石油与天然气地质
OIL & GAS GEOLOGY

文章编号:0253－9985(XXXX)XX－0001－19

深层–超深层碎屑岩储层产能差异主控因素

张永佳[1,2],王贵文[1,2],王中瑞[1,2],庞小娇[1,2],刘稀月[1,2],别　康[3,4,5],冯　周[6],赵新建[3,4,5],
苏　洋[1,2],赖　锦[1,2]

[1. 中国石油大学(北京) 地球科学学院,北京 102249;2. 中国石油大学(北京) 油气资源与工程全国重点实验室,北京 102249;
3. 中国石油 塔里木油田分公司 勘探开发研究院,新疆 库尔勒 841000;4. 中国石油天然气集团有限公司 超深层复杂油气藏勘探开发技术研发中心,新疆 库尔勒 841000;5. 新疆维吾尔自治区超深层复杂油气藏勘探开发工程研究中心,新疆 库尔勒 841000;
6. 中国石油 勘探开发研究院,北京 100083]

摘要:深层–超深层正成为油气增储上产的重要接替领域,但该类储层埋深大,成岩作用复杂、孔缝网络与地应力条件多变,导致不同井间产能差异显著,亟需明确其产能主控地质因素。以塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区白垩系巴什基奇克组–巴西改组为研究对象,综合利用岩心、铸体薄片、常规与成像测井及生产动态资料,在厘清储层基本特征的基础上,系统剖析了单井产能差异的主控地质因素。研究结果表明:研究区储层为典型的深层–超深层低孔–低渗裂缝型碎屑岩储层,储集空间以原生粒间孔为主,兼具粒间溶孔、粒内溶孔和微裂缝;天然裂缝普遍发育,以中–高角度构造裂缝为主,微裂缝包括穿粒缝、粒缘缝和粒内缝。产能差异受沉积微相、成岩作用、现今地应力、流体超压及裂缝发育程度与有效性共同制约,其中裂缝发育程度及有效性是控制产能差异的关键,裂缝渗流能力对高产最为重要。据此构建了裂缝有效性评价指标(*FRA*),该参数综合裂缝渗透率、裂缝长度、现今水平两向主应力差及裂缝面摩擦系数,能有效表征裂缝导流能力及其对产能的控制作用;结合*FRA*与渗透率及产能的对应关系,将裂缝划分为Ⅰ型($FRA>0.43$)、Ⅱ型($0.25\leqslant FRA\leqslant 0.43$)和Ⅲ型($FRA<0.25$),可直观反映不同裂缝有效性条件下的产能差异。沉积与成岩作用共同决定储层物性基础,水下分流河道和河口坝中–细砂岩为优质储层发育的有利相带;碳酸盐胶结降低孔隙和裂缝有效性,而晚期溶蚀可局部改善储集空间和渗流能力。地层超压通过降低有效应力和减弱机械压实作用,有利于原生孔隙保存和裂缝开启;现今地应力条件对裂缝开启性及储层有效性具有明显控制作用,较低的现今水平两向主应力差更有利于裂缝保持开启并形成有效渗流通道。综合分析认为,研究区深层–超深层碎屑岩储层产能差异受“孔–缝–压–应力”共同控制,优质砂体、建设性成岩改造、有效裂缝发育、超压及弱挤压应力条件是高产井形成的关键。研究结果可为深层–超深层天然气勘探开发目标优选提供地质依据,并为万米深层能源开发提供理论参考。

关键词:产能特征;主控地质因素;裂缝有效性;天然裂缝;储层特征;深层–超深层;库车坳陷;塔里木盆地

中图分类号:TE122.2　　**文献标识码**:A

Main factors controlling productivity differences in deep to ultra-deep clastic reservoirs

ZHANG Yongjia[1,2], WANG Guiwen[1,2], WANG Zhongrui[1,2], PANG Xiaojiao[1,2], LIU Xiyue[1,2], BIE Kang[3,4,5], FENG Zhou[6], ZHAO Xinjian[3,4,5], SU Yang[1,2], LAI Jin[1,2]

[1. *College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing* 102249, *China*; 2. *State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing* 102249, *China*; 3. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang* 841000, *China*; 4. *R&D Center for Ultra-Deep Complex Reservoir Exploration and Development, CNPC, Korla, Xinjiang* 841000, *China*; 5. *Engineering Research Center for Ultra-deep Complex Reservoir Exploration and Development, Xinjiang Uygur Autonomous Region, Korla, Xinjiang* 841000, *China*; 6. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing* 100083, *China*]

Abstract: Deep to ultra-deep reservoirs are becoming increasingly important for hydrocarbon reserve growth and

收稿日期:2026-06-29;**修回日期**:2026-08-29。
第一作者简介:张永佳(2000—),男,博士研究生,沉积储层与测井地质。**E-mail**: zhangyj5252018@163.com。
通信作者简介:王贵文(1966—),男,博士、教授、博士研究生导师,沉积储层与测井地质。**E-mail**: wanggw@cup.edu.cn。
基金项目:新型油气勘探开发国家科技重大专项(2025ZD1402106);油气资源与工程全国重点实验室前瞻导向类自主研究课题(PRE/indep-2501);中国石油大学(北京)科学基金项目(2462025BJRC010)。

production increase. However, these reservoirs are characterized by great burial depths, complex diagenesis, and variable pore-fracture networks and in-situ stress conditions, resulting in significant inter-well productivity differences. It is therefore urgent to identify the key geological factors controlling these productivity variations. Focusing on the Cretaceous Bashijiqike and Baxigai formations in the Bozi-Dabei area of the Kuqa Depression, this study systematically analyzed the main geological controls on single-well productivity differences based on integrated core and cast thin-section observation, conventional and image logging, as well as production performance data. The analysis was built on reservoir characterization. As indicated by the research results, the reservoirs in the study area are typical deep to ultra-deep fractured clastic reservoirs featuring low porosity and low permeability. The reservoir space is dominated by primary intergranular pores, supplemented by intergranular dissolution pores, intragranular dissolution pores, and microfractures. Natural fractures are widely developed, primarily as moderate- to high-angle tectonic fractures, while microfractures include transgranular, grain-boundary, and intragranular fractures. Productivity differences are jointly controlled by sedimentary microfacies, diagenesis, present-day in-situ stress, fluid overpressure, and fracture development and effectiveness, with fracture development and effectiveness being the key controls. Fracture seepage capacity is the most important factor for high productivity. Based on these findings, a fracture effectiveness evaluation index (*FRA*) was constructed, which integrates fracture permeability, fracture length, the present-day horizontal differential stress, and the friction coefficient of fracture surfaces. This index serves to effectively characterize fracture conductivity and its control on productivity. Combined with the *FRA*-permeability and *FRA*- productivity relationships, we classified the fractures into Type Ⅰ ($FRA > 0.43$), Type Ⅱ ($0.25 \leqslant FRA \leqslant 0.43$), and Type Ⅲ ($FRA < 0.25$), which can directly reflect productivity variations under different fracture effectiveness conditions. Deposition and diagenesis jointly determine the matrix reservoir properties. Medium- to fine-grained sandstones of subaqueous distributary channels and mouth bars are favorable facies for high-quality reservoir development. Carbonate cementation reduces the effectiveness of both pores and fractures, whereas late-stage dissolution can locally improve reservoir space and seepage capacity. Formation overpressure facilitates primary pore preservation and fracture opening by reducing effective stress and mitigating mechanical compaction. Present-day in-situ stress conditions exert a significant control on fracture opening and reservoir effectiveness, with a smaller differential horizontal stress more conducive to keeping fractures open and forming effective seepage pathways. In summary, productivity differences in deep to ultra-deep clastic reservoirs in the study area are jointly controlled by pore-fracture-pressure-stress conditions. High-quality sand bodies, constructive diagenetic modification, effective fracture development, overpressure, and a weakly compressive stress regime are the keys to the formation of high-productivity wells. The research results can provide a geological basis for selecting deep to ultra-deep natural gas exploration and development targets, and offer theoretical reference for energy development at depths exceeding 10 000 m.

Key words: productivity characteristics, main geological controlling factors, fracture effectiveness, natural fracture, reservoir characteristics, deep to ultra-deep formation, Kuqa Depression, Tarim Basin

引用格式:张永佳,王贵文,王中瑞等. 深层-超深层碎屑岩储层产能差异主控因素[J]. 石油与天然气地质,DOI:10.11743/oggXXXXXX01.

ZHANG Yongjia, WANG Guiwen, WANG Zhongrui, et al. Main factors controlling productivity differences in deep to ultra-deepclastic reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, DOI:10.11743/oggXXXXXX01.

深层-超深层油气资源丰富,勘探潜力巨大[1-4]。通常将西部盆地埋深4 500~6 000 m的地层定义为深层,将埋深≥6 000 m的地层定义为超深层[5-8]。近年来,以深层-超深层碎屑岩为目的层的探井数量不断增加,在塔里木盆地库车坳陷[9]、准噶尔盆地南缘[10]以及河套盆地[11]等地区均取得了重大勘探进展,形成了一批规模储量区[12]。其中,库车坳陷前陆冲断带是近年来深层-超深层碎屑岩勘探的重点区域[13-14]。勘探实践表明,博孜—大北地区的主要含气层系为下白垩统巴什基奇克组和巴西改组储层,具有埋深大、非均质性强和成因机制复杂等特点[15-18]。在此背景下,明确该区深层-超深层油气产能的主控因素,对于揭示天

然气富集机理，促进非常规资源高效开发及早日实现双碳目标具有重要意义[19-21]。

针对碎屑岩气藏产能影响因素，国内外学者主要围绕地质特征分析、成藏机理探讨以及勘探开发技术优化[22-23]等方面开展了大量研究。在地质特征方面，已有研究表明，天然裂缝发育特征及其有效性对深层-超深层碎屑岩气藏产能具有重要控制作用[24-28]。库车坳陷背斜高部位构造裂缝线密度相对较低，但受背斜弯曲变形影响，裂缝开度较大、有效性较好，单井无阻流量较高；而翼部及断层附近虽然裂缝线密度较大，但裂缝开度相对较小、有效性较差[29-32]。此外，溶蚀作用与构造裂缝的叠加改造也是影响库车坳陷致密储层产能的主控因素[33]。值得注意的是，构造改造与成岩作用之间也存在相互影响。克深地区构造缝网对成岩效应具有放大作用，可加速储集空间的胶结与溶蚀过程[34-36]。部分学者从多因素角度出发，提出了“沉积-成岩-构造”三元控储的基本认识框架[7,37-40]。其中，天然裂缝是连接地质“甜点”与工程“甜点”的重要桥梁，不仅能够改善储层物性、沟通储层内部储集单元[41-45]，而且也是深层-超深层储层重要的储集空间和渗流通道，并对油气富集成藏具有重要影响[46-48]。此外，地层超压具有“保孔、增渗、提饱”的作用机制，超压强度是优质储层形成和油气富集高产的关键因素，也是油气实现高产与稳产的重要基础[49-53]。不过，现有研究多侧重于裂缝发育特征、储层改造机理或单一因素分析，对深层-超深层储层产能差异的综合控制机制仍缺乏系统认识。

博孜—大北区块巴什基奇克组-巴西改组目的层裂缝普遍发育，但试油资料显示，同一构造上相邻井之间孔隙度及天然裂缝发育程度相近，钻井揭示的目的层厚度差异不大，而产能却存在明显差异；甚至同一口井不同试油层段之间也表现出显著的产能差别。这表明，产能差异不仅受裂缝发育程度影响，还受裂缝有效性及基质物性的共同控制，裂缝有效性的测井评价已成为制约生产实践的重要问题[54-56]。因此，有必要对研究区天然气富集高产的形成机制进行系统总结，以丰富前陆冲断带油气地质理论，并为后续勘探部署提供可靠依据。此外，深层-超深层碎屑岩储层普遍面临岩心资料有限、储层非均质性强以及单因素评价局限性明显等问题。相比之下，地球物理测井资料具有纵向连续性好、信息量丰富等优势，已成为储层识别与综合评价的重要手段。测井资料不仅可以反映岩性、物性、储集空间及流体性质等多维信息，而且在深层储层地质分析中具有不可替代的作用[7]。

本文以库车坳陷白垩系巴什基奇克组深层-超深层碎屑岩储层为研究对象，综合利用岩心、铸体薄片、常规测井、成像测井及生产动态等资料，在系统分析储层储集空间类型、物性特征及裂缝发育特征的基础上，结合不同井及不同层段产能差异，对沉积作用、成岩改造、现今地应力、超压及裂缝有效性等因素进行综合分析，归纳总结深层-超深层碎屑岩储层产能差异的主控地质因素，明确有效裂缝与基质孔隙对储层渗流能力和单井产能的控制作用，以期为博孜—大北地区优质储层识别与有利目标优选提供地质依据。

1 区域地质概况

库车坳陷位于塔里木盆地北部，其北侧以南天山为界，南部与塔北隆起相接，整体呈NEE向展布的狭长条带状，是一个经历多期构造变形的“再生”含盐前陆盆地[57-59]（图1a）。据库车坳陷内的褶皱和断裂，可将其分为北部单斜带、克拉苏构造带、依奇克里克构造带、拜城凹陷、阳霞凹陷、乌什凹陷、秋里塔格构造带和南部斜坡带8个次级构造单元[60]。克拉苏构造带夹持于北部单斜带与拜城凹陷之间，是库车坳陷油气成藏条件较为优越、油气富集程度较高的构造单元之一（图1b）。受新生代以来持续强烈的构造挤压影响，带内逆冲断裂广泛发育，构造变形较为显著，并在平面上形成了多个有利圈闭发育区。总体来看，自西向东依次分布阿瓦、博孜、大北和克深4个圈闭发育区[59-61]。

