 T_1b 储层孔隙度和渗透率的相关性图(图 6a), 发现随着孔隙度的增加, 渗透率有逐渐降低的趋势(图 6b), 反映储、渗能力并不依赖于原始基质孔隙与喉道。结合孔隙度随深度的变化, 发现 3 300 m 以下存在两个次生孔隙带, 深度分别为 4 000 m 和 4 500 m 附近, 显示其被沉积环境和成岩作用共同控制。将 T_1b^2 和 T_1b^3 储集层的孔渗相关性进行对比, 发现以砂砾共同支撑为主的 T_1b^2 储集层和以砂质颗粒支撑为主的 T_1b^3 储集层有很大差异: T_1b^2 储集层孔渗相关性以及孔隙度随深度的变化和 T_1b 一致, T_1b^3 储集层孔渗相关性和 T_1b^2 储集层相反, 随着孔隙度的增加, 渗透率也逐渐增加, 反映该段储集层储、渗能力依赖于原始基质孔隙与喉道, 后期溶蚀作用增孔能力较强, 但所增孔隙往往是粒内孔或者连通性不好的粒间孔, 对渗透率没有多少影响; 同时 T_1b^3 孔隙度随着埋藏深度的增加逐渐降低, 未出现有明显次生孔隙带(图 6c~6f)。通过对比发现溶蚀作用对于砂砾共同支撑的储集层物性影响较大, 对以砂质颗粒支撑的储集层物性影响不大, 支撑类型决定成岩作用的发育, 因此沉积环

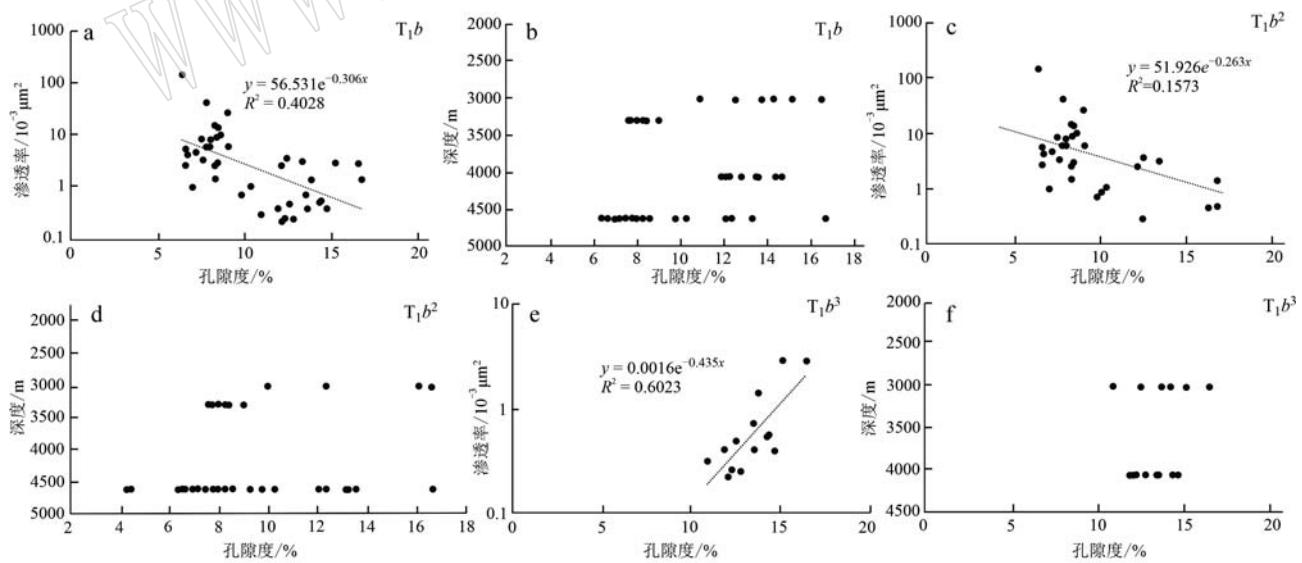


图 6 研究区百口泉组孔隙度和渗透率的相关性图

Fig. 6 Relationship between pore and permeability in Baikouquan Formation of the study area

a— T_1b 物性交会图; b— T_1b 孔隙度随深度变化图; c— T_1b^2 物性交会图; d— T_1b^2 孔隙度随深度变化图; e— T_1b^3 物性交会图; f— T_1b^3 孔隙度随深度变化图

a—physical property intersection diagram of T_1b ; b—relationship between pore and depth in T_1b ; c—physical property intersection diagram of T_1b^2 ; d—relationship between pore and depth in T_1b^2 ; e—physical property intersection diagram of T_1b^3 ; f—relationship between pore and depth in T_1b^3

境对于储集层物性的控制作用较为明显。

3 成岩作用及其对储集层的控制

成岩作用对于低孔低渗背景下优质储层的形成十分关键,不同成岩作用对于储集层的形成影响不同(况昊等,2015;于景维等,2018)。结合镜下分析,发现研究区T₁b储集层成岩作用类型有压实-压

溶作用、胶结作用和溶蚀作用等。

3.1 压实-压溶作用

研究区T₁b埋深普遍在3 000 m以下,较大的埋深造成压实作用对储集层物性破坏十分严重。T₁b机械压实(压溶)作用的主要表征为:①颗粒间接接触面较广,表现为线-凹凸接触,薄片中面孔率几乎为0(图7a~7c)。由于砂砾岩成分成熟度和结构成熟度整体不高,碳酸盐类等胶结得到一定的抑制,较多

