引用格式：张星, 刘国平, 王振林, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组陆相页岩天然裂缝发育规律：成像测井带来的启示[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 16(6): 1227-1239.
Zhang Xing, Liu Guoping, Wang Zhenlin, et al. Development patterns of natural fractures in continental shale of Fengcheng Formation in Mahu Sag of Junggar Basin: insights from imaging logs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(6): 1227-1239.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20250097

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组陆相页岩天然裂缝发育规律：成像测井带来的启示

张 星[1]，刘国平[1]，王振林[2]，于江龙[2]，唐 玄[1]，刘财广[2]，曹 嵩[3]，高少博[1]
（1.中国地质大学（北京）能源学院，北京 100083；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（北京）石油工程学院，北京 102249）

摘要：准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组发育一套富有机质湖相页岩，油气资源丰富，然而，深层陆相页岩储层孔隙度和渗透率普遍较低。广泛发育的天然裂缝在页岩油的富集与开发过程中发挥着重要作用，但对陆相页岩天然裂缝的发育规律认识不足，限制了玛湖凹陷页岩储层的精细化开发方案的制定。本研究基于微电阻率成像测井资料，对玛湖凹陷风城组天然裂缝进行精细化识别，定量表征裂缝走向、倾角、开度及密度等参数，分析研究区天然裂缝发育特征、控制因素及展布规律。研究结果表明：玛湖凹陷风城组页岩中天然裂缝以高角度构造裂缝为主，可划分为穿层裂缝和层内裂缝两类，倾角集中于60°～90°，开度以0～0.2 mm为主，高阻裂缝发育占比具有明显优势，主要发育NNW—SSE（北北西—南南东）向、近E—W（东—西）向、NNE—SSW（北北东—南南西）向的构造裂缝。研究区天然裂缝发育程度受矿物组成和岩石力学层厚度的影响明显，具有高脆性矿物含量的风二段和岩石力学层较薄的风三段的天然裂缝发育程度高于风一段。不同走向裂缝的充填性差异较大，NEE—SWW（北东东—南西西）向走向裂缝多数未被矿物完全充填，有效性较好，且裂缝开度随裂缝倾向与最大水平主应力方向夹角增加而增加。研究区内与最大水平主应力方向近平行的NEE—SWW向倾向裂缝开度最小、有效性最差。垂向上，风一段天然裂缝倾向与最大水平主应力方向平均夹角较大，有效性最好；风二段天然裂缝倾向与最大水平主应力方向平均夹角较小，有效性最差。研究成果为深层陆相页岩天然裂缝的精细评价和玛湖凹陷页岩油高效开发提供了重要地质依据。

关键词：准噶尔盆地；玛湖凹陷；风城组；天然裂缝；成像测井；裂缝有效性；陆相页岩
中图分类号：TE121.2　　**文献标识码：**A

Development patterns of natural fractures in continental shale of Fengcheng Formation in Mahu Sag of Junggar Basin: insights from imaging logs

Zhang Xing[1], Liu Guoping[1], Wang Zhenlin[2], Yu Jianglong[2], Tang Xuan[1], Liu Caiguang[2], Cao Song[3], Gao Shaobo[1]

*(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China;
2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;
3. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)*

Abstract: The Lower Permian Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin, contains an organic-rich lacustrine shale succession with abundant oil and gas resources. However, deep continental shale reservoirs are generally characterized by low porosity and permeability. Widespread natural fractures play an important role in shale oil enrichment and development, but the limited understanding of natural fracture development patterns in continental shale has hindered the formulation of detailed development strategies for shale reservoirs in the Mahu Sag. In this study, based on microresistivity imaging logs, natural fractures in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag were identified in detail. Quantitative characterization was conducted on fracture parameters, including strike, dip angle, aperture, and density. On this basis, the development characteristics, controlling factors, and distribution patterns of natural fractures in the study area were analyzed. The results demonstrated that natural fractures in the Fengcheng Formation shale of the Mahu Sag were predominantly high-angle tectonic