研究区块位于博孜—大北段（图1c），区内断裂展布及背斜长轴方向总体以NEE向为主。不同区段构造样式存在一定差异，其中博孜西部构造变形最为强烈，主要表现为多期逆冲推覆叠加形成的复杂“阶梯状”构造；向东过渡至博孜东部及大北段后，构造形态则逐渐演化为复合楔形叠瓦状[62-63]。研究区下白垩统巴什基奇克组（K_1bs）和巴西改组（K_1bx）埋深较大，约为5 300～8 200 m，储层平均孔隙度约6%～7%，平均渗透率约为$(0.2\sim0.3)\times10^{-3}$ μm²。总体来看，该区储层物性较差，但构造裂缝较为发育，因而被认为是典型的深层-超深层裂缝型储层。地层接触关系上，巴西改组与下伏舒善河组之间为整合接触，巴什基奇克组与上覆古近系库姆格列木群膏泥岩层之间则呈角度不整合接触。岩性方面，巴什基奇克组主要由厚层中-细砂岩、中-厚层状细砂岩及含砾中-细砂岩组成，上部局部发育少量含膏细砂岩，中间夹有薄层粉砂质泥岩和泥岩；巴西改组则以中-薄层泥岩、中砂岩和细砂岩为主（图1d）[44]。

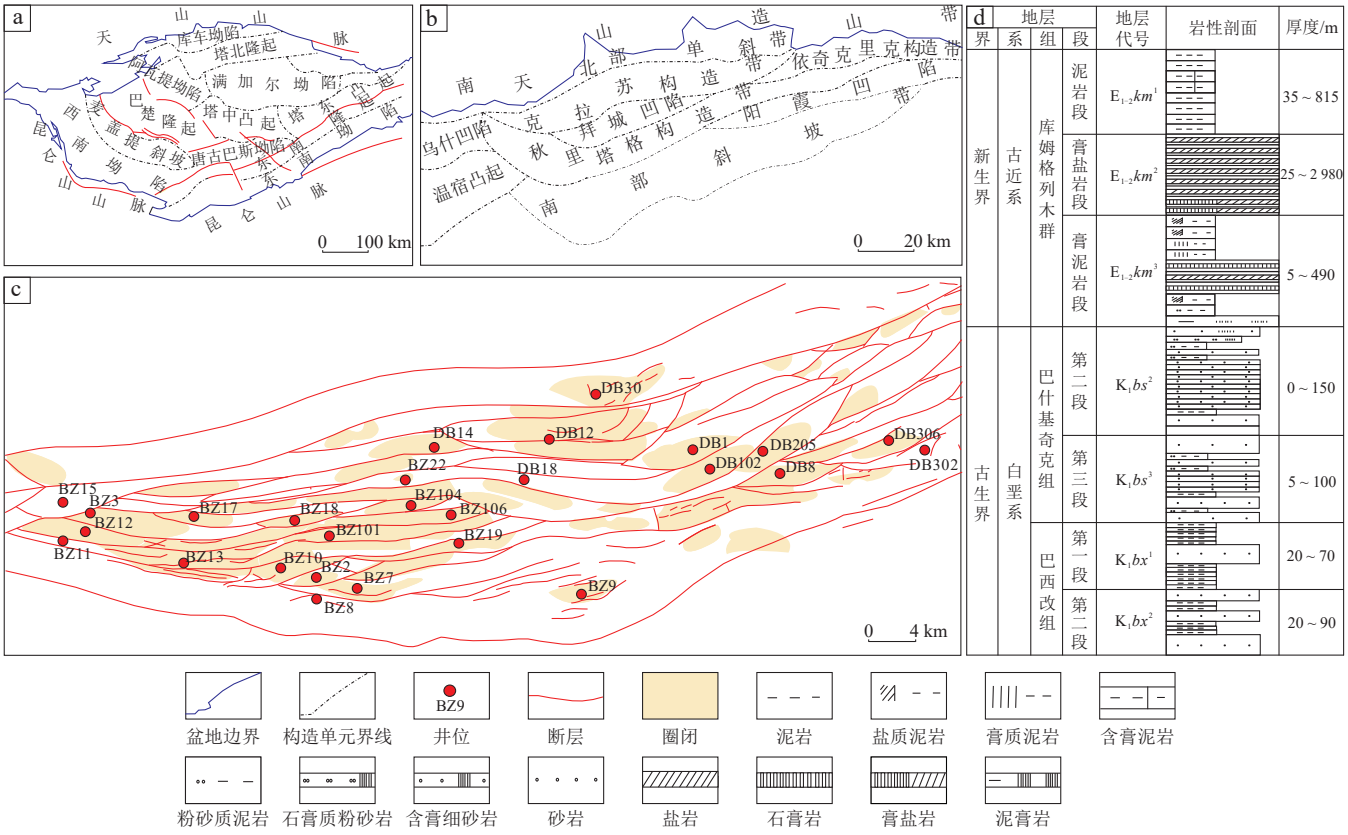


图1 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区区域构造位置及地层综合柱状图(据文献[15,64]修改)

Fig. 1 Regional location and stratigraphic column of the Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin (modified after references [15] and [64])

a. 塔里木盆地区域地质构造;b. 库车坳陷区域地质构造;c. 博孜—大北区域地质构造;d. 博孜—大北地区地层综合柱状图

2 储层特征

2.1 储集空间特征

受巨厚膏盐岩的保护,研究区储层物性受埋深的影响较小,超过8 000 m埋深还具有良好的储集性能,且研究区裂缝发育,储层整体评价为低孔砂岩储层。储集空间以原生粒间孔为主,叠加后期溶蚀改造(粒间溶孔和粒内溶孔),并局部受微裂缝改善,形成了多种储集空间共存的特征(图2)。原生粒间孔多发育在石英、长石和硅质岩屑等刚性颗粒富集处,孔隙边缘较平直,孔隙形态以三角形和多边形为主(图2a,c,d);粒间溶孔多发育于长石颗粒边缘和粒间方解石胶结物内部,孔隙呈溶蚀港湾状和不规则状(图2b,c,f);粒内溶孔主要为长石颗粒和酸性喷出岩等岩屑发生粒内溶蚀形成的(图2c),但数量较少,对储层贡献不大。微裂缝主要是岩石在构造应力或成岩收缩等作用下形成的粒间或粒内破裂(图2d—i),对储层渗透性起到了显著改善作用。

2.2 储层裂缝发育特征

天然裂缝按尺度可划分为宏观裂缝(肉眼可识别,裂缝开度≥50 μm)与微观裂缝(需显微镜或扫描电镜识别,裂缝开度<50 μm)。岩心裂缝识别与描述能够定量获取裂缝的产状、开度与充填信息,是明确裂缝发育特征以及开展有效性评价的基础。构造裂缝为研究区裂缝主要发育类型。本文按照倾角将构造裂缝分为低角度裂缝(0~30°)、中角度裂缝(30°~75°)和高角度裂缝(75°~90°)(图3),其中以中-高角度斜交缝为主。按充填状态分为张开缝、半张开缝与充填缝,充填物以方解石为主(图3c,f,h)。

微裂缝按与矿物颗粒的几何关系可分为穿粒缝(图2d,h,i)、粒缘缝(图2e,g)和粒内缝(图2f),其中构造成因的穿粒缝最为发育,具有延伸长、充填度低并普遍切穿石英与长石颗粒的特征;粒缘缝主要沿颗粒边界展布,粒内缝限于颗粒内部,三者开度大小顺序总体遵循穿粒缝>粒缘缝>粒内缝。此外,裂缝受岩性控控显著,细粒岩石以穿粒缝占优,粗粒岩石3类并存且频度更均衡[65-66]。

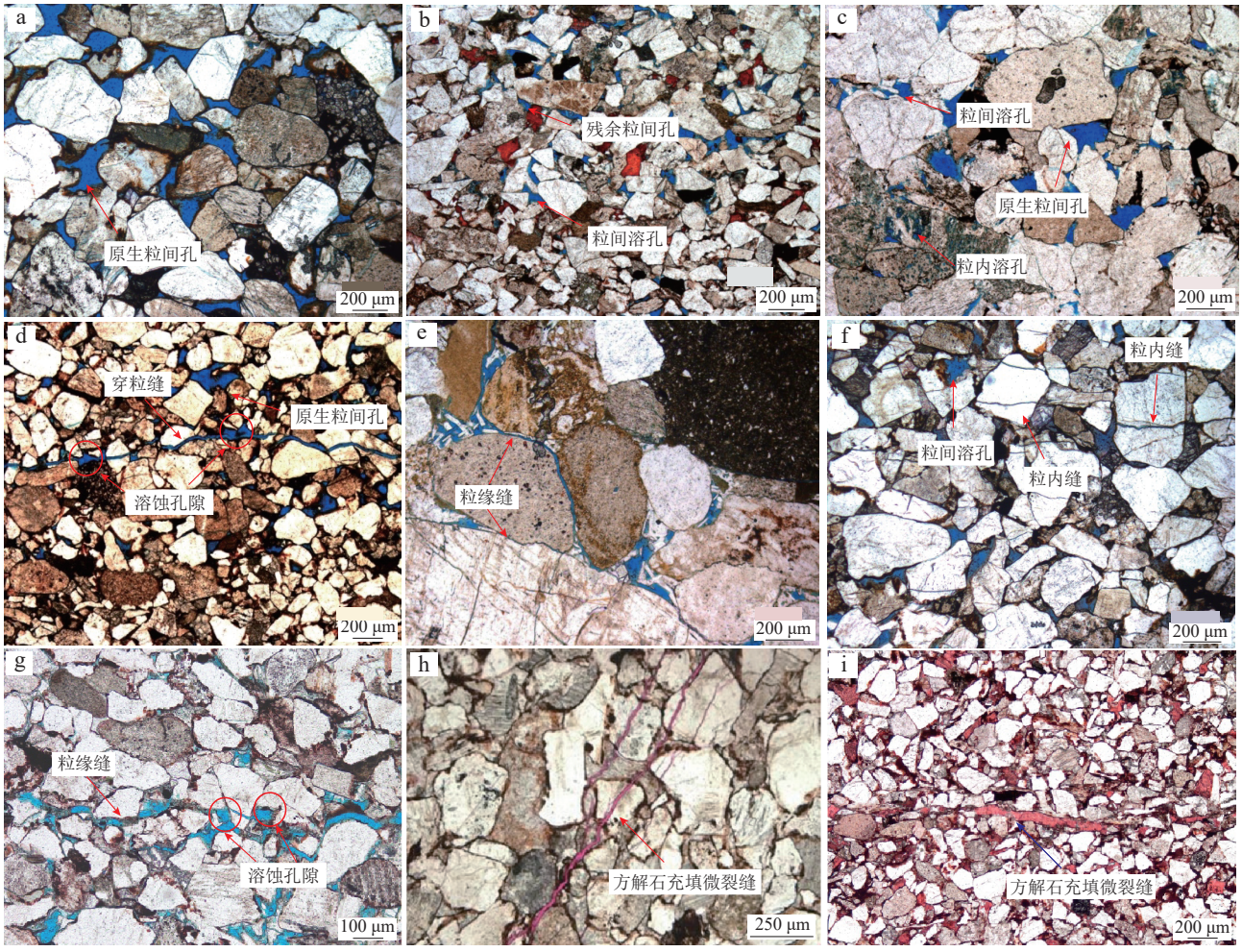


图2 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组(K_1bs)–巴西改组(K_1bx)储集空间特征镜下照片(铸体薄片)

Fig. 2 Reservoir space characteristics of the Bashijiqike and Baxigai formations in the Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 原生粒间孔发育，BZ901井，埋深7 817.48 m，K_1bs；b. 粒间孔、粒间溶孔发育，BZ301井，埋深5 835.58 m，K_1bs；c. 原生粒间孔、粒间溶孔(石英和长石次生加大边有溶蚀)及粒内溶孔发育，BZ301井，埋深5 846.06 m，K_1bs；d. 原生粒间孔发育、见未充填微裂缝，BZ9井，埋深7 675.95 m，K_1bs；e. 粒缘缝，BZ302井，埋深6 186.15 m，K_1bx；f. 粒间孔、粒间溶孔发育，微裂缝切割颗粒，BZ901井，埋深7 901.80 m，K_1bs；g. 沿裂缝溶蚀，BZ104井，埋深6 802.14 m，K_1bs；h. 方解石充填微裂缝，DB304井，埋深6 922.01 m，K_1bs；i. 方解石充填微裂缝，BZ104井，埋深6 796.00 m，K_1bs

3 产能特征

研究区单井产能差异显著。即使在同一区块相邻井之间，在常规物性参数和储层有效厚度相近的情况下，压裂改造后的油气产量仍可相差数倍，仅依靠常规储层评价方法难以准确反映储层产能差异。

总体上，裂缝几乎不发育的井，产能相对较差(图4a)；裂缝发育程度高的井，产能较高(图4b)。表明天然裂缝对油气产能具有重要控制作用。然而，研究区部分井表现出“裂缝欠发育但产能较高”(图5a)或“裂缝发育但产能较低”(图5b)现象，说明裂缝发育程度是影响产能的关键因素之一，但不足以完全解释产能差异，储层产能还受到裂缝有效性、沉积作用、成岩作用、超压及应力条件等多种因素的共同控制。因此，有必要进一步开展产能地质主控因素分析。