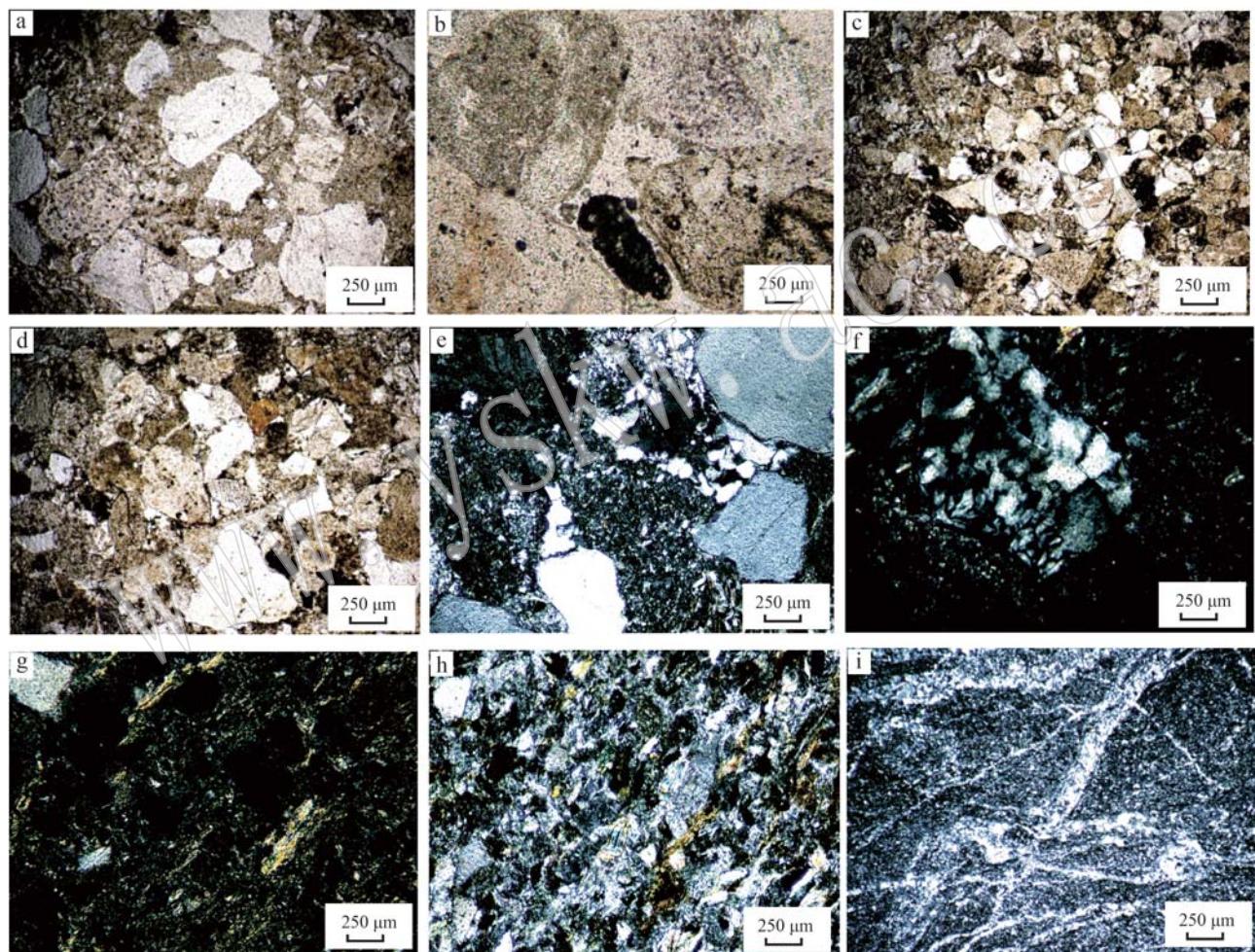


图7 研究区百口泉组压实作用特征

Fig. 7 Compaction characters of Baikouquan Formation in the study area

a—粒间孔不太发育,可见粒内孔,4 216.68 m,金探1井;b—碎屑颗粒线接触,4 636.5 m,沙排1井;c—碎屑颗粒凹凸接触,4 069.16 m,车排5井;d—碎屑颗粒凹凸接触,4 636.5 m,沙排1井;e—石英颗粒嵌入塑性颗粒,4 636.5 m,沙排1井;f—石英颗粒波状消光,4 631.6 m,沙排1井;g—云母被压弯或褶皱甚至折断,3 026 m,拐6井;h—颗粒出现东北-西南方向定向排列现象,4 631.6 m,沙排1井;i—构造缝和成岩缝较发育,多条裂缝被充填石英,3 596 m,拐10井

a—lack of intergranular pores with few intra-granular pores, 4 216.68 m, Well Jt1; b—line contact between grains, 4 636.5 m, Well Sp1; c—concave convex contact between grains, 4 069.16 m, Well Cp1; d—concave convex contact between grains, 4 636.5 m, Well Sp1; e—plastic particles embedded by quartz grain, 4 636.5 m, Well Sp1; f—wavy extinction of quartz grain, 4 631.6 m, Well Sp1; g—compression-bending and breaking of mica, 3 026 m, Well G6; h—directional alignment of northeast to southwest, 4 631.6 m, Well Sp1; i—structural and diagenetic fractures, which filled by quartz, 3 596 m, Well G10

泥质杂基会增强压实作用对于储集层物性的破坏。②石英等硬度较大的矿物在镜下常表现为破裂甚至破碎,或者受压过大,矿物消光特征异常(图7d~7f)。以石英为例,石英颗粒在正常情况下呈现均匀消光,而研究区的薄片中常见石英发生波状消光,颗粒内消光影随载物台转动而改变,为较大压力下晶格畸变所致。③硬度较小矿物或岩石在较大压力下发生明显形变(图7g)。尤其在砂砾岩中,砾石成分主要以岩浆岩为主,这些岩浆岩的岩屑在埋深深度达到4 000 m时会受到较强的压实作用影响,发生严重变形,与碎屑颗粒凹凸状接触。④柱状、条带状颗粒在强压下往往定向排列(图7h),塑性岩屑可能会形成假杂基。硅质胶结物含量较高的砂砾岩中,薄片内出现较多裂缝(包括成岩缝和构造缝),数量较多且方向性明显(图7i)。