收稿日期：2025-12-22。
第一作者简介：张星（1999—），男，在读博士研究生，主要从事非常规储层天然裂缝形成机理及表征预测、储层质量评价方面的研究。地址：北京市海淀区学院路29号，邮政编码：100083。E-mail：zhangxing990115@163.com
通信作者简介：刘国平（1989—），男，博士，副教授，主要从事储层天然裂缝形成与分布预测、构造-流体作用及储层地质力学等方面的研究。地址：北京市海淀区学院路29号，邮政编码：100083。E-mail：guoping.liu@cugb.edu.cn
基金项目：国家自然科学基金项目“陆相页岩有机质热演化对层理缝发育的控制机理研究”（42302148）；国家重大科技专项计划“混积型深层页岩油甜点评价与地质力学精细建模技术集成示范”（2025ZD1405001）。

fractures, which could be categorized into bed-crossing fractures and interlayer fractures. Their dip angles were mainly concentrated between 60° and 90°, while apertures were dominantly within 0-0.2 mm. High-resistivity fractures accounted for a distinctly dominant proportion. The tectonic were mainly oriented north-northwest-south-southeast (NNW-SSE), approximately east-west (E-W), and north-northeast-south-southwest (NNE-SSW). The development degree of natural fractures in the study area was strongly controlled by mineral composition and the thickness of mechanical stratigraphy. Compared with the first member of the Fengcheng Formation, natural fractures were more developed in the second member, characterized by a high brittle-mineral content, and the third member, which had relatively thinner mechanical stratigraphy. Fracture filling characteristics varied significantly among different strikes. Most fractures trending east-northeast-west-southwest (NEE-SWW) were incompletely mineral-filled, indicating higher effectiveness. In addition, fracture aperture showed a positive correlation with the angle between the fracture dipping direction and the orientation of the maximum horizontal principal stress. Fractures with dip directions nearly parallel to the orientation of the maximum horizontal principal stress exhibited minimal apertures and the lowest effectiveness. Vertically, natural fractures in the first member of the Fengcheng Formation displayed a larger average angle between their dip direction and the maximum horizontal principal stress orientation and correspondingly the highest effectiveness. By contrast, natural fractures in the second member showed a smaller angle and exhibited the lowest effectiveness. These results provide an important geological basis for the detailed evaluation of natural fractures in deep continental shale and the efficient development of shale oil in the Mahu Sag.

Keywords: Junggar Basin; Mahu Sag; Fengcheng Formation; natural fractures; imaging log; fracture effectiveness; continental shale

近年来以页岩油为代表的非常规油气资源成为全球油气勘探开发的重要领域[1-3]。页岩油通常赋存于富含有机质的页岩地层及其夹层中，其储层通常具有超低孔隙度和超低渗透率的特性[4-7]，在自然条件下，难以实现工业化产油，必须依靠水平井和水力压裂等特殊技术才能实现工业化开发。中国多个湖盆中存在富有机质页岩地层，包括渤海湾盆地古近系、松辽盆地白垩系、四川盆地侏罗系、鄂尔多斯盆地三叠系及准噶尔盆地二叠系等。其中，准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组发育一套富有机质碱性湖相页岩，其储层埋深普遍超过4 000 m，具有有机质丰度高、脆性矿物（如碳酸盐矿物、石英类和长石类等）含量高等特点，是优质的湖相烃源岩储层[8-10]。受长期深埋压实作用影响，风城组页岩基质孔隙度普遍低于5%，渗透率小于0.1×10^{-3} μm²[11]，但近年风城组原油日产量超过111 m³，部分井最高日产油量可达127 m³，且开采压力及原油产量相对稳定，经济价值显著[12-13]。由此可见，天然裂缝在风城组页岩油成藏与开发中发挥了重要作用。

相较于海相页岩，湖相页岩在沉积环境、岩性组合和成岩演化方面更为复杂。岩层普遍具有非均质性强、基质渗透率低、黏土矿物含量高、岩石力学性质变化频繁的特点[14-15]，制约了湖相页岩油储层的井位部署及开发方案的制定。现有研究显示：湖相页岩地层通常经历多期构造运动改造，致使页岩储层中天然裂缝广泛发育。作为重要的储集空间和流体运移通道，天然裂缝一方面可提升基质与孔缝系统之间的连通性，改善储层的渗流能力，进而有利于烃类的运聚、保存与产出；另一方面，天然裂缝的发育程度、产状特征及充填状态还会显著影响压裂过程中应力场的局部响应和人工裂缝的扩展路径，控制缝网形态、储层改造体积及压后产能表现。因此，天然裂缝是影响页岩油有效富集、制约后期工程改造效果和开发效益的重要地质因素[16-20]。