4 产能主控地质因素

深层–超深层碎屑岩储层产能差异是基质孔隙、裂缝发育程度及有效性共同作用的结果。基质孔隙为天然气赋存提供基础储集空间，裂缝则是改善储层渗流能力和沟通不同储集单元的关键通道，二者直接影响单井产能高低[56]。其中，基质孔喉部分主要受沉积和成岩作用控制：沉积作用通过控制砂体展布和岩性组合，决定原生孔隙的分布；成岩作用则通过压实、胶结和溶蚀等过程对原生孔隙进行改造，并局部形成次生孔隙，从而影响储层物性。裂缝方面，其形成和分布

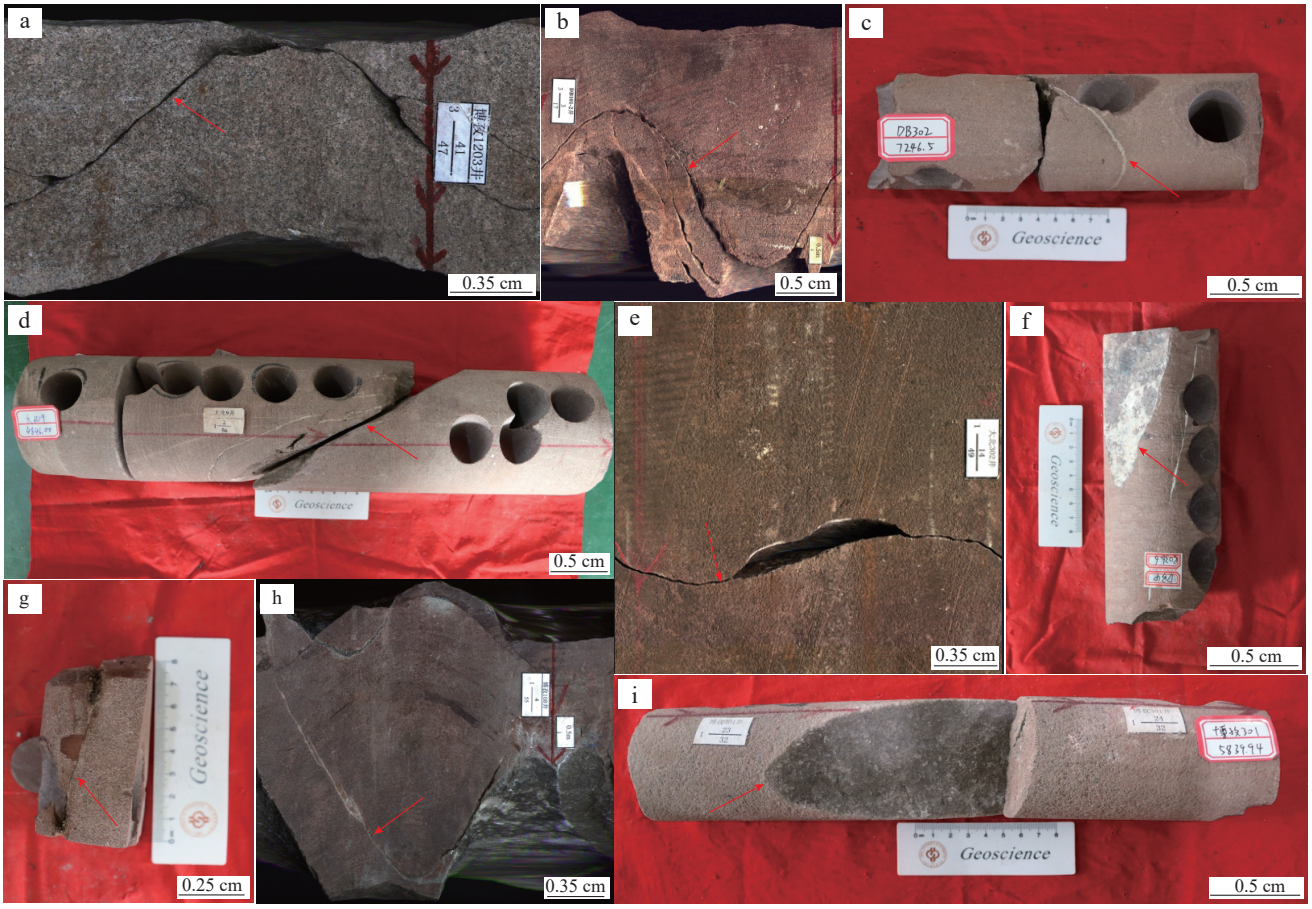


图3 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组(K_1bs)–巴西改组(K_1bx)裂缝特征岩心照片

Fig. 3 Core-scale fracture characteristics of the Bashijiqike and Baxigai formations in the Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 中角度张开缝,BZ1203井,埋深6 569.96 m,K_1bs;b. 高角度张开缝,DB101–2井,埋深5 367.34 m,K_1bs;c. 中角度充填缝,DB302井,埋深7 246.50 m,K_1bx;d. 高角度半张开缝,DB9井,埋深4 846.00 m,K_1bs;e. 低角度张开缝,DB302井,7 204.57 m,K_1bs;f. 高角度充填缝,DB4井,埋深8 036.60 m,K_1bx;g. 直劈缝,BZ104井,埋深6 801.00 m,K_1bs;h. 高角度半张开缝,BZ108井,埋深7 049.50 m,K_1bs;i. 高角度张开缝,BZ301井,埋深5 839.94 m,K_1bs

主要受古构造应力场控制,而裂缝能否保持开启状态并发挥有效渗流通道作用,则主要受现今地应力场的制约[65-69]。

然而,产能差异并不仅取决于储集空间的"有无",还与成藏期的充注条件以及后期压力–构造调整过程密切相关。地层超压可通过降低垂向有效应力,减弱深埋条件下的机械压实强度,从而有利于原生粒间孔隙的保存,并在一定程度上提高裂缝开启程度,改善天然气在成藏期的运移与充注效率,最终造成产能水平的不同[49]。

4.1 沉积与成岩作用是影响产能的基础条件

基质储层物性是产能形成的基础,孔隙度和渗透率与单井产能均呈较好的正相关关系(图6a,b);同时,裂缝发育对深层–超深层储层渗流能力具有显著增强作用,使储层在相近孔隙度条件下表现出更高的渗透率(图6c)。

岩心物性统计结果表明,不同岩性和微相的储层物性具有明显差异:中砂岩物性最好,细砂岩次之,砂砾岩和粉砂岩物性相对较差,其中粉砂岩最差(图7a);岩性受控于沉积微相,水下分流河道微相物性最好,河口坝次之,支流间湾最差(图7b)。沉积作用同时对裂缝发育具有重要控制作用。水下分流河道和河口坝微相的裂缝密度明显高于支流间湾,说明砂质沉积体更有利于天然裂缝的形成与保存(图7c)。按岩性统计,裂缝在细砂岩中最为发育,粉砂岩和中砂岩次之,粗砂岩相对较弱,泥岩和砾岩中裂缝发育程度较低,裂缝长度也总体表现出相似特征(图7d)。由此可见,沉积作用即可通过控制粒度组成和泥质含量来决定储层原始物性,也可通过影响岩性和力学性质差异来制约裂缝发育。总体而言,水下分流河道和河口坝中的中–细砂岩是研究区储层物性和裂缝发育的有

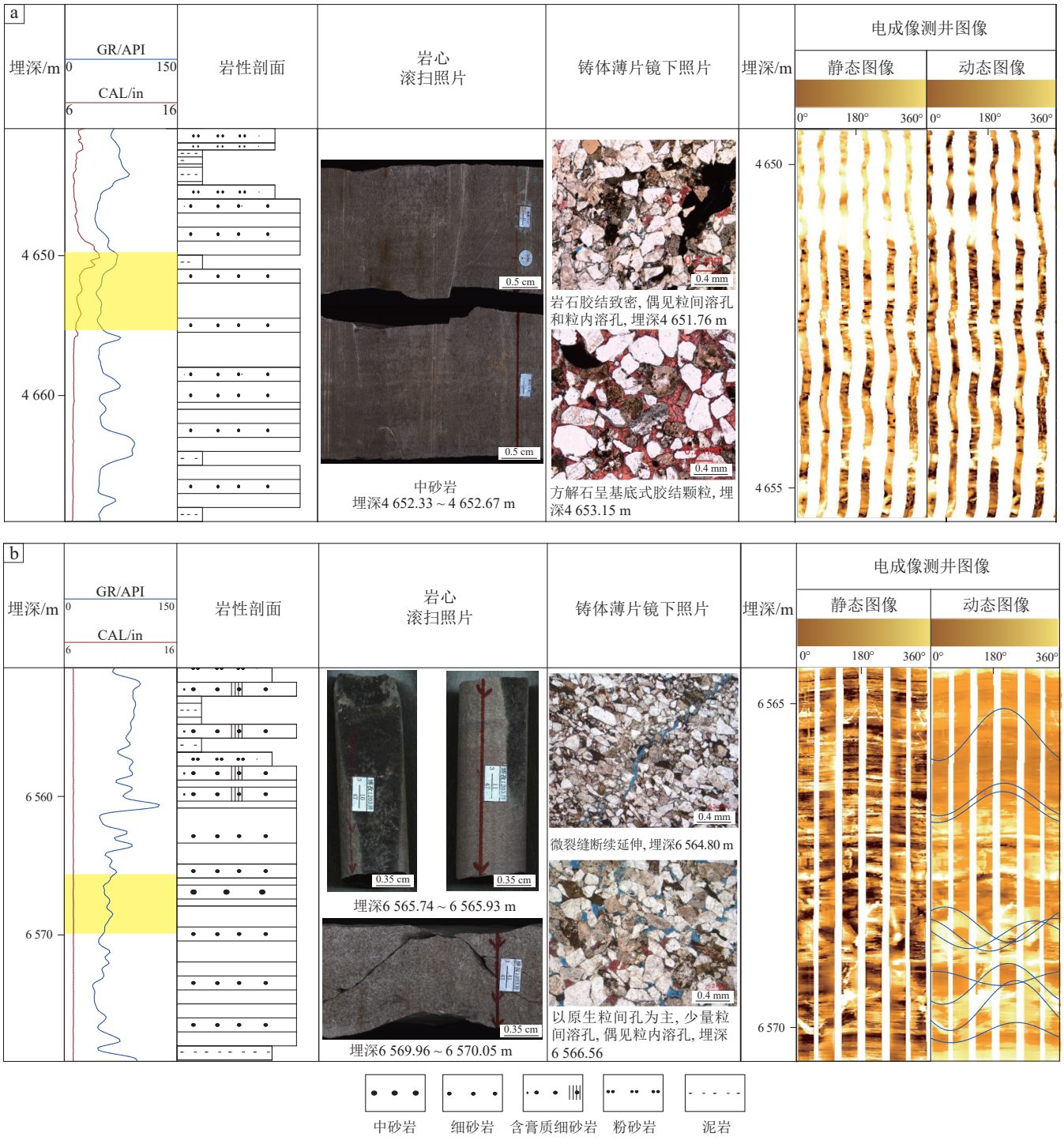


图4 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组-巴西改组不同产能井裂缝、沉积及成岩作用差异

Fig. 4 Differences in fractures, deposition, and diagenesis among wells with different productivity levels in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 低产井(BZ15井)；b. 高产井(BZ1203井)

利沉积单元。

研究区成岩改造主要表现为碳酸盐胶结的破坏性作用与酸性流体溶蚀的改善作用两方面。研究区胶结物以碳酸盐矿物为主，主要包括方解石和白云石，且在不同压实程度样品中均较常见(图2h，i)。碳酸盐胶结物充填粒间孔隙和孔喉，不仅直接造成孔隙度和渗透率下降，还可对早期形成的微裂缝产生充填封堵作用(图2h，i)。低产井BZ15井则表现为岩石胶结致密、方解石基底式胶结发育，仅偶见粒间溶孔和粒内溶孔(图4a)，反映强胶结作用显著减小了储层孔隙并削弱