虽然压实作用对于研究区T₁b储集层物性影响比较大,但当时的湖泊环境以及异常压力在一定程度上缓解了后续压实作用对于储集层的继续破坏。研究区三叠纪湖泊环境偏碱性,对于方解石以及沸石胶结物的形成十分有利,虽在早期破坏储集层的粒间孔隙,但胶结物的支撑作用减小压实作用对储集层物性的破坏,为次生孔隙的形成提供了物质基础。利用声波资料以及实测压力资料,发现研究区T₁b存在异常高压(图8a、8b),早期形成的异常高压负担部分上覆地层压力,减缓压实作用对储层物性的破坏,使原始孔隙得到一定的保存(于景维等,2015),研究区T₁b原生孔隙度的保存主要受到异常高压的保护。将研究区压力系数同孔隙度进行交会,发现压力系数大于1.4时,孔隙度则大于10%;同时将压力系数与孔隙度增加量进行交会,发现当压力系数大于1.4时,孔隙度有显著提升,保孔作用凸显(图8c、8d)。

3.2 胶结作用

胶结作用对于储集层物性影响十分重要,是储集层物性破坏的原因之一,胶结物的类型以及含量甚至关系着储集层后期的开发(赵振铎等,2014)。胶结作用可贯穿于整个成岩作用,对于胶结作用的研究也有利于判断成岩过程和阶段。根据研究区T₁b成分特征以及薄片观察,常见的胶结物有方解石(图9a)、黏土矿物、硅质和沸石类矿物。

3.2.1 碳酸盐胶结物

前人针对低孔低渗储层中碳酸盐胶结物有大量的研究,认为不同成岩阶段形成的方解石胶结物对

储层物性影响存在差异。早成岩阶段受原始孔隙结构影响,可形成连晶状、结晶较完整的方解石,将岩石颗粒紧密胶结,提升岩石抗压性能,后期受酸性流体的溶蚀,改善储层物性。也可形成泥晶状、结晶较差的方解石,进一步破坏孔隙结构。中晚成岩期形成的方解石常见充填于压实作用之后的粒间孔或次生溶孔,增强储层致密性。研究区砾岩储层中多为早成岩阶段泥晶状方解石,导致储层物性较差;砂岩储层中常见中晚成岩期充填状方解石(图4b),为砂岩储层致密化的关键因素。在部分颗粒中可见连晶状方解石被溶蚀的现象,仅在一定程度上改善了储层物性。

3.2.2 黏土矿物胶结物

研究区百口泉组常见的自生黏土矿物主要为高岭石和伊利石。

(1) 高岭石

由于研究区砾岩和砂岩的成分成熟度都较低,火山岩岩屑和长石体积分数较高,在酸性成岩环境下,为高岭石的形成提供了物质基础(图9b、9c)。自生高岭石形成机制多样,鉴于研究区T₁b的成分特征,发现高岭石往往呈片状、书页状、蠕虫状集合体形式存在于粒间以及粒内孔隙中,认为自生高岭石的形成主要自于砂岩内部火山玻璃或长石的蚀变。虽然其集合体中含大量的晶间微孔,但对储层物性的改善并未起到显著作用,属于成岩较晚期阶段形成的产物。

(2) 伊利石

研究区T₁b伊利石在碎屑岩中常呈片状、毛发状,局部呈菜花状充填呈孔隙(图9d)。伊利石形成原因主要为两类:一类是由其他黏土矿物的转化而形成;另一类是富钾离子的弱碱性溶液结晶形成。研究区T₁b两类成因的伊利石都有,鉴于火山物质的溶蚀以及X衍射反映出黏土矿物的变化规律,认为伊利石的形成主要为黏土矿物的转化,随埋藏深度的增加其结晶程度变好,最后转化成绢云母。