目前对天然裂缝的研究主要集中于碳酸盐岩、火山岩及海相页岩储层[21-22]，而关于深层陆相页岩储层天然裂缝发育特征、分布规律及有效性的研究相对较少[23-25]，导致陆相页岩储层油气成藏及运移规律研究工作难以开展[26-28]。因此，开展深层陆相页岩储层天然裂缝的发育特征研究，对页岩油储层的“甜点”划分和高效勘探开发方案的制定具有重要的指导意义。以玛湖凹陷下二叠统风城组陆相页岩油储层为研究对象，基于成像测井资料，构建了适用于研究区陆相页岩的天然裂缝分类方案。在此基础上，剖析了不同类型裂缝的发育特征，探讨了研究区天然裂缝形成的成因机制，并从矿物组成、岩石力学层厚度及现今应力场的共同作用方面开展研究，揭示了风城组不同层段天然裂缝发育与有效性的差异规律。研究成果为深层陆相页岩层系中天然裂缝发育特征、有效性研究、储层“甜点”评价、压裂层段优选及高效开发提供了新的思路和地质依据。

1 地质概况

准噶尔盆地是中国西北地区大型多旋回叠合含油气盆地，地处中亚造山带南缘[29-31]，位于西伯利亚板块、哈萨克斯坦板块与塔里木板块的三角结合部位，其构造演化过程复杂[32]。盆地内部可划分多个构造单元，其中，中央坳陷北部的玛湖凹陷是油气最为富集的次级构造单元之一[5, 33]。玛湖凹陷发育于前石炭纪褶皱基底之上，自晚古生代起，先后经历海西期、印支期、燕山期及喜马拉雅期等多期构造运动，凹陷内构造变形强烈。该凹陷整体呈NE—SW（北东—南西）向展布，面积约5 000 km²[34-35]，周缘受乌夏断裂带、克百断裂带、中拐凸起、达巴松凸起、夏盐凸起、三个泉凸起、石英滩凸起及英西凹

陷所环绕[27, 36]，靠近断裂带附近断裂体系发育，为区域天然裂缝形成提供了重要的构造基础。

玛湖凹陷内自下而上发育石炭系至白垩系地层[37-38]，其中，下二叠统风城组为一套典型的湖相富有机质页岩地层，是研究区最重要的烃源岩和页岩油目的层[24]。风城组整体为扇三角洲—湖泊相沉积体系[39]，沉积厚度介于400～1 200 m，岩性以碳酸盐岩、泥岩、碎屑岩及火山碎屑岩为主，反映出陆源碎屑、内源碳酸盐与火山物质的多源混合沉积特征，并且不同地层段内沉积相变化显著。依据岩性组合和测井响应特征，风城组按沉积先后顺序可划分为风一段、风二段和风三段：风一段沉积期火山活动频繁，下部以火山碎屑岩为主，上部逐渐过渡为泥页岩及云质页岩；风二段沉积于碱湖鼎盛期，富含有机质的泥页岩和云质页岩；风三段沉积期湖盆盐度降低，外源物质输入增强，主要沉积云质页岩[16, 24, 39, 40]（图1）。