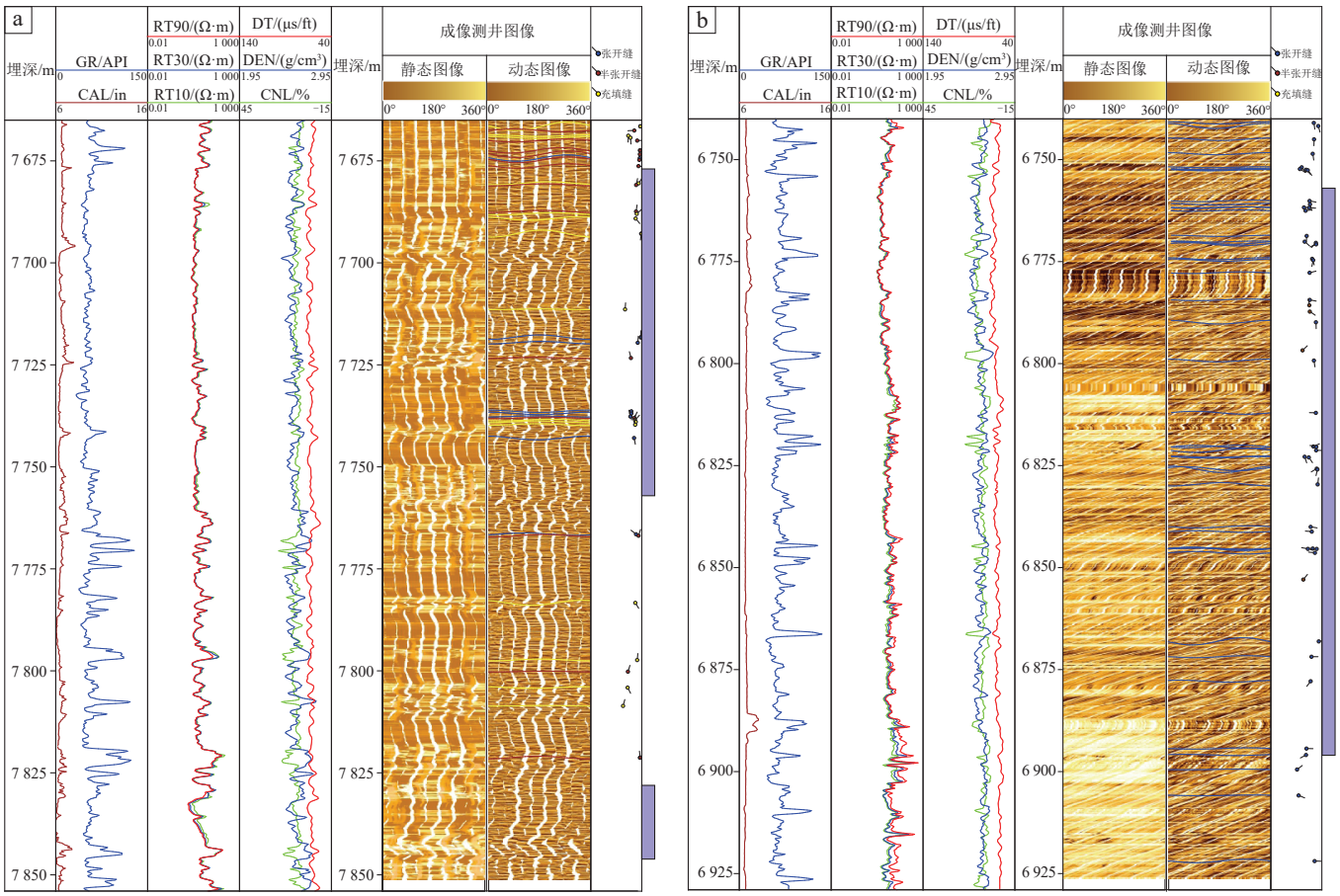


图5 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组-巴西改组不同井产能差异

Fig. 5 Productivity differences in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 裂缝发育少、产能高(BZ9井);b. 裂缝发育多、产能低(BZ102井)

(紫色柱状标注为单井试油层段。)

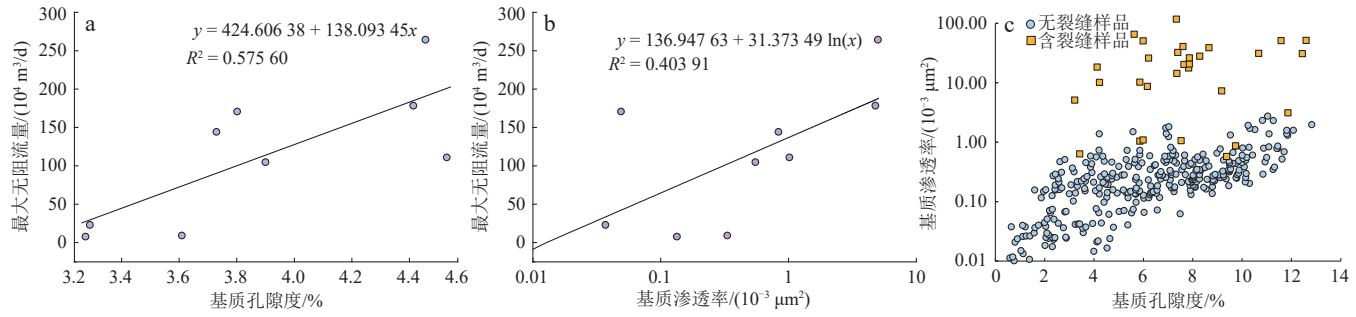


图6 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组-巴西改组基质物性与产能的关系及裂缝对渗流能力的改善作用

Fig. 6 Relationship between matrix properties and productivity, and the effect of fractures on improving seepage capacity in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 基质孔隙度与产能相关性;b. 基质渗透率与产能相关性;c. 裂缝对储层物性的影响

了裂缝有效性。

与此同时,后期油气充注带来的有机酸使地层水酸化,对碳酸盐胶结物及长石等易溶组分产生明显溶蚀,形成粒间溶孔和粒内溶孔,并沿裂缝进一步扩大储集空间,出现裂缝溶蚀现象(图2d,g),表明裂缝经历了形成-充填-再改造的多阶段演化过程。裂缝既可作为晚期流体运移通道,也可成为溶蚀作用的优势部位,从而改善局部孔隙结构和连通性。高产井BZ1203井可见微裂缝断续延伸,且孔隙以原生粒间孔为主,伴少量粒间溶孔,偶见粒内溶孔,显示其储层保存条件和后期改造效果相对较好(图4b)。

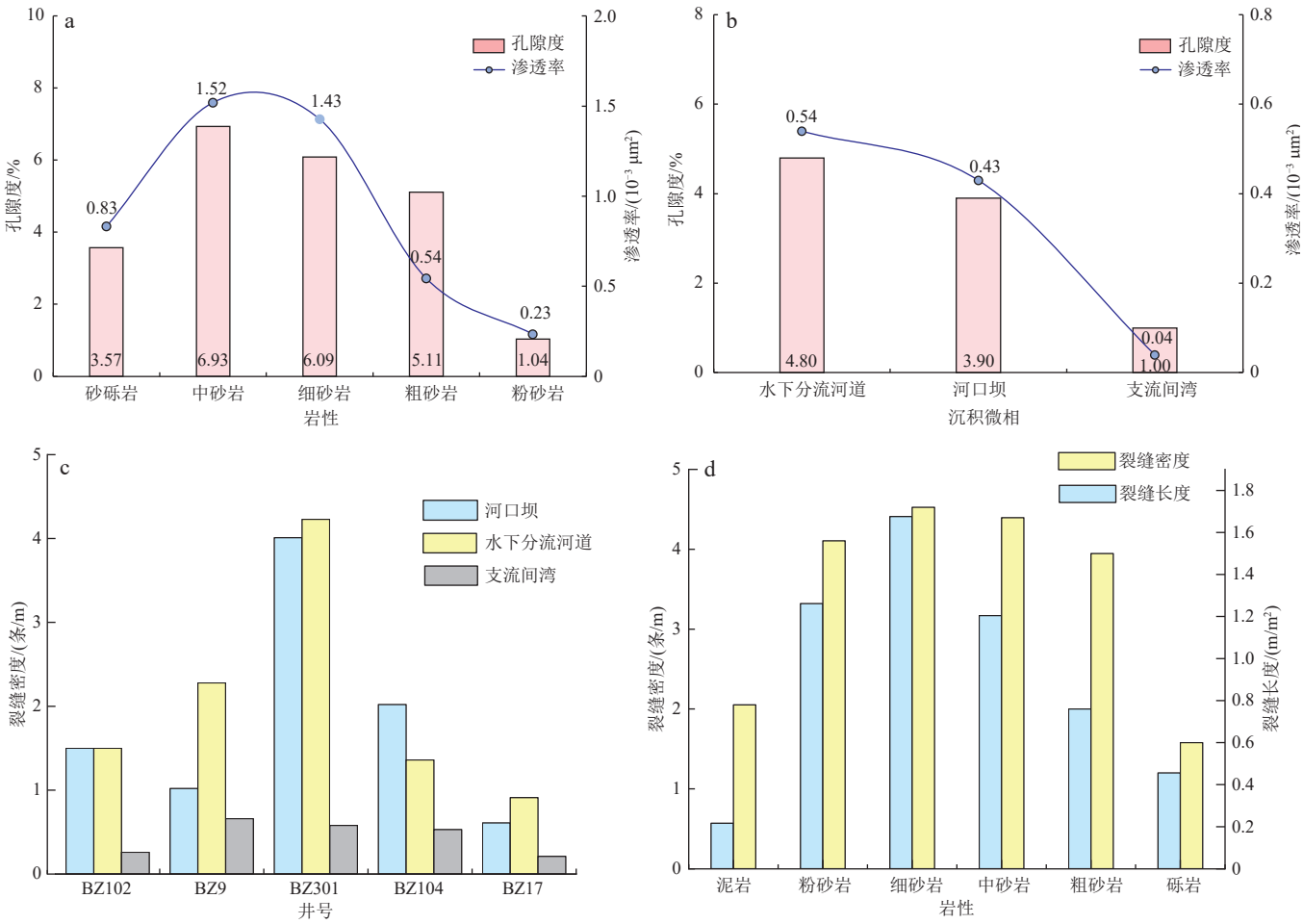


图7　塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组-巴西改组沉积微相和岩性对基质物性及裂缝发育的影响

Fig. 7　Impacts of sedimentary microfacies and lithology on matrix properties and fracture development in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 岩性与基质物性关系；b. 沉积微相与基质物性关系；c. 沉积微相与裂缝发育程度关系；d. 岩性与裂缝发育程度关系

4.2　现今地应力是导致生产井产能差异的重要因素

现今地应力条件对研究区目的层裂缝开启性和储层有效性影响显著，较大的应力差条件下裂缝更容易受到挤压而发生闭合或半闭合，裂缝有效渗流能力随之降低（图8a）。高产井BZ9井的现今水平两向主应力差（下文简称为“应力差”）主要集中在较低-中等范围，整体分布相对偏低，有利于天然裂缝保持开启状态；低产井DB14井的应力差分布范围更宽，高值段比例相对较大，尤其在较高应力差区间仍有较明显分布，导致有效裂缝比例减少，从而削弱储层渗流能力（图8b）。现今地应力条件不仅影响裂缝有效性，也会制约基质孔隙的保存。在较低应力差背景下，高产井样品压实作用相对较弱，粒间孔隙保存较好，基质孔隙较为发育（图$8c_1$—c_3）；而低产井样品受较强压实作用影响，颗粒接触更紧密，孔隙空间明显减少，基质物性相对变差（图$8d_1$—d_3）。说明高应力差不仅会促使裂缝闭合，还可能加剧基质孔隙压缩，使储层整体有效渗流能力下降。

4.3　地层超压是优质储层形成及生产井高产的重要保障

研究区目的层普遍发育异常高压，地层压力随埋深增加整体升高，实测地层压力系数主要分布于1.5～2.0（图9a，b）。目的层超压分布除受埋深控制外，还受生烃增压、欠压实、封闭保存条件及流体充注等因素共同影响，造成不同深度压力系数存在一定波动。

地层超压降低了地层的有效应力，有利于裂缝保持开启状态并维持较大的有效开度（图9c），并可以保留原始储集空间，其强度与储层孔隙度和渗透率呈正相关关系（图9d，e）。高产井BZ9井地层压力系数约为1.81，超压强度较大，岩石压实程度相对较弱，粒间孔隙和微裂缝较发育，孔隙连通性较好，形成粒间孔-微

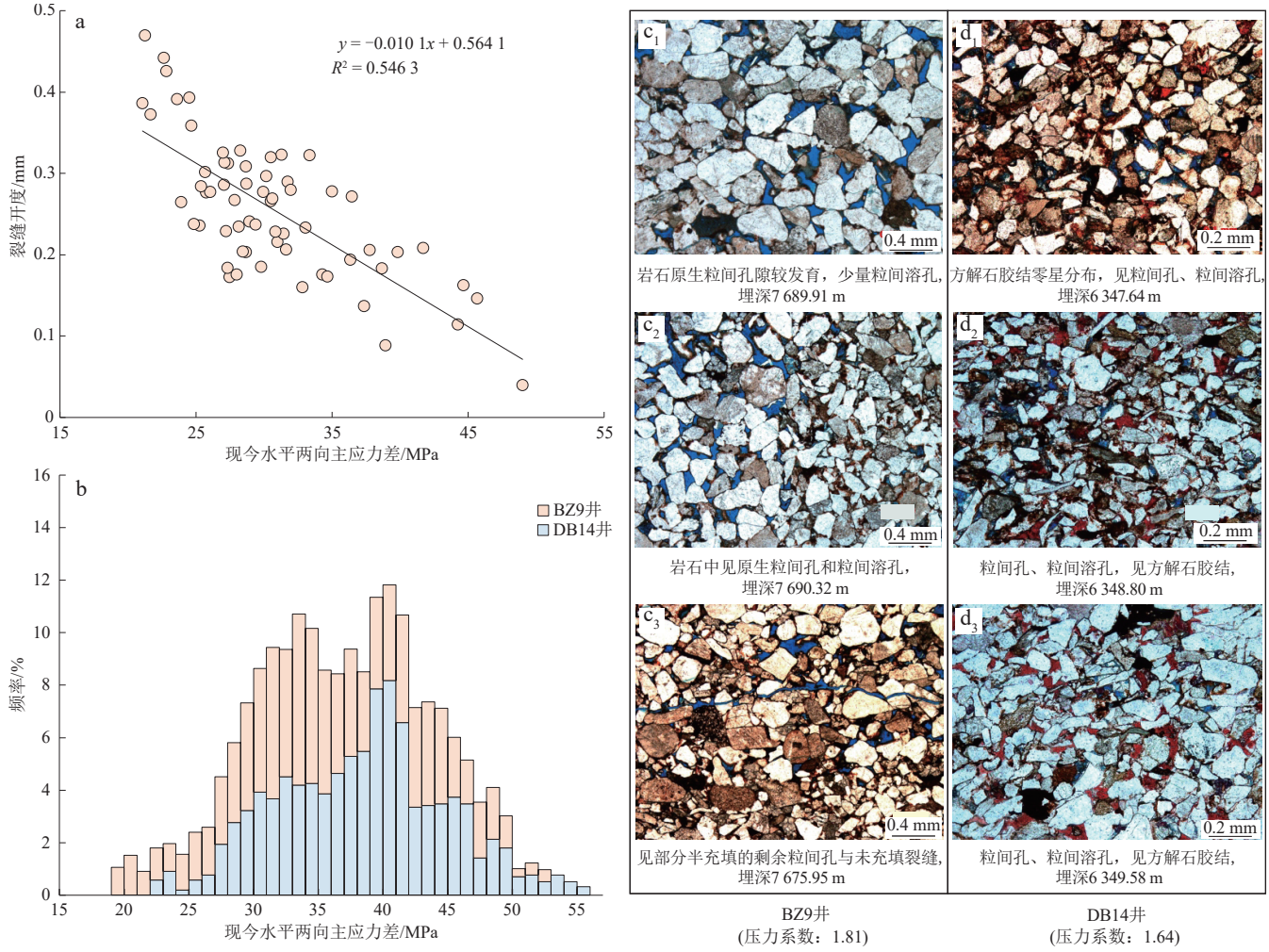


图 8 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组-巴西改组地应力对裂缝及基质物性的影响

Fig. 8 Impacts of in-situ stress on fractures and matrix properties in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 现今水平两向主应力差与裂缝开度相关性；b. 高产井(BZ9井)和低产井(DB14井)现今水平两向主应力差分布条形图；c_1—c_3. 高产井(BZ9井)岩心样品铸体薄片镜下照片，巴什基奇克组(K_1bs)；d_1—d_3. 低产井(DB14井)岩心样品铸体薄片镜下照片，K_1bs