3.2.3 硅质胶结物

在研究区T₁b铸体薄片中较少观察到石英次生加大,这可能是由于黏土矿物包膜对原生孔隙的保护作用所致。扫描电镜下显示有较多自生石英晶体充填于粒间孔隙中(图9e)。

前人基于铸体薄片和扫描电镜对硅质胶结物的形成进行观察,发现黏土矿物间的转化以及碱性环境中石英溶蚀都有利于硅质胶结物的形成(于景维

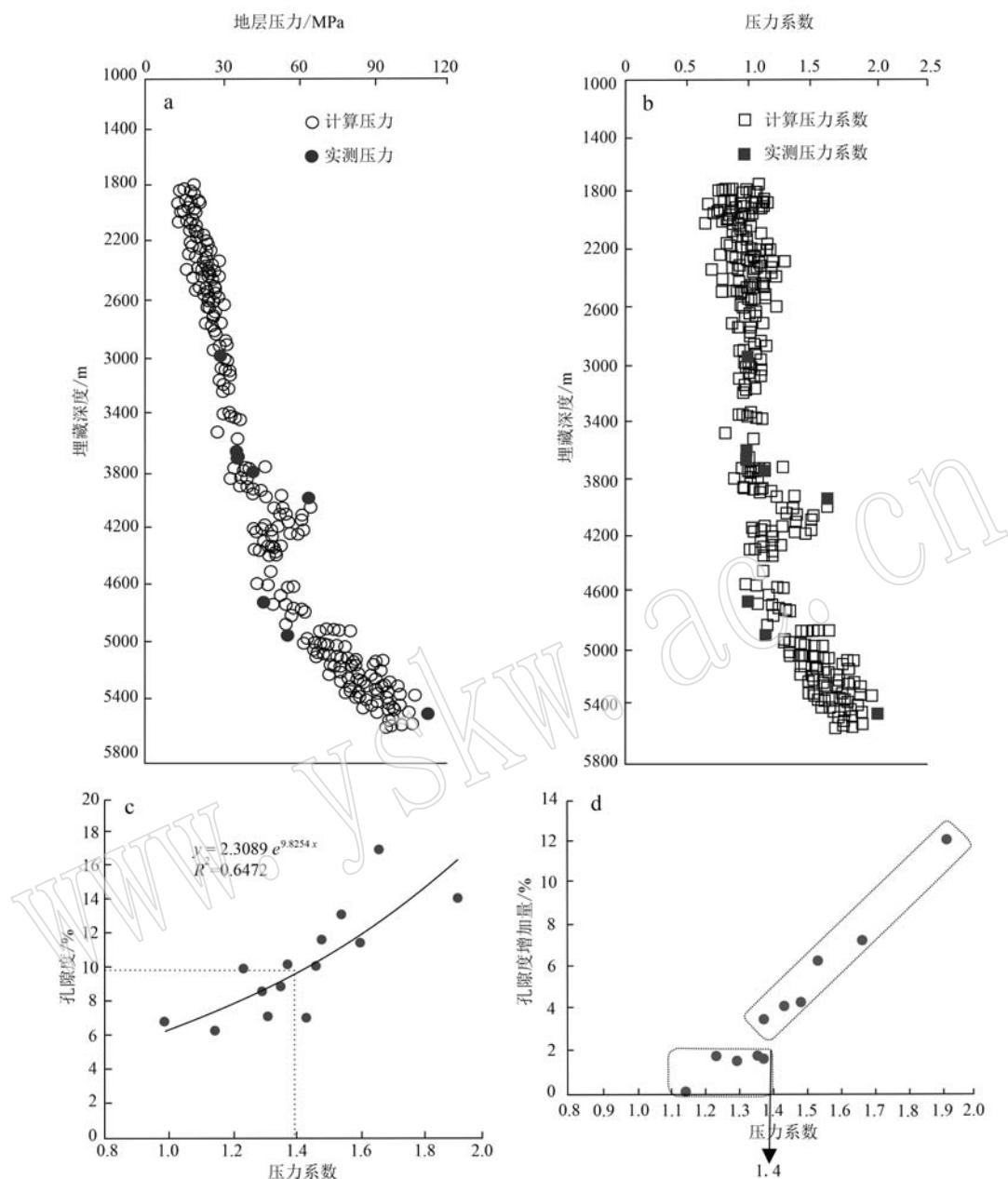


图 8 研究区异常压力对储集层物性的影响

Fig. 8 The influence of abnormal pressure on reservoir physical property in the study area

a—地层压力分布图; b—压力系数分布图; c—压力系数与孔隙度的关系; d—压力系数与孔隙度增加量交会图

a—distribution diagram of stratum pressure; b—distribution diagram of pressure coefficient; c—relationship between pressure coefficient and porosity; d—intersection diagram of pressure coefficient and increment of porosity

等, 2022)。通过对研究区 T₁b 铸体薄片以及扫描电镜的观察, 发现石英次生加大较少, 结晶较好的石英颗粒常同伊利石或者伊蒙混层伴生, 推测是由凝灰质蚀变形成的蒙脱石在成岩过程中向伊利石转化, 在转化过程中释放的硅离子导致硅质胶结物的形成。

3.2.4 沸石类胶结物

基于铸体薄片以及扫描电镜的观察, 发现研究区 T₁b 沸石类矿物以浊沸石和钙沸石为主(图 9f), 个体形态常见板状, 常充填于粒间孔或者次生孔隙。沸石的形成同火山岩岩屑以及斜长石的溶蚀较为密切, 结合前人的研究(吴和源等, 2018), 认为研究区

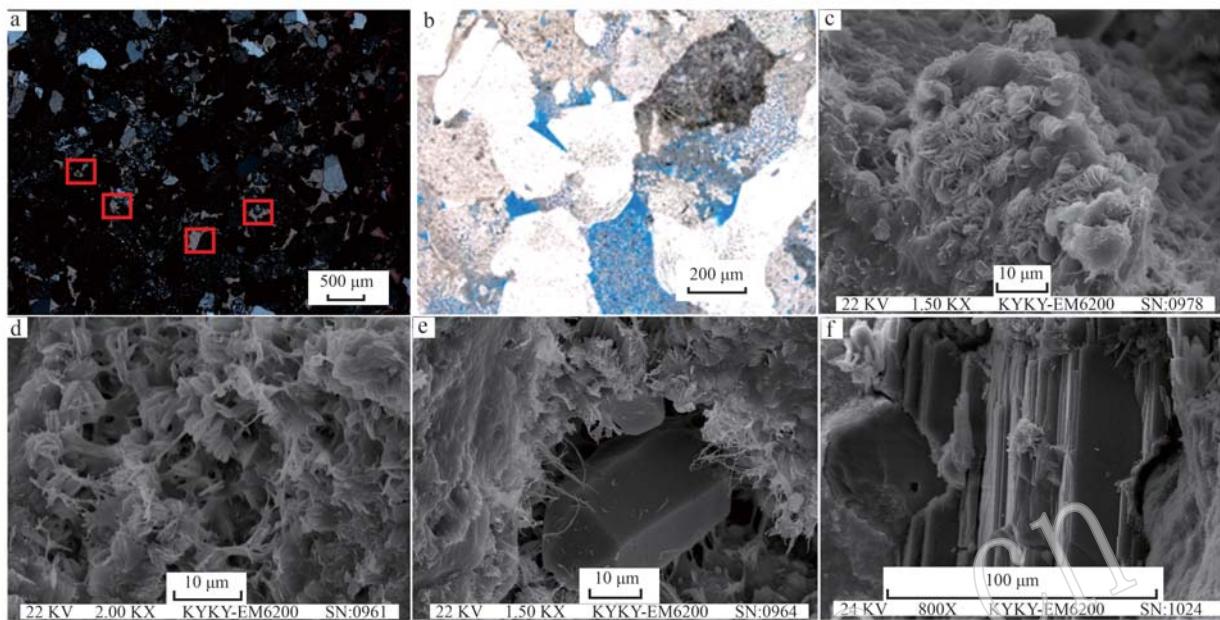
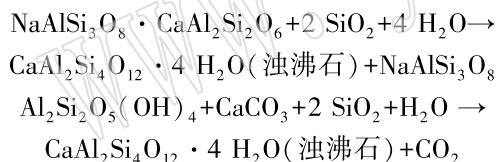