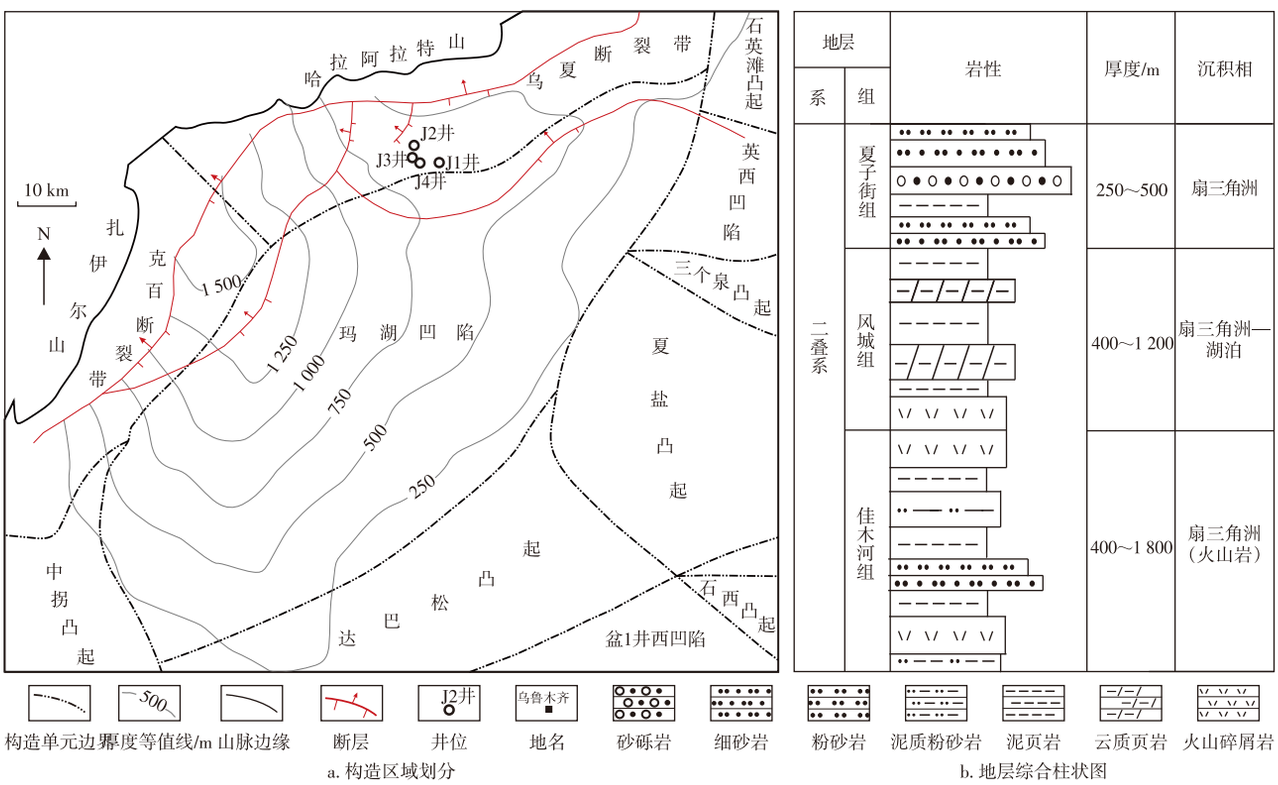


图1　准噶尔盆地玛湖凹陷构造区域划分及地层综合柱状图（据文献[39]修改）

Fig. 1　Tectonic divisions and comprehensive stratigraphic column of Mahu Sag, Junggar Basin (modified from reference [39])