裂缝共同发育的双重孔隙结构，储层物性较好、产能较高(图 8c_1—c_3)。DB14井地层压力系数约为1.64，超压强度相对较弱，颗粒间压实接触更明显，原生粒间孔隙保存较差，储层整体较致密，微裂缝发育程度低(图 8d_1—d_3)。这表明超压可通过降低有效应力、减弱机械压实作用，促进原生孔隙与微裂缝保存，进而改善储层物性并提高产能。

4.4 裂缝发育程度及有效性是控制产能的关键条件

裂缝是储层渗流能力提升的重要控制因素，对储层物性改善(图 6c)和单井产能提高均具有显著作用[70]。本文基于成像测井计算得到的裂缝参数开展分析。为保证计算结果的准确性，在裂缝拾取阶段结合岩心资料进行对比验证，以尽可能提高裂缝识别的准确性。总体上，随着裂缝长度和裂缝密度增大，单井产能呈明显升高趋势(图 10a，b)。然而，研究区部分井存在裂缝发育程度与产能不完全匹配的现象(图 5a，b)，说明决定产能高低的关键并不只是“有无裂缝”或“裂缝数量多少”，更重要的是裂缝是否具有较好的开启性和导流能力。统计结果显示，裂缝开度(*FVAH*)与单井产能呈较好的正相关关系(图 10c)，其中，裂缝渗透率(*Kf*)与产能的相关性最好(图 10d)，表明裂缝有效性的优劣，是控制产能差异的关键因素。

此外，裂缝有效性进一步受现今地应力场的制约。现今两向应力差(SH_{max}-Sh_{min})增大时，裂缝面所受有效正应力增强，裂缝更易闭合，其有效开度及导流能力随之减弱，因此现今两向应力差与单井产能总体呈负相关关系(图 10e)。此外，裂缝面摩擦系数(μ)可在一定

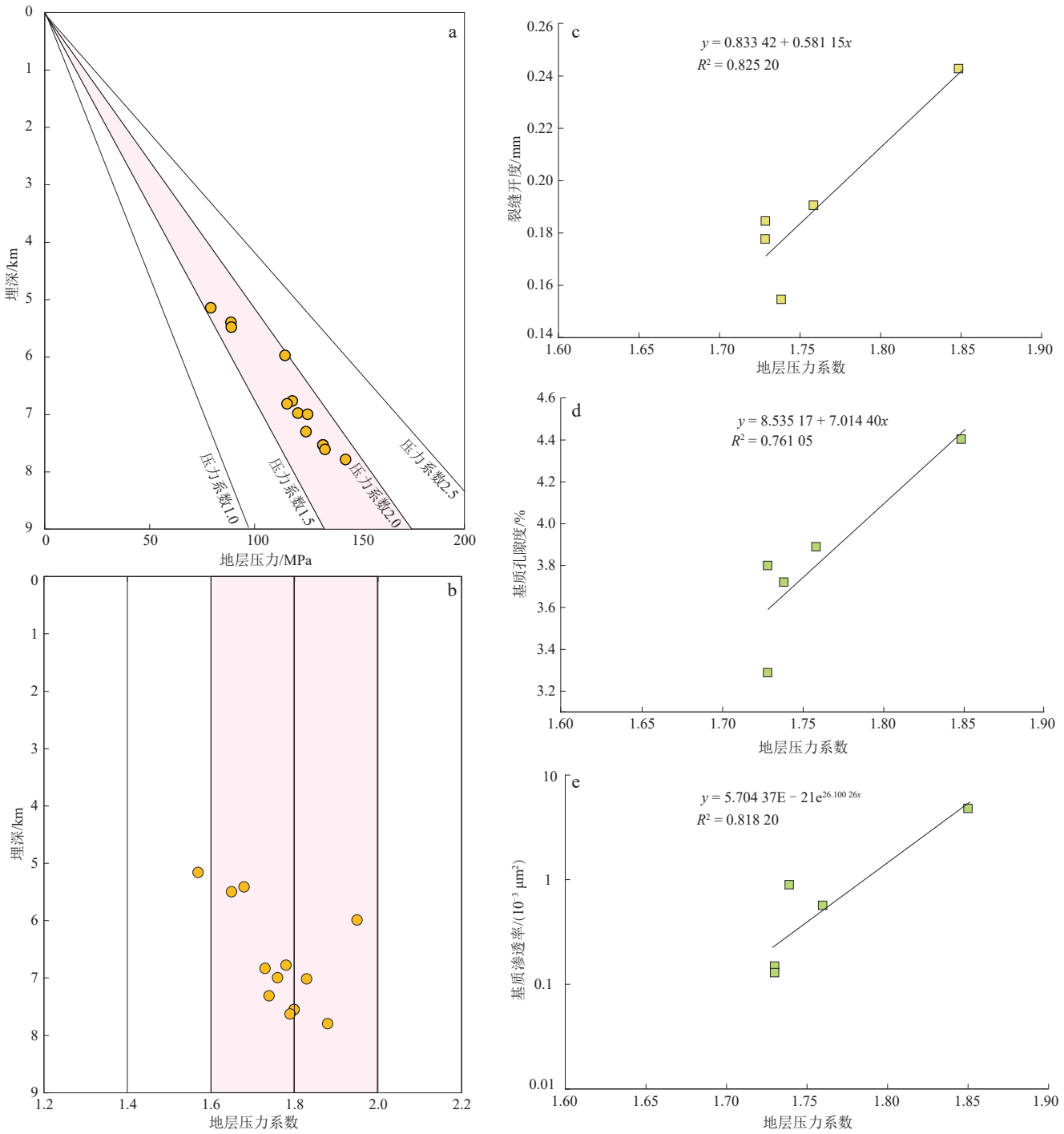


图 9　塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组–巴西改组地层超压对裂缝与基质物性的影响

Fig. 9　Impacts of formation overpressure on fractures and matrix properties in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 地层压力–深度关系及压力梯度分布；b. 地层压力系数纵向分布；c. 裂缝开度与地层压力系数关系；d. 基质孔隙度与地层压力系数关系；e. 基质渗透率与地层压力系数关系

程度上表征裂缝的滑移倾向；摩擦系数越大，表明裂缝面切向应力相对越强，裂缝越接近滑移再活动状态，更有利于裂缝开启及导流能力改善，因此其与单井产能呈正相关关系（图 10f）。

综上，裂缝对产能的贡献不仅取决于其发育规模，还受现今地应力条件下裂缝能否保持有效开启、发生有利滑移并形成高效连通渗流通道的共同制约。因此，为更合理地评价裂缝对产能的影响，有必要在裂缝发育程度之外，进一步综合考虑其渗流能力，并建立裂缝有效性评价指标（*FRA*）对裂缝进行分级

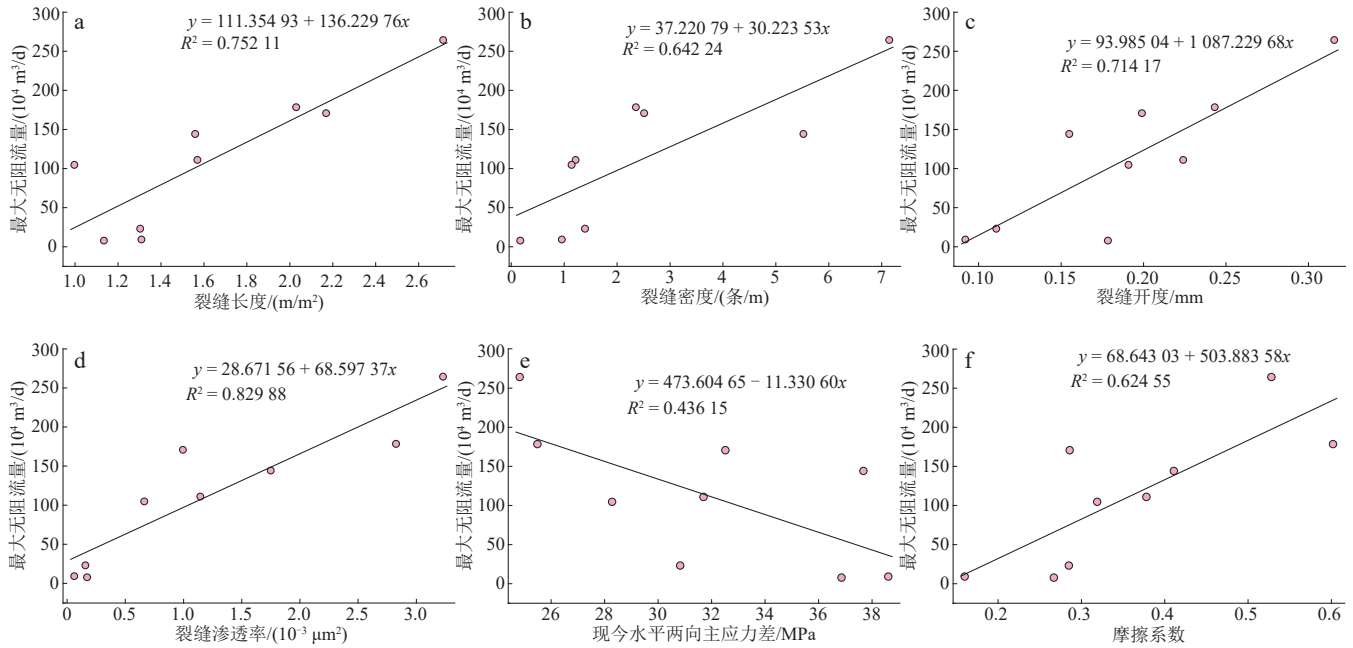


图 10 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组-巴西改组裂缝参数及应力参数对产能的影响

Fig. 10 Impacts of fracture and stress parameters on productivity in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 裂缝长度与产能相关性;b. 裂缝密度与产能相关性;c. 裂缝开度与产能相关性;d. 裂缝渗透率与产能相关性;e. 现今水平两向主应力差与产能相关性;f. 摩擦系数与产能相关性

表征。

本文选取裂缝渗透率、裂缝长度、现今两向应力差及裂缝面摩擦系数作为输入参数,首先对各参数进行标准化处理,以消除量纲差异带来的影响,正相关数据采用计算公式(1)进行处理,负相关数据采用计算公式(2)进行处理。

$$Z_i = \frac{X_i - X_{i,\min}}{X_{i,\max} - X_{i,\min}} \tag{1}$$

$$Z_i = \frac{X_{i,\max} - X_i}{X_{i,\max} - X_{i,\min}} \tag{2}$$

式中:Z_i为标准化后数据;$X_{i,\max}$为各参数数据最大值;$X_{i,\min}$为各参数数据最小值;X_i为各参数数据。

进一步,基于各参数与产能相关关系的决定系数R^2(复相关系数),对不同参数影响强弱进行半定量表征,本文采用归一化后的加权叠加方法构建综合评价指数,权重计算方法如计算公式(3)所示。

$$w_i = \frac{R_i^2}{\sum_{i=1}^{n} R_i^2} \tag{3}$$

式中:w_i为各参数权重,无量纲;R_i^2为各参数与产能的复相关性系数,无量纲。

需要说明的是,该权重(表1)反映的是各参数解释能力的相对大小,并非严格意义上的独立贡献率。

由于摩擦系数、现今地应力及裂缝参数之间存在一定相关性,单因素相关分析所得R^2难以完全剥离各因素之间的交互影响,因此本文未将其直接解释为独立贡献率,而是将其作为影响强弱的半定量表征指标。最终,通过归一化与加权叠加建立裂缝有效性综合评价模型,其表达式见计算公式(4)。

表1 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区裂缝评价参数权重分析

Table 1 Weighting analysis of fracture evaluation parameters, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

参数	裂缝渗透率Kf_z	摩擦系数μ_z	裂缝长度$FVTL_z$	两向应力差$(SH_{max}-Sh_{min})_z$
R^2	0.829 9	0.624 6	0.752 1	0.436 2
w	0.314 0	0.236 3	0.284 6	0.165 1