图9 研究区百口泉组胶结作用特征

Fig. 9 Cementation characteristics of Baikouquan Formation in the study area

a—方解石胶结, 4 068.93 m, 车排5井; b—蠕虫状高岭石, 4 631.42 m, 沙排1井; c—书页状高岭石, 4 630.78 m, 沙排1井;
d—菜花状伊利石, 4 636.5 m, 沙排1井; e—石英单晶, 4 636.5 m, 沙排1井; f—钙沸石胶结物, 3 596 m, 拐10井
a—calcite cement, 4 068.93 m, Well Cp5; b—worm-like kaolinite, 4 631.42 m, Well Sp1; c—sheet-like kaolinite, 4 630.78 m, Well Sp1;
d—cauliflower-like illite, 4 636.5 m, Well Sp1; e—single crystal quartz, 4 636.5 m, Well Sp1; f—scolecite cement, 3 596 m, Well G10

T_1b 碎屑岩中浊沸石和钙沸石是在90~120℃的条件下由孔隙水中结晶出来的, 生成的反应为:



3.3 溶解作用

研究区 T_1b 的溶解作用多表现为矿物组分的溶解, 是对储层物性改善很大的一种成岩作用, 主要表现为:

(1) 碎屑颗粒的溶蚀

由于 T_1b 储集岩以砂砾岩为主, 长石以及火山物质体积分数较高, 在成岩阶段的各个时期容易受到溶蚀, 形成多种类型的胶结物(图4a、图7a)。

(2) 胶结物的溶蚀

基于岩石薄片以及扫描电镜观察可发现, 受酸性流体影响, 研究区 T_1b 砂岩储层胶结物的溶蚀常见早期连晶状方解石以及沸石类矿物的溶蚀(图10a), 局部可见伊蒙混层的溶蚀(图10b), 砾岩储层溶蚀现象较少。

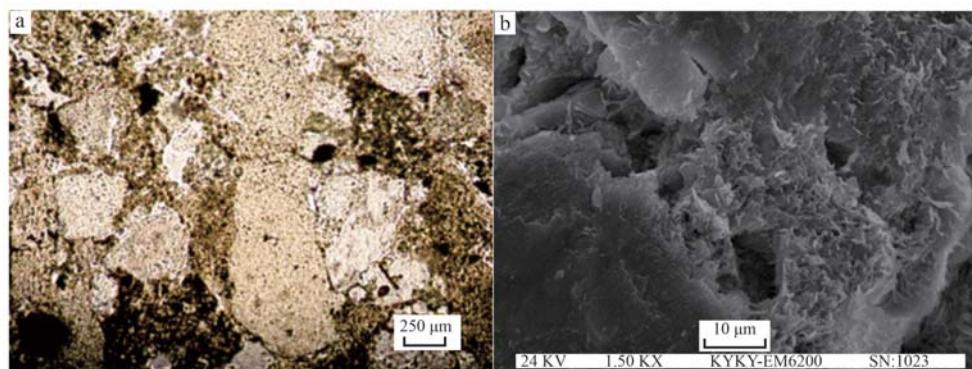


图10 研究区百口泉组溶蚀作用特征

Fig. 10 Dissolution characteristics of Baikouquan Formation in the study area

a—沸石类矿物的溶蚀现象, 4 636.5 m, 沙排1井; b—伊蒙混层的溶蚀现象, 3 596 m, 拐10井
a—zeolite-like mineral dissolution, 4 636.5 m, Well Sp1; b—dissolution on illite-smectite mixed-layer, 3 596 m, Well G10

4 成岩作用阶段划分与孔隙演化

4.1 成岩作用阶段划分

在成岩作用特征分析基础上对研究区 $T_1 b$ 碎屑岩储层成岩阶段进行了划分。研究区 $T_1 b$ 砂岩和砾岩中孔隙类型、胶结物赋存状态、相互关系以及矿物

的溶蚀能直观反映相应矿物的形成顺序,另外黏土矿物中 I/S 混层比也是划分成岩阶段重要依据。基于以下证据,确定目的层储集岩所处的成岩阶段主要为中成岩阶段 B 期(图 11)。

(1) 储集岩埋藏深度较大,压实作用对物性破坏程度较强,造成碎屑颗粒以线接触为主,局部颗粒发生变形;

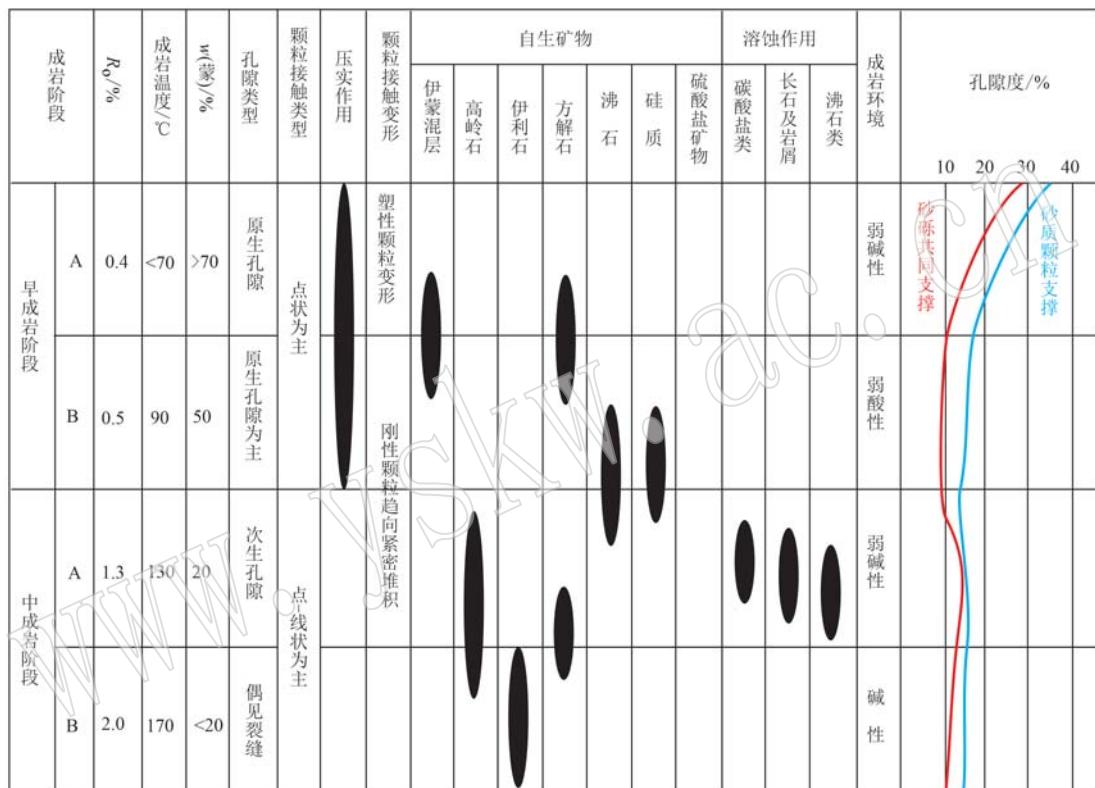


图 11 研究区百口泉组成岩阶段划分

Fig. 11 Division of diagenetic stages of Baikouquan Formation in the study area

(2) 砂砾岩储集空间主要为原生粒间孔,常见长石以及岩屑发生溶蚀作用,砂岩发育次生孔隙;

(3) 砂砾岩粒间孔中发育的黏土矿物为书页状高岭石、毛发状伊利石,局部可见蒙脱石及混层黏土矿物;

(4) 砂岩储层粒间孔中常发育沸石类自生矿物,并常有溶蚀现象。

(5) 扫描电镜下粒间孔以及次生溶孔中自生石英晶体比较常见。

4.2 孔隙演化

研究区 $T_1 b$ 储集层孔隙演化同成岩作用关系密切,孔隙度主要受到成岩作用的控制。 $T_1 b$ 孔隙类型包括原生粒间孔隙、粒内溶孔、微裂缝及粒间溶孔,

这些孔隙组合是受到成岩阶段中复杂成岩作用影响而形成。本次研究首先利用“孔隙度 = 20.9 + 22.9 / 分选系数”恢复原始孔隙,再结合薄片观察和压汞分析,利用压实后储集层孔隙度、胶结后储集层孔隙度以及次生孔隙度的各项公式(张荣虎等, 2011)对孔隙度演化进行分析。前文所述,不同支撑类型的储集层岩石物性变化有差异,孔隙度应按照不同支撑类型进行演化。

4.2.1 砂砾共同支撑储层

通过薄片观察以及岩心压汞相关资料,发现砾岩储层中岩石分选系数分布于 1.77~3.56 之间,平均为 2.56,原始孔隙范围为 27.3%~33.8%,平均为 29%。

早成岩 A 期主要的成岩作用为压实作用, 其原生孔隙损失量为 62.6%。进入早成岩阶段 B 期, 方解石、硅质、沸石类胶结物的出现以及黏土矿物的包膜进一步造成孔隙度的减少, 减少量可达 10.2%, 孔隙度还剩 9.7%。中成岩阶段 A 期, 溶蚀作用对孔隙的增加起到建设性的作用, 胶结物大量溶蚀过程使孔隙度增加 18%, 使孔隙度达到 12%。进入中成岩 B 期的胶结作用又使孔隙度减少 10.6%, 最终形成孔隙度平均为 10.2% (图 11)。

4.2.2 砂质颗粒支撑储层

通过薄片观察以及岩心压汞相关资料, 发现砂岩储层中岩石分选系数分布于 1.48~1.97 之间, 平均为 1.68, 原始孔隙范围为 32.5%~36.4%, 平均为 34.5%。

早成岩 A 期主要的成岩作用为压实作用, 其原生孔隙损失量为 50.2%。进入早成岩阶段 B 期, 方解石、硅质、沸石类胶结物的出现以及黏土矿物的包膜进一步造成孔隙度的减少, 减少量可达 13%, 孔隙度还剩 14.9%。中成岩阶段 A 期, 溶蚀作用对孔隙的增加起到少量建设性的作用, 长石、岩屑以及胶结物的溶蚀使孔隙度增加到 15.4%。进入中成岩 B 期的胶结作用又使孔隙度减少 12%, 最终孔隙度被改造平均为 13.5% (图 11)。

4.2.3 误差分析

砂砾共同支撑类型的储集层岩石平均孔隙度为 9.23%, 砂质颗粒支撑类型的储集层岩石的孔隙度为 12.66%, 误差分别为 10.5% 与 6.6%。影响的误差一方面在于分选颗粒系数的统计存在人为误差, 另一方面在于薄片中面孔率统计样本较少。

上述可知, 砂砾共同支撑类型的储集层岩石原始孔隙度较低, 成岩过程中物性主要受到压实作用破坏, 溶蚀作用较强; 砂质颗粒支撑类型的储集层岩石原始物性相对较高, 压实作用破坏要相对较少一些, 溶蚀作用增孔能力不强。