注:R^2为参数与产能的复相关系数;w为各参数权重。

$$FRA = 0.314Kf_z + 0.236\mu_z + 0.285FVTL_z + 0.165\left(SH_{max} - Sh_{min}\right)_z \tag{4}$$

式中:FRA为裂缝有效性评价参数;Kf_z为标准化后裂缝渗透率;μ_z为标准化后裂缝面摩擦系数;$FVTL_z$为标准化后裂缝长度;$(SH_{max}-Sh_{min})_z$为标准化后两向应力差。

所建立的FRA指标与产能呈较好的相关性(图11a)。前文研究表明,裂缝对基质渗透率具有明显改善作用(图5c)。因此,本文进一步分析了FRA与

岩心实验测得渗透率之间的关系，并在此基础上建立裂缝分类标准：*FRA* < 0.25 为Ⅲ型裂缝，0.25 ≤ *FRA* ≤ 0.43 为Ⅱ型裂缝，*FRA* > 0.43 为Ⅰ型裂缝（图 11b）。该分类结果能够较直观地反映不同裂缝有效性条件下产能的相对差异（图 11a）。

4.5 “孔–缝–压–应力”共同控制产能差异

产能主要受控于裂缝及其有效性，以及沉积成岩约束下的基质孔隙影响，不同尺度缝–孔喉及其连通性控制了产能的高低[71][72]。但是产能差异并不能仅归因于储集空间的保存程度，油气充注–运移过程以及随后地层压力体系的演化所共同塑造的有效渗流环境，尤其是超压条件，能够在一定程度上维持较低的有效应力水平，从而为裂缝开启与连通性保持提供物理条件，是优质储层形成的重要地质基础[73–75]。现今地应力则进一步控制裂缝在后期调整阶段的开启程度与连通性演化，是裂缝能否保持有效渗流以及生产井能否高产的重要力学条件。

以 BZ19 井为例，该井两段试油产能差异大，上段（埋深 7 632 ~ 7 755 m）产能高、下段（埋深 7 797 ~ 7 888 m）产能低，是裂缝差异、基质物性差异及地应力条件共同作用的结果。上段成像测井（动态图像道）拾取裂缝较多，裂缝长度（*FVTL*）与裂缝密度（*FVDC*）数值较大，阵列声波测井（WF 道）“*V*”字型响应更显著，表明上段天然裂缝相比下段更为发育。此外，上段两向应力差（SH_{max}–Sh_{min}）相对较低，裂缝开度（*FVAH*）相对较大（图 12a），摩擦系数（μ）与裂缝渗透率均较高，裂缝渗流能力更好。通过建立的裂缝有效性评价指标（*FRA*）划分的裂缝有效性来看，上段主要以Ⅰ型与Ⅱ型裂缝为主，下段以Ⅲ型裂缝为主。此外，上段微裂缝发育（图 12c_1，c_2），不仅可直接提高储层渗流能力，还能够在压裂过程中作为优先扩展通道，从而更易形成有效缝网。其次，上、下段岩性组合存在明显差异。上段以细砂岩为主，并含一定比例的中砂岩，泥岩含量较低；而下段虽然也以细砂岩为主，但泥岩含量明显更高，中砂岩比例更低，并有少量粉砂岩（图 12b）。这说明下段整体泥质组分含量更高、储层非均质性更强，不利于优质储层连续发育。此外下段泥砾发育，进一步说明其沉积组成更复杂，局部泥质充填或泥砾夹杂会削弱储层的有效孔渗，并对裂缝延伸和连通产生不利影响（图 12d）。

综合上述分析，深层–超深层产能受多因素共同控制，对典型因素进行组合可主要分为 5 类（表 2），高产井段通常具有基质孔隙保存较好、天然裂缝发育且有效性好、超压强度高和两向水平主应力差较小等特征。

5　结论

1）沉积作用与成岩作用共同决定了储层的物性基础，是产能形成的重要前提。研究区优质储层主要发育于水下分流河道和河口坝微相，中–细砂岩物性相对较好，且更有利于裂缝发育。压实作用和碳酸盐胶结作用总体上削弱了储层的有效性，而后期酸性流体溶蚀可在一定程度上形成和扩展溶孔，改善局部渗流能力。

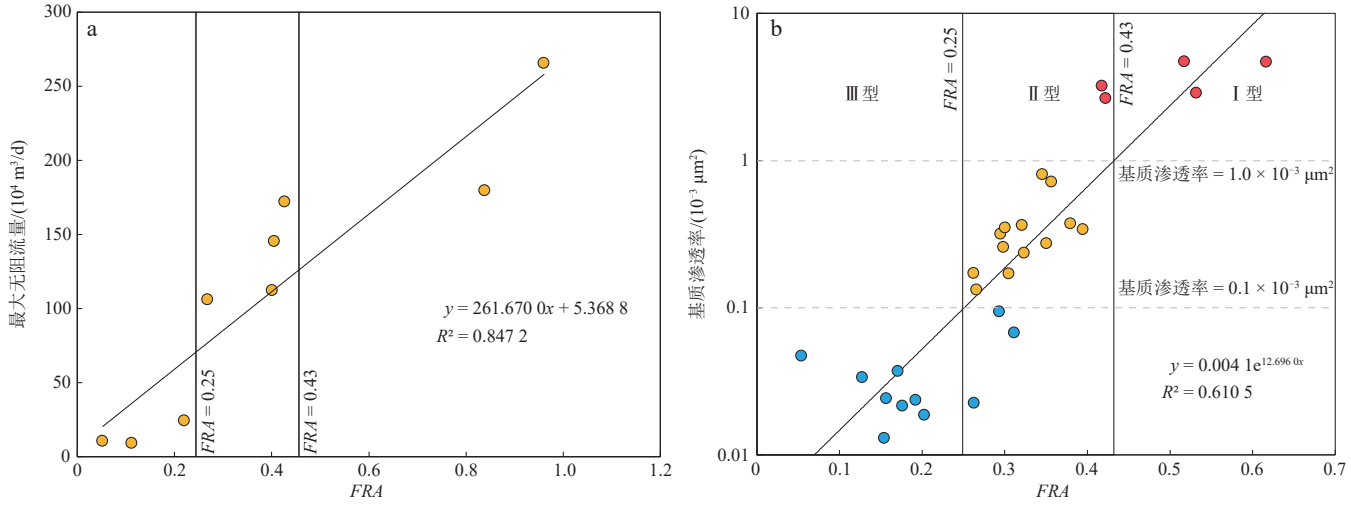


图 11　塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组–巴西改组裂缝有效性评价

Fig. 11　Fracture effectiveness evaluation in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 裂缝有效性评价指标（*FRA*）与产能相关性；b. 裂缝有效性评价指标（*FRA*）与渗透率相关性

（*FRA* 为裂缝有效性评价参数；*FRA* < 0.25 为Ⅲ型裂缝；0.25 ≤ *FRA* ≤ 0.43 为Ⅱ型裂缝；*FRA* > 0.43 为Ⅰ型裂缝。）

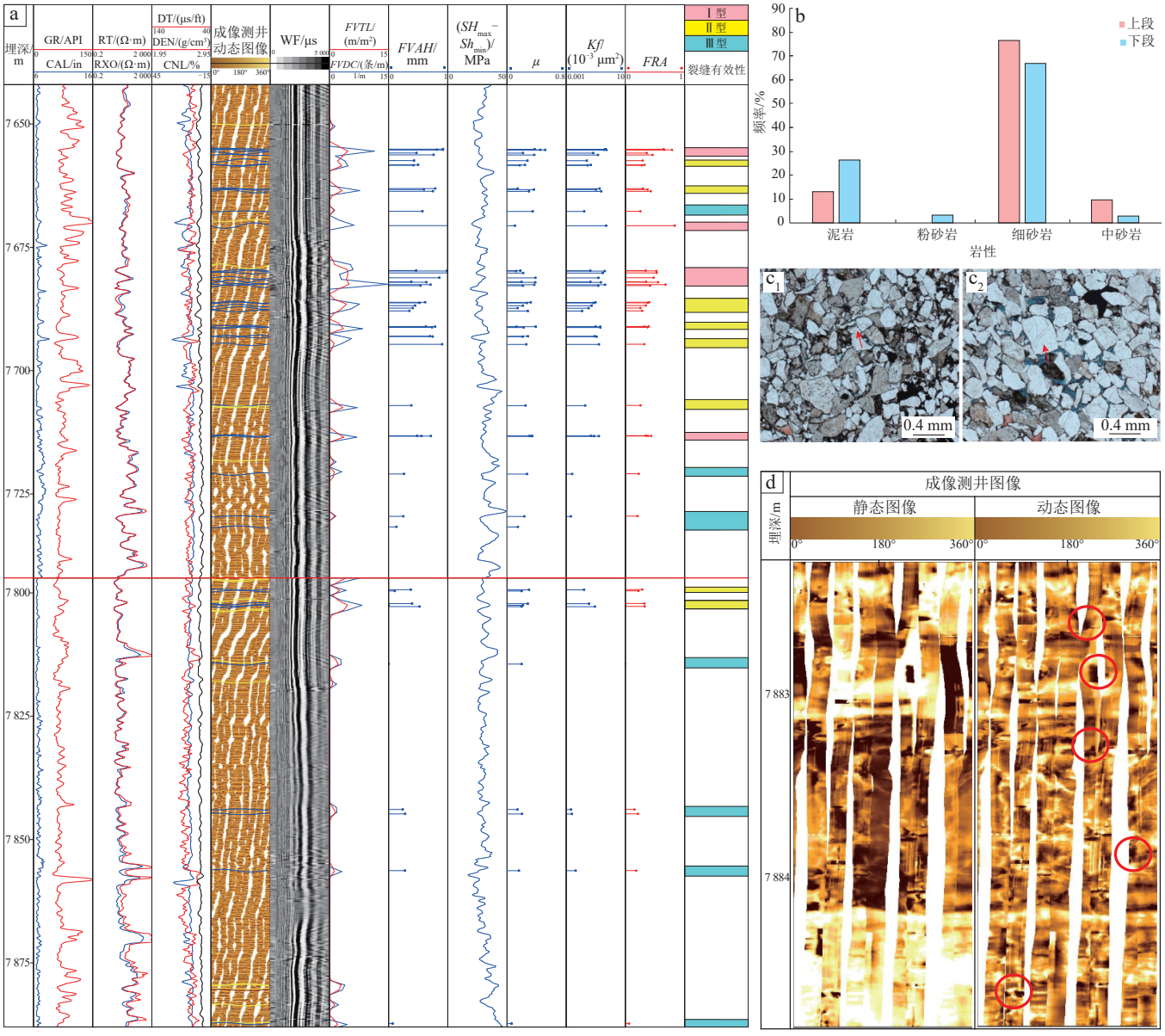


图 12 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区 BZ19 井试油两段产能差异分析

Fig. 12 Productivity between the two tested intervals in well BZ19, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

a. 试油段测井综合解释剖面;(该图为测井曲线拼接图,红线以上对应试油上段,井深范围为 7 632 ~ 7 755 m;红线以下对应试油下段,井深范围为 7 797 ~ 7 888 m。*FVTL* 为裂缝长度;*FVDC* 为裂缝密度;WF 为阵列声波测井;*FVAH* 为裂缝开度;SH_{max}–Sh_{min} 为现今两向应力差;*Kf* 为裂缝渗透率;μ 为裂缝面摩擦系数;*FRA* 为裂缝有效性评价指标。)b. 试油上、下段岩性分布柱状图; c_1,c_2. 试油上段微裂缝发育特征铸体薄片镜下照片; d. 试油下段泥砾发育特征成像测井图像

表 2 塔里木盆地库车坳陷博孜—大北地区巴什基奇克组–巴西改组产能主控因素组合分析

Table 2 Analysis of combined factors o controlling productivity in the Bashijiqike and Baxigai formations, Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin

组合	典型因素(D = 沉积微相;A = 成岩;P = 超压;S = 应力)	产能	孔–缝–压–应力共同控制产能
①	D好(分流河道、河口坝) + A好(溶蚀) + P高 + S弱挤压	最高	主要发育Ⅰ型裂缝,且超压与弱挤压共同维持有效连通与稳定渗流
②	D好 + A好 + (P低或S强挤压,任一削弱)	次高	孔隙发育较好,主要发育Ⅱ型裂缝,增渗幅度相对受限
③	D好 + A差(胶结) + (P较好或S较有利,无法彻底弥补缝差)	中等	基质较好,但有效裂缝不足,主要发育Ⅱ型和Ⅲ型,产能主要受通道控制
④	D差(支流间湾) + A好(溶蚀) + (P较好、S较有利)	低	即使经历了溶蚀作用或应力条件有利,但因有效孔/缝差(Ⅲ型裂缝),也难形成规模化连通通道,产能易衰减、稳态供给不足
⑤	D差 + A差 + (P任意、S任意)	最低	孔与缝同时有效性差(泥岩基质物性差 + 胶结封堵削弱可动用空间),超压/应力难以维系整体有效渗流体系

2）裂缝发育程度及其有效性是控制研究区产能差异的主要因素。裂缝渗透率与产能的相关性最好，表明裂缝的导流能力和连通性是决定高产的核心参数。基于裂缝渗透率、裂缝长度、现今水平两向主应力差及裂缝面摩擦系数，构建了裂缝有效性评价指标（*FRA*）。*FRA* 与产能呈较好相关性，并可据此将裂缝划分为Ⅰ型、Ⅱ型和Ⅲ型3类；其中，*FRA* > 0.43 为Ⅰ型裂缝，0.25 ≤ *FRA* ≤ 0.43 为Ⅱ型裂缝，*FRA* < 0.25 为Ⅲ型裂缝。该分类结果能够较直观地反映不同裂缝有效性条件下产能的相对差异。

3）超压是优质储层形成和生产井高产的重要地质基础。超压通过降低有效应力和减弱机械压实作用，有利于原生粒间孔的保存及裂缝的开启，从而为储层渗流能力改善和高产形成提供有利条件。

4）现今地应力是裂缝是否有效开启和生产井是否高产的重要力学条件，较低的水平两向主应力差有利于天然裂缝保持开启状态，是高产井形成的重要力学因素。

5）研究区深层-超深层碎屑岩储层产能受沉积、成岩、超压、现今地应力及裂缝有效性多因素耦合控制。其中，“优质砂体、建设性成岩改造、有效裂缝发育、有利地应力条件”是高产井形成的关键组合模式。

参 考 文 献

[1] 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.