5 结论

(1) 研究区 $T_1 b$ 储集层岩石类型多样, 以砂砾岩为主, 其中 $T_1 b^2$ 岩石大部分为砂砾共同支撑类型, $T_1 b^3$ 岩石主要为砂质颗粒支撑类型。储集层岩石的成分成熟度和结构成熟度较低, 储集层物性具有中低孔、低渗的特征。储集层空间类型以原生粒间孔为主, 其次为粒内、粒间溶孔以及裂缝。

(2) 根据薄片观察等微观分析资料, 认为研究区 $T_1 b$ 储集层成岩阶段为中成岩 B 期。虽然有黏土包膜、胶结物以及异常压力等因素减缓物性的破坏, 但压实作用依然对储集层物性破坏最大, 其次是胶结作用。溶蚀作用对砂砾共同支撑类型岩石增孔效果明显。后续勘探中应重视次生孔隙带以及异常高压带。

References

- Cant D J and Ethier V G. 1984. Lithology-dependent diagenetic control of reservoir properties of conglomerates, Falher Member, Elmworth Field, Alberta [J]. AAPG Bulletin, 68(8): 1 044~1 054.
- Feng Zengzhao. 1993. Sedimentology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press (in Chinese).
- Kuang Hao, Qi Lijie, Tan Xianfeng, et al. 2015. Analysis of pore evolution and diagenesis in sandstones of Qigu Formation of Upper Jurassic, East of Fukang Sag, East of Junggar Basin [J]. Xinjiang Geology, 33(4): 493~496 (in Chinese with English abstract).
- Lei Zhenyu, Lu Bing, Wei Yuanjiang, et al. 2005. Tectonic evolution and development and distribution of fans on northwestern edge of Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 26(1): 86~91 (in Chinese with English abstract).
- Liang Zeliang, Zhang Shuncun, Jia Chunming, et al. 2012. Characteristics of the Triassic reservoirs in Chegai area, northwestern margin of Junggar Basin [J]. Lithologica Reservoirs, 24(3): 15~20 (in Chinese with English abstract).
- Liu Wenfeng, Zhang Xiaoshuan, Liu Jinming, et al. 2021. Evaluation and characteristics of pore structures in sand and conglomerate reservoirs of Badaowan Formation in the AH5 Well Block [J]. Geoscience, 35(6): 1 844~1 853 (in Chinese with English abstract).
- Lu Xinchuan, Zhang Shuncun, Cai Dongmei, et al. 2012. Diagenesis and pore evolution of the Triassic reservoirs in Chegai Area, northwestern margin of Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 30(6): 1 123~1 129 (in Chinese with English abstract).
- Meng Xiangchao, Dou Yang, Song Bing, et al. 2022. Genetic type of coal seams and its control on pore evolution of coal-glutiniferous coal: Case study of Badaowan Formation in Mahu area, Junggar Basin [J]. Nature Gas Geoscience, 33(11): 1 768~1 784 (in Chinese with English abstract).
- Richards M and Bowman M. 1998. Submarine fans and related depositional systems II: Variability in reservoir architecture and wireline log

- character[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 15(8): 821~839.
- Sui Fenggui, Cao Yingchang, Liu Huimin, et al. 2010. Physical properties evolution and hydrocarbon accumulation of Paleogene nearshore subaqueous fan in the eastern north margin of the Dongying depression[J]. *Acta Geologica Sinica*, 84(2): 246~256 (in Chinese with English abstract).
- Sun Linghui, Xiao Hanmin, Tan Long, et al. 2022. Pore structure comparison and difference mechanism between tight sandstone and tight conglomerate reservoirs[J]. *Acta Geologica Sinica*, 96(6): 2 155~2 172 (in Chinese with English abstract).
- Tang Yong, Song Yong, Guo Xuguang, et al. 2022. Main controlling factors of tight conglomerate oil enrichment above source kitchen in Mahu sag, Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 43(2): 192~206 (in Chinese with English abstract).
- Wang Yong, Zhong Jianhua, Ma Feng, et al. 2008. The mechanism of secondary porosity in the deep-seated gravel reservoirs on the steep slope belt, Jiyang Depression[J]. *Acta Geologica Sinica*, 82(2): 1 152~1 160 (in Chinese with English abstract).
- Wu Haiguang, Kang Xun, Qin Mingyang, et al. 2022. Pore structure characteristics and genesis of heterogeneous conglomerate reservoir of Baikouquan Formation in Mahu sag, Junggar Basin[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 53(9): 3 337~3 353 (in Chinese with English abstract).
- Wu Heyuan, Tang Yong, Sun Wei, et al. 2018. 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*, 37(1): 75~86 (in Chinese with English abstract).
- Yang Wenhua, Zhao Min, Zhong Weijun, et al. 2016. Study on sedimentary facies of Triassic Baikouquan Formation on Cheguai Slope [J]. *Xinjiang Geology*, 34(3): 399~403 (in Chinese with English abstract).
- Yin He, Su Jing, Niu Wei, et al. 2022. Reservoir characteristics and controlling factors of physical property in second member of Baikouquan Formation in western slope of Mahu Sag[J]. *Science Technology and Engineering*, 22(23): 10 012~10 021 (in Chinese with English abstract).
- Yu Jingwei, Ding Wei, Zhang Xin, et al. 2023. Genesis of carbonate cement and the influence on reservoir quality of Badaowan Formation in AH5 Well Block of Junggar Basin[J/OL]. *Geoscience*, 1~10 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.035>.
- Yu Jingwei, Fu Huan, Zhang Zongbin, et al. 2018. Petrophysical facies of Toutunhe Formation in Fudong slope area, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 39(1): 129~139 (in Chinese with English abstract).
- Yu Jingwei, Li Lulu, Qi Liqi, et al. 2014. Reservoir controlling factors of Toutunhe No. 2 member in Fudong slope zone in Eastern Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 35(1): 34~38 (in Chinese with English abstract).
- Yu Jingwei, Liu Ni, Wang Man, et al. 2017. Study on macroscopic heterogeneity of the first member reservoir of Qigu Formation in Fudong slope area and its controlling factors[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 32(2): 10~19 (in Chinese with English abstract).
- Yu Jingwei, Luo Gang, Li Bin, et al. 2022. Diagenesis and diagenetic facies of upper Wuerhe Formation in the Shawan Sag[J]. *Geoscience*, 36(4): 1 095~1 104 (in Chinese with English abstract).
- Yu Jingwei, Ren Wei, Wang Wuxue, et al. 2015. Formation mechanism of Toutunhe abnormal pressure of Middle Jurassic in Fudong slope area, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 36(5): 521~525 (in Chinese with English abstract).
- Yu Xinghe, Qu Jianhua, Tan Chengpeng, et al. 2014. Conglomerate lithofacies and origin models of fan deltas of Baikouquan Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 35(6): 619~627 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Changmin, Wang Xulong, Zhu Rui, et al. 2016. Litho-facies classification of Baikouquan Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 37(5): 606~614 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Ronghu, Yao Genshun, Shou Jianfeng, et al. 2011. An integration porosity forecast model of deposition, diagenesis and structure[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 38(2): 145~151 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Zhenduo and Yan Baiquan. 2014. Effects of kaolinite and illite on physical property and sensitivity damage in the reservoir of the Songliao Basin[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 33(5): 947~954 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 冯增昭. 1993. 沉积岩石学[M]. 北京: 石油工业出版社.
- 况昊, 邱利祺, 谭先锋, 等. 2015. 准东阜东斜坡区上侏罗统齐古组砂岩成岩作用及孔隙演化分析[J]. 新疆地质, 33(4): 493~496.

- 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[J]. 石油与天然气地质, 26(1): 86~91.
- 梁则亮,张顺存,贾春明,等. 2012. 准噶尔盆地西北缘车拐地区三叠系储层特征研究[J]. 岩性油气藏, 24(3): 15~20.
- 刘文锋,张小栓,刘谨铭,等. 2021. AH5井区八道湾组砂质和砾质储层孔隙结构特征及评价[J]. 现代地质, 35(6): 1 844~1 853.
- 鲁新川,张顺存,蔡冬梅,等. 2012. 准噶尔盆地车拐地区三叠系成岩作用与孔隙演化[J]. 沉积学报, 30(6): 1 123~1 129.
- 孟祥超,窦洋,宋兵,等. 2022. 煤层成因类型及对煤系砂砾岩孔隙演化的控制作用——以准噶尔盆地玛湖地区侏罗系八道湾组为例[J]. 天然气地球科学, 33(11): 1 768~1 784.
- 隋风贵,操应长,刘惠民,等. 2010. 东营凹陷北带东部古近系近岸水下扇储集物性演化及其油气成藏模式[J]. 地质学报, 84(2): 246~256.
- 孙灵辉,萧汉敏,谭龙,等. 2022. 致密砂砾岩储层孔隙结构对比及差异机制研究[J]. 地质学报, 96(6): 2 155~2 172.
- 唐勇,宋永,郭旭光,等. 2022. 准噶尔盆地玛湖凹陷源上致密砾岩油富集的主控因素[J]. 石油学报, 43(2): 192~206.
- 王勇,钟建华,马峰,等. 2008. 济阳坳陷陡坡带深层砂砾岩体次生孔隙成因机制探讨[J]. 地质学报, 82(2): 1 152~1 160.
- 吴海光,康逊,秦明阳,等. 2022. 准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组砂砾岩非均质储层孔隙结构特征与成因[J]. 中南大学学报(自然科学版), 53(9): 3 337~3 353.
- 吴和源,唐勇,孙玮,等. 2018. 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, 37(1): 75~86.
- 杨文华,赵敏,仲伟军,等. 2016. 车拐斜坡区三叠系百口泉组沉积相研究[J]. 新疆地质, 34(3): 399~403.
- 尹鹤,苏静,牛伟,等. 2022. 玛西斜坡区百口泉组二段储层特征及物性控制因素[J]. 科学技术与工程, 22(23): 10 012~10 021.
- 于景维,丁韦,张欣,等. 2023. 准噶尔盆地AH5井区八道湾组碳酸盐胶结物成因及对储层影响分析[J/OL]. 现代地质: 1-10. <https://doi.org/10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.035>.
- 于景维,付欢,张宗斌,等. 2018. 准噶尔盆地阜东斜坡区头屯河组岩石物理相特征[J]. 石油与天然气地质, 39(1): 129~139.
- 于景维,李璐璐,祁利祺,等. 2014. 阜东斜坡带头屯河组二段储集层控制因素[J]. 新疆石油地质, 35(1): 34~38.
- 于景维,柳妮,王满,等. 2017. 阜东斜坡区齐古组一段储集层宏观非均质性及其控制因素研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 32(2): 10~19.
- 于景维,罗刚,李斌,等. 2022. 沙湾凹陷上乌尔禾组储层成岩作用及成岩相分析[J]. 现代地质, 36(4): 1 095~1 104.
- 于景维,任伟,王武学,等. 2015. 阜东斜坡中侏罗统头屯河组异常高压形成机理[J]. 新疆石油地质, 36(5): 521~525.
- 于兴河,瞿建华,谭程鹏,等. 2014. 玛湖凹陷百口泉组扇三角洲砾岩岩相及成因模式[J]. 新疆石油地质, 35(6): 619~627.
- 张昌民,王绪龙,朱锐,等. 2016. 准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组岩石相划分[J]. 新疆石油地质, 37(5): 606~614.
- 张荣虎,姚根顺,寿建峰,等. 2011. 沉积、成岩、构造一体化孔隙度预测模型[J]. 石油勘探与开发, 38(2): 145~151.
- 赵振铎,闫百泉. 2014. 松辽盆地F油层高岭石、伊利石对储层物性、敏感性影响的实验研究[J]. 岩石矿物学杂志, 33(5): 947~954.