[2] 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.

[3] 窦立荣，温志新，王兆明，等. 全球油气勘探机遇与挑战[J]. 石油与天然气地质，2026，47(2)：351-365.
Dou Lirong，Wen Zhixin，Wang Zhaoming，et al. Opportunities and challenges in global petroleum exploration [J]. Oil & Gas Geology，2026，47(2)：351-365.

[4] 朱光有，杨海军，谭清文. 万米深层油气地质学理论与极限勘探深度的挑战及资源潜力[J]. 石油与天然气地质，2026，47(2)：366-384.
Zhu Guangyou，Yang Haijun，Tan Qingwen. Theory of petroleum geology at 10 000-meter depth：Challenges of hydrocarbon exploration depth limits and resource potential [J]. Oil & Gas Geology，2026，47(2)：366-384.

[5] 贾承造. 含油气盆地深层—超深层油气勘探开发的科学技术问题[J]. 中国石油大学学报（自然科学版），2023，47(5)：1-12.
Jia Chengzao. Key scientific and technological problems of petroleum exploration and development in deep and ultra-deep formation[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)，2023，47(5)：1-12.

[6] 王清华，杨海军，杨威. 库车坳陷超深层碎屑岩油气地质研究新进展和下步勘探方向[J]. 石油勘探与开发，2025，52(1)：70-83.
Wang Qinghua，Yang Haijun，Yang Wei. New progress and future exploration targets in petroleum geological research of ultra-deep clastic rocks in Kuqa Depression，Tarim Basin，NW China [J]. Petroleum Exploration and Development，2025，52(1)：70-83.

[7] 赖锦，肖露，赵鑫，等. 深层—超深层优质碎屑岩储层成因与测井评价方法——以库车坳陷白垩系巴什基奇克组为例[J]. 石油学报，2023，44(4)：612-625.
Lai Jin，Xiao Lu，Zhao Xin，et al. Genesis and logging evaluation of deep to ultra-deep high-quality clastic reservoirs：A case study of the Cretaceous Bashijiqike Formation in Kuqa depression [J]. Acta Petrolei Sinica，2023，44(4)：612-625.

[8] 杨宪彰，黄亚浩，王斌，等. 深层寒武系成岩流体演化与油气成藏——以塔里木盆地库车坳陷托探1井为例[J]. 油气藏评价与开发，2025，15(3)：382-393.
Yang Xianzhang，Huang Yahao，Wang Bin，et al. Oil and gas accumulation and diagenetic fluid evolution in deep Cambrian strata：A case study of Well Tuotan 1，Kuqa Depression，Tarim Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development，2025，15(3)：382-393.

[9] 王清华，杨海军，杨威. 库车坳陷超深层碎屑岩油气地质研究新进展和下步勘探方向[J]. 石油勘探与开发，2025，52(1)：70-83.
Wang Qinghua，Yang Haijun，Yang Wei. New progress and future exploration targets in petroleum geological research of ultra-deep clastic rocks in Kuqa Depression，Tarim Basin，NW China [J]. Petroleum Exploration and Development，2025，52(1)：70-83.

[10] 毛新军，甘仁忠，钱海涛，等. 准噶尔盆地南缘超深层碎屑岩天然气成藏条件及勘探关键技术[J]. 石油学报，2025，46(4)：676-691.
Mao Xinjun，Gan Renzhong，Qian Haitao，et al. Accumulation conditions and key exploration technologies for natural gas in ultra-deep clastic rocks in southern margin of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica，2025，46(4)：676-691.

[11] 武玺，史原鹏，陈树光，等. 河套盆地临河坳陷超深层碎屑岩油气勘探突破及富集高产因素[J]. 石油勘探与开发，2024，51(5)：962-971.
Wu Xi，Shi Yuanpeng，Chen Shuguang，et al. Exploration breakthrough and factors for enrichment and high-yield of

hydrocarbons in ultra-deep clastic rocks in Linhe Depression, Hetao Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 962-971.

[12] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩, 等. 全油气系统的4种基本类型及其资源开发领域[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1019-1038.
Jia Chengzao, Pang Xiongqi, Song Yan, et al. Four basic types of whole petroleum systems and their major plays [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1019-1038.

[13] 韩登林, 李忠, 寿建峰. 背斜构造不同部位储集层物性差异——以库车坳陷克拉2气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(3): 282-286.
Han Denglin, Li Zhong, Shou Jianfeng. Reservoir property difference between structural positions in the anticline: A case study from Kela-2 gas field in the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(3): 282-286.

[14] 冯建伟, 赵力彬, 王焰东. 库车坳陷克深气田超深层致密储层产能控制因素[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 478-488.
Feng Jianwei, Zhao Libin, Wang Yandong. Controlling factors for productivity of ultra-deep tight reservoirs in Keshen Gas Field, Kuqa Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41 (4): 478-488.

[15] 王珂, 张荣虎, 曾庆鲁, 等. 库车坳陷博孜-大北地区下白垩统深层-超深层储层特征及成因机制[J]. 中国矿业大学学报, 2022, 51(2): 311-328.
Wang Ke, Zhang Ronghu, Zeng Qinglu, et al. Characteristics and formation mechanism of Lower Cretaceous deep and ultra-deep reservoir in Bozi-Dabei area, Kuqa depression [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2022, 51 (2): 311-328.

[16] 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.

[17] Tang Ming, Yang Yuyong, Chen Jiayi, et al. Interpretable deep learning-based fracture prediction method: A case study from the Tarim Basin, China [J]. Energy Geoscience, 2026, 7 (5): 100605.

[18] 王继远, 王斌, 胡宗全, 等. 深层-超深层碎屑岩优质储层成因机理——以准噶尔盆地腹部二叠系-三叠系为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(1): 151-166.
Wang Jiyuan, Wang Bin, Hu Zongquan, et al. Genetic mechanisms of high-quality deep to ultra-deep clastic reservoirs: A case study of the Permian-Triassic strata in the hinterland of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 151-166.

[19] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1046-1063.
Sun Jing, You Xincai, Xue Jingjing, et al. Characteristics and controlling factors of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45 (4): 1046-1063.

[20] 王晨光, 钟大康, 莫涛, 等. 致密砂岩储层孔隙结构特征及其控制因素——以博孜-大北地区巴什基奇克组为例[J]. 断块油气田, 2026, 33(2): 245-254.
Wang Chenguang, Zhong Dakang, Mo Tao, et al. Pore structure characteristics and its controlling factors of tight sandstone reservoirs: a case study of Bashijiqike Formation, Bozi-Dabei area [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2026, 33(2): 245-254.

[21] 王有智. 四川盆地营山地区须家河组二段致密砂岩气藏特征及有利目标区[J]. 大庆石油地质与开发, 2025, 44(2): 19-27.
Wang Youzhi. Characteristics of tight sandstone gas reservoirs and favorable targets in Xu2 Member of Xujiahe Formation in Yingshan area of Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2025, 44(2): 19-27.

[22] 赵卫, 潘新志, 刘亚青, 等. 临兴地区上古生界致密砂岩气成藏主控因素[J]. 非常规油气, 2020, 7(3): 31-36, 30.
Zhao Wei, Pan Xinzhi, Liu Yaqing, et al. Main controlling factors of dense sandstone gas reservoir in the Upper Paleozoic of Linxing area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(3): 31-36, 30.

[23] 路媛媛. 临兴气田上古生界致密砂岩储层发育特征及主控因素[J]. 非常规油气, 2021, 8(1): 43-50.
Lu Yuanyuan. Characteristics and main controlling factors of tight sandstone reservoir of Upper Paleozoic in Linxing Gas Field [J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(1): 43-50.

[24] 王勇, 刘惠民, 孟伟, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷页岩油富集高产地质主控因素及分布规律[J/OL]. 石油与天然气地质, 2026-06-09. https://link.cnki.net/urlid/11.4820.TE.20260608.1017.006.
Wang Yong, Liu Huimin, Meng Wei, et al. Study on the geological control factors and distribution patterns of shale oil enrichment and high productivity in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J/OL]. Oil & Gas Geology, 2026-06-09. https://link.cnki.net/urlid/11.4820.TE.20260608.1017.006.

[25] 印森林, 胡张明, 赵军, 等. 塔里木盆地阳霞露头侏罗系阿合组致密砂岩甜点储层表征与建模——以传统野外露头数据与无人机倾斜摄影模型结合为例[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 591-608.
Yin Senlin, Hu Zhangming, Zhao Jun, et al. Characterization and modeling of sweet spots in tight sandstone reservoirs of the Jurassic Ahe Formation, Yangxia outcrop, Tarim Basin: A case study using conventional outcrop data and UAV oblique photogrammetry model[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 591-608.

[26] 李亚婷, 童长兵, 韩进, 等. 致密砂岩储层可动流体分布特征及主控因素[J]. 特种油气藏, 2024, 31(4): 44-53.
Li Yating, Tong Changbing, Han Jin, et al. Distribution characteristics and main controlling factors of movable fluid in tight sandstone reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(4): 44-53.

[27] 王玉杞, 陈冬霞, 熊亮, 等. 四川盆地川西坳陷三叠系须家河组致密砂岩储渗体发育规律与天然气差异富集机制[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(3): 985-1001.
Wang Yuqi, Chen Dongxia, Xiong Liang, et al. Development patterns of reservoir-seepage units and differential enrichment mechanisms of natural gas in tight sandstones of the Triassic Xujiahe Formation, western Sichuan Depression, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 985-1001.

[28] 王迪, 杨映涛, 张玲, 等. 深层致密砂岩复杂气水分布地质成因及流体识别新方法——以四川盆地川西坳陷须家河组二段为例[J/OL]. 油气藏评价与开发, 2026-04-01. https://doi.org/10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025359.
Wang Di, Yang Yingtao, Zhang Ling, et al. Geological genesis of complex gas water distribution in deep tight sandstone and new method for fluid identification [J/OL]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026-04-01. https://doi.org/10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025359.

[29] 王珂, 杨海军, 李勇, 等. 库车坳陷克深气田致密砂岩储层构造裂缝形成序列与分布规律[J]. 大地构造与成矿学, 2020, 44(1): 30-46.
Wang Ke, Yang Haijun, Li Yong, et al. Formation sequence and distribution of structural fractures in compact sandstone reservoir of Keshen Gas Field in Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Geotectonica et Metallogenia, 2020, 44(1): 30-46.

[30] 曾联波, 巩磊, 宿晓岑, 等. 深层-超深层致密储层天然裂缝分布特征及发育规律[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 1-14.
Zeng Lianbo, Gong Lei, Su Xiaocen, et al. Natural fractures in deep to ultra-deep tight reservoirs: Distribution and development [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 1-14.

[31] 伍天洪, 李俊琦, 冯栋栋, 等. 川西坳陷大邑构造上三叠统须家河组三段超致密砂岩储层裂缝发育特征及主控因素[J]. 石油实验地质, 2026, 48(3): 620-632.
Wu Tianhong, Li Junqi, Feng Dongdong, et al. Fracture development characteristics and main controlling factors of ultra-tight sandstone reservoirs in third member of Upper Triassic Xujiahe Formation, Dayi structure, Western Sichuan Depression [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2026, 48(3): 620-632.

[32] 潘辉, 蒋裕强, 朱讯, 等. 河流相致密砂岩气地质甜点评价——以四川盆地川中地区侏罗系沙溪庙组二段1亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 471-485.
Pan Hui, Jiang Yuqiang, Zhu Xun, et al. Evaluation of geological sweet spots in fluvial tight sandstone gas: A case study of the first submember of the second member of the Jurassic Shaximiao Formation, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 471-485.

[33] 罗威, 倪玲梅. 致密砂岩有效储层形成演化的主控因素-以库车坳陷巴什基奇克组砂岩储层为例[J]. 断块油气田, 2020, 27(1): 7-12.
Luo Wei, Ni Lingmei. Main controlling factors of formation and evolution of effective reservoir in tight sandstone: taking Bashijiqike Formation sandstone reservoir in Kuqa Depression as an example[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(1): 7-12.

[34] 王俊鹏, 张惠良, 张荣虎, 等. 裂缝发育对超深层致密砂岩储层的改造作用——以塔里木盆地库车坳陷克深气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1): 77-88.
Wang Junpeng, Zhang Huiliang, Zhang Ronghu, et al. Enhancement of ultra-deep tight sandstone reservoir quality by fractures: a case study of Keshen gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1): 77-88.

[35] 魏国齐, 王俊鹏, 曾联波, 等. 克拉苏构造带盐下超深层储层的构造改造作用与油气勘探新发现[J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 20-30.
Wei Guoqi, Wang Junpeng, Zeng Lianbo, et al. Structural reworking effects and new exploration discoveries of subsalt ultra-deep reservoirs in the Kelasu tectonic zone [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 20-30.

[36] 于海跃, 肖冬生, 王波. 吐哈盆地深层、超深层致密砂岩成岩作用及成岩相——以丘东洼陷J7井区三工河组二段为例[J]. 断块油气田, 2024, 31(3): 369-378.
Yu Haiyue, Xiao Dongsheng, Wang Bo. Diagenesis and diagenetic facies of deep and ultra deep tight sandstone in Turpan-Hami Basin: A case study of the second Member of Sangonghe Formation in the J7 well area, Qiudong Subsag[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(3): 369-378.

[37] 张荣虎, 姚根顺, 寿建峰, 等. 沉积、成岩、构造一体化孔隙度预测模型[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(2): 145-151.
Zhang Ronghu, Yao Genshun, Shou Jianfeng, et al. An integration porosity forecast model of deposition, diagenesis and structure[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(2): 145-151.

[38] 赖锦, 王贵文, 陈敏, 等. 基于岩石物理相的储集层孔隙结构分类评价——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8油层组为例[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 566-573.
Lai Jin, Wang Guiwen, Chen Min, et al. Pore structures evaluation of low permeability clastic reservoirs based on petrophysical facies: A case study on Chang 8 reservoir in the Jiyuan region, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 566-573.

[39] 朱光有, 张水昌, 陈玲, 等. 天然气充注成藏与深部砂岩储集层的形成——以塔里木盆地库车坳陷为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 347-357.
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Chen Ling, et al. Coupling relationship between natural gas charging and deep sandstone reservoir formation: A case from the Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 347-357.

[40] Zhu Guangyou, Wang Huitong, Weng Na, et al. Geochemistry, origin and accumulation of continental condensate in the ultra-deep-buried Cretaceous sandstone reservoir, Kuqa Depression, Tarim Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 65: 103-113.

[41] 朱颜. 鄂尔多斯盆地旬宜地区古生界致密砂岩储层发育特征

及主控因素[J]. 新疆石油地质, 2026, 47(2): 146-154.
Zhu Yan. Development characteristics and controlling factors of Paleozoic tight sand-stone reservoirs in Xunyi area, Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2026, 47(2): 146-154.

[42] Lai Jin, Li Dong, Wang Guiwen, et al. Earth stress and reservoir quality evaluation in high and steep structure: The Lower Cretaceous in the Kuqa Depression, Tarim Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 101: 43-54.

[43] 徐珂, 张辉, 鞠玮, 等. 库车坳陷博孜X区块超深储层有效裂缝分布规律及对天然气产能的影响[J]. 地球科学, 2023, 48(7): 2489-2505.
Xu Ke, Zhang Hui, Ju Wei, et al. Effective fracture distribution and its influence on natural gas productivity of ultra-deep reservoir in Bozi-X block of Kuqa Depression[J]. Earth Science, 2023, 48(7): 2489-2505.

[44] 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.

[45] Laubach S E, Olson J E, Gross M R. Mechanical and fracture stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1413-1426.

[46] 王珂, 张荣虎, 王俊鹏, 等. 超深层致密砂岩储层构造裂缝分布特征及其成因——以塔里木盆地库车前陆冲断带克深气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(2): 338-353.
Wang Ke, Zhang Ronghu, Wang Junpeng, et al. Distribution and origin of tectonic fractures in ultra-deep tight sandstone reservoirs: A case study of Keshen Gas Field, Kuqa foreland thrust belt, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(2): 338-353.

[47] Glad A C, Amour F, Welch M J, et al. Natural fractures and discontinuities in a Lower Cretaceous chalk-marlstone reservoir, Valdemar Field, Danish North Sea [J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 136: 105445.

[48] Laubach S E, Lander R H, Criscenti L J, et al. The role of chemistry in fracture pattern development and opportunities to advance interpretations of geological materials [J]. Reviews of Geophysics, 2019, 57(3): 1065-1111.

[49] 石玉江, 甘仁忠, 蔺敬旗, 等. 准噶尔盆地南缘超深层致密碎屑岩储层油气高产机理与潜力[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(1): 82-97.
Shi Yujiang, Gan Renzhong, Lin Jingqi, et al. Mechanism and potential of high-yield oil and gas production in the ultra-deep tight clastic reservoirs in the southern margin of Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2025, 30(1): 82-97.

[50] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地异常压力特征及其对深层-超深层致密储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 350-365.
Sun Jing, You Xincai, Xue Jingjing, et al. Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultra-deep tight reservoirs in the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 350-365.

[51] 赖锦, 白天宇, 肖露, 等. 地应力测井评价方法及其地质与工程意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 1033-1043.
Lai Jin, Bai Tianyu, Xiao Lu, et al. Well-logging evaluation of in-situ stress fields and its geological and engineering significances [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1033-1043.

[52] 黄滔, 李瑞雪, 邓虎成, 等. 四川盆地川西坳陷深部致密砂岩储层地应力场预测及分区评价——以新场—丰谷地区须家河组二段为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(6): 1198-1214.
Huang Tao, Li Ruixue, Deng Hucheng, et al. Prediction and zoning evaluation of in-situ stress field in deep tight sandstone reservoirs of Western Sichuan Depression, Sichuan Basin: A case study of the second member of Xujiahe Formation in Xinchang and Fenggu area [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(6): 1198-1214.

[53] 宿航, 李瑞雪, 邓虎成, 等. 致密砂岩储层压裂效果地质—工程影响因素评价[J]. 石油实验地质, 2024, 46(6): 1349-1361.
Su Hang, Li Ruixue, Deng Hucheng, et al. Comprehensive evaluation of geological and engineering factors affecting fracturing effectiveness in tight sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(6): 1349-1361.

[54] Liu Jingshou, Ding Wenlong, Wang Ruyue, et al. Simulation of paleotectonic stress fields and quantitative prediction of multi-period fractures in shale reservoirs: A case study of the Niutitang Formation in the Lower Cambrian in the Cen'gong Block, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 84: 289-310.

[55] Wang Zhimin, Xu Ke, Zhang Hui, et al. Fracture effectiveness evaluation of ultra-deep tight sandstone reservoirs: A case study of the Keshen Gas Field, Tarim Basin, West China[J]. Frontiers in Earth Science, 2022, 10: 883479.

[56] 张冠杰, 张滨鑫, 徐珂, 等. 塔里木盆地库车坳陷博孜区块超深层致密砂岩储层裂缝特征及其对油气产能的影响[J]. 地质科技通报, 2024, 43(2): 75-86.
Zhang Guanjie, Zhang Binxin, Xu Ke, et al. Fracture characteristics of ultra-deep tight sandstone reservoirs in the Bozi Block, Kuqa Depression of Tarim Basin, and effects on oil-gas production [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(2): 75-86.

[57] 侯新宇, 周露, 申林, 等. 库车坳陷超深层碎屑岩储层特征及控储因素分析[J]. 深地能源科技, 2025, 1(5): 12-24.
Hou Xinyu, Zhou Lu, Shen Lin, et al. Characteristics and controlling factors for the ultra-deep clastic reservoirs in Kuqa Depression[J]. Deep Earth Energy Science & Technology, 2025, 1(5): 12-24.

[58] 杨学文, 王清华, 李勇, 等. 库车前陆冲断带博孜—大北万亿方大气区的形成机制[J]. 地学前缘, 2022, 29(6): 175-187.
Yang Xuewen, Wang Qinghua, Li Yong, et al. Formation mechanism of the Bozi-Dabei trillion cubic natural gas field, Kuqa foreland thrust belt[J]. Earth Science Frontiers, 2022, 29(6): 175-187.

[59] 姜潇俊, 史玲玲, 莫涛, 等. 深层-超深层致密砂岩储层特征及物性差异成因: 以库车坳陷博孜地区巴什基奇克组为例[J]. 地质科技通报, 2025, 44(3): 151-164.
Jiang Xiaojun, Shi Lingling, Mo Tao, et al. Characteristics and

causes of physical property differences of deep and ultradeep tight sandstone reservoirs: A case study of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2025, 44(3): 151-164.

[60] 王招明，李勇，谢会文，等. 库车前陆盆地超深层大油气田形成的地质认识[J]. 中国石油勘探，2016，21(1)：37-43.
Wang Zhaoming, Li Yong, Xie Huiwen, et al. Geological understanding on the formation of large-scale ultra-deep oil-gas field in Kuqa foreland basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(1): 37-43.

[61] 曾庆鲁，莫涛，赵继龙，等. 7000m以深优质砂岩储层的特征、成因机制及油气勘探意义——以库车坳陷下白垩统巴什基奇克组为例[J]. 天然气工业，2020，40(1)：38-47.
Zeng Qinglu, Mo Tao, Zhao Jilong, et al. Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-quality sandstone reservoirs deeper than 7000 m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 38-47.

[62] 汤良杰，李京昌，余一欣，等. 库车前陆褶皱-冲断带盐构造差异变形和分段性特征探讨[J]. 地质学报，2006，80(3)：313-320.
Tang Liangjie, Li Jingchang, Yu Yixin, et al. Differential salt tectonic deformation and segmentation of the Kuqa foreland fold-thrust belt, Tarim Basin, northwest China[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3): 313-320.

[63] 陈东，王翠丽，邓虎成，等. 超深层优势天然裂缝特征、分布及控产作用评价——以塔里木盆地博孜—大北地区下白垩统致密砂岩为例[J]. 天然气地球科学，2025，36(3)：479-492.
Chen Dong, Wang Cuili, Deng Hucheng, et al. Evaluation of characteristics, distribution, and production control of advantageous natural fractures in ultra-deep layers: A case study of the Lower Cretaceous tight sandstone in the Bozi-Dabei area of the Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(3): 479-492.

[64] Lai Jin, Wang Guiwen, Chai Yu, et al. Deep burial diagenesis and reservoir quality evolution of high-temperature, high-pressure sandstones: Examples from Lower Cretaceous Bashijiqike Formation in Keshen area, Kuqa Depression, Tarim Basin of China[J]. AAPG Bulletin, 2017, 101(6): 829-862.

[65] 赖锦，苏洋，党文乐，等. 储层裂缝测井评价技术[J]. 石油学报，2025，46(11)：2187-2210.
Lai Jin, Su Yang, Dang Wenle, et al. Well-logging evaluation techniques for reservoir fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(11): 2187-2210.

[66] Su Yang, Lai Jin, Dang Wenle, et al. Pore structure characterization and reservoir quality prediction in deep and ultra-deep tight sandstones by integrating image and NMR logs[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2024, 272: 106232.

[67] 王勇，唐军，李显路，等. 致密砂岩储层孔隙结构与岩石物理响应关系评价方法及其应用[J/OL]. 大庆石油地质与开发，2026-05-13. https://doi.org/10.19597/J.ISSN.1000-3754.202512014.
Wang Yong, Tang Jun, Li Xianlu, et al. A method for evaluating the relationship between pore structure and rock physical response of tight sandstone reservoirs and its application[J/OL]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2026-05-13. https://doi.org/10.19597/J.ISSN.1000-3754.202512014.

[68] 赖锦，苏桂娇，琚颖淇，等. 测井地质学研究的深度、尺度、跨度与维度[J]. 石油与天然气地质，2026，47(3)：745-760.
Lai Jin, Su Guijiao, Ju Yingqi, et al. Evolution of research on well logging geology in terms of depth, scale, span, and dimension[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 745-760.

[69] 邓剑. 川北南江地区须家河组致密砂岩天然气成藏条件及模式[J]. 断块油气田，2025，32(3)：415-423.
Deng Jian. Natural gas accumulation conditions and models of tight sandstone in Xujiahe Formation in Nanjiang area of northern Sichuan Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2025, 32(3): 415-423.

[70] 赖锦，王贵文. 测井地质学[M]. 2版. 北京：石油工业出版社，2025：1-480.
Lai Jin, Wang Guiwen. Logging geology[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2025: 1-480.

[71] Su Yang, Lai Jin, Dang Wenle, et al. Geological factors and fracture distribution in deep and ultra-deep sandstones in Kuqa Depression, Tarim Basin, China[J]. Solid Earth, 2026, 17(4): 643-664.

[72] 宋雯丹，徐朝晖，徐怀民，等. 塔里木盆地克深气田构造裂缝主控因素及发育模式[J]. 现代地质，2026，40(2)：356-372.
Song Wendan, Xu Chaohui, Xu Huaimin, et al. Main controlling factors and development model of tectonic fractures in Keshen Gas Field, Tarim Basin[J]. Geoscience, 2026, 40(2): 356-372.

[73] 刘林，刘向君，桑琴，等. 川西中坝致密砂岩气储层微观孔隙结构特征及分类评价[J]. 特种油气藏，2024，31(5)：31-40.
Liu Lin, Liu Xiangjun, Sang Qin, et al. Microscopic pore structure characteristics and classification evaluation of tight sandstone gas reservoirs in the Zhongba area of western Sichuan[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(5): 31-40.

[74] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京：科学出版社，2005：1-57.
Hao Fang. Hydrocarbon-generation kinetics and hydrocarbon accumulation mechanisms in overpressured basins[M]. Beijing: Science Press, 2005: 1-57.

[75] 肖丽华，高煜婷，田伟志，等. 超压对碎屑岩机械压实作用的抑制与孔隙度预测[J]. 矿物岩石地球化学通报，2011，30(4)：400-406.
Xiao Lihua, Gao Yuting, Tian Weizhi, et al. The retardation of mechanical compaction in clastic rocks by overpressure and the prediction model for porosity[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2011, 30(4): 400-406.

（编辑　刘格云）