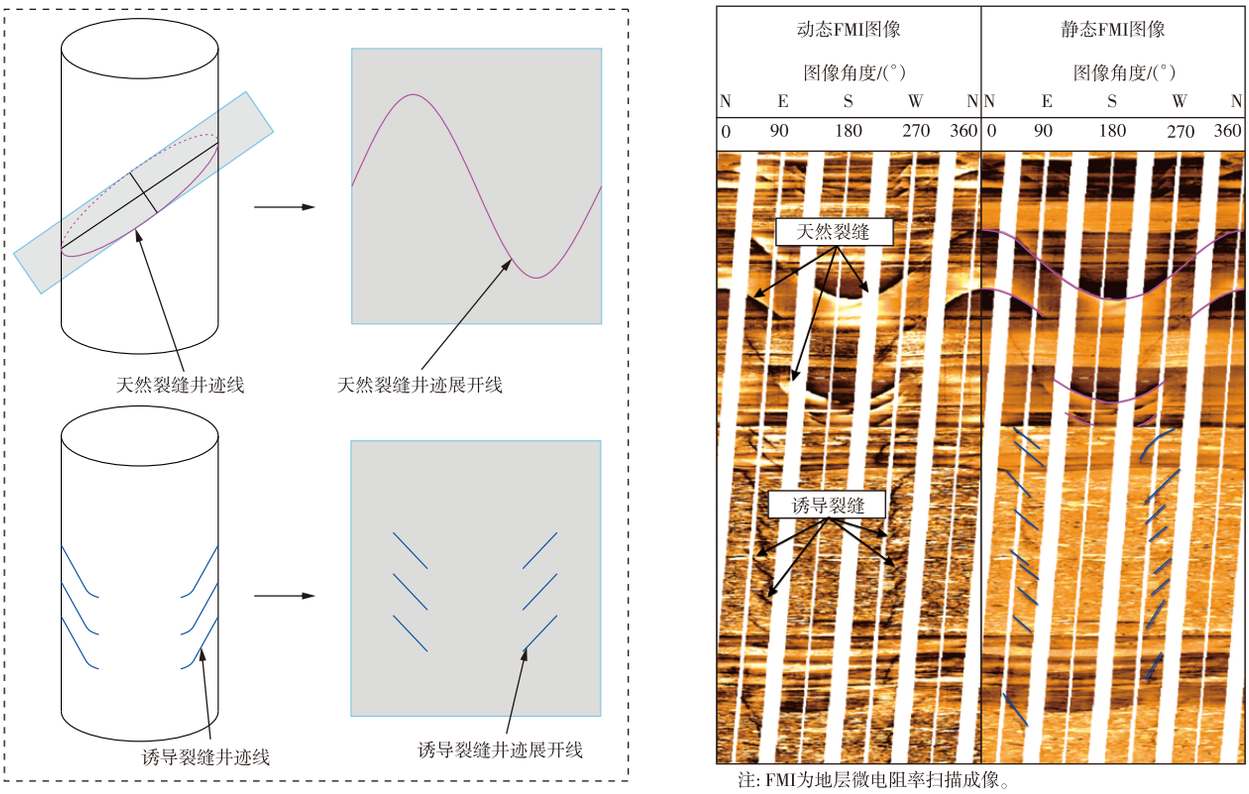
2　样本与方法

2.1　样本

成像测井数据来源于斯伦贝谢提供的地层微电阻率扫描成像（FMI）数据，利用成像测井分析软件对原始数据进行图像校正及处理，并构建井壁动静态图像，用于开展基于成像测井的天然裂缝识别与参数提取工作，研究获取了玛湖凹陷玛页1井区下二叠统风城组内4口井的成像及常规测井资料（中国石油新疆油田公司钻探）。

2.2　裂缝识别方法

成像测井以地球物理原理为基础，借助地层微电阻率扫描成像仪，通过收集穿过地层井壁的电阻率数据来生成高分辨率图像。受导电泥浆及裂缝内矿物充填物的影响，裂缝与其周围岩石的电阻率具有较大差异，成像测井依托对井壁电阻率的敏感响应及可视化处理，成为裂缝识别的优质资料。但钻井过程中的应力扰动产生的诱导裂缝会干扰区域天然裂缝识别的准确性，需要以人工手段加以区分。天然裂缝在成像图上一般表现为电导率异常的正弦波曲线，钻井过程中使用导电泥浆，使未被充填的开放裂缝被流体充填，在图像中表现为低电阻率的暗色条带，而矿物充填裂缝因具有较高电阻率而呈现明亮条带。由钻井产生的诱导裂缝在成像测井图像中主要呈现为2条近垂直、180°对称的“羽毛状”高导异常（图2a），且在测井深、浅双侧向曲线的相应深度表现出明显的正差异。诱导裂缝的产状具有排列整齐，规律性较强等特征；单一深度段内的天然裂缝，可能受到多期构造应力的叠加影响，又经历过地下水溶蚀、沉淀、充填作用的改造，裂缝产状特征及分布并不规律（图2b）。因此，根据裂缝的电阻率与背景电阻率差异，将电成像图上高阻裂缝与高导裂缝进行区分。通过对成像测井资料的处



a. 天然裂缝与诱导缝过井筒示意图

b. J1井不同类型裂缝

注：FMI为地层微电阻率扫描成像。

图2　玛湖凹陷风城组成像测井裂缝识别

Fig. 2　Fracture identification based on imaging logs of Fengcheng Formation, Mahu Sag

理和分析，能清晰地识别测井穿过裂缝的走向、倾向及规模，并基于成像色彩差异分析充填特征，计算裂缝开度。为了对比不同层位和不同井之间的裂缝发育情况，以每米裂缝数量统一表征单井的裂缝密度，并通过除以钻孔裂缝采样倾角的余弦进行校正[41]。

为了获得研究区单井天然裂缝准确数据，基于成像测井解释软件，应用多种理论和方法，结合GeoFrame中的均方倾角法对FMI资料进行了天然裂缝自动识别，并对识别数据进行逐米复核，将天然裂缝与人工诱导裂缝进行区分。

3　天然裂缝类型及发育特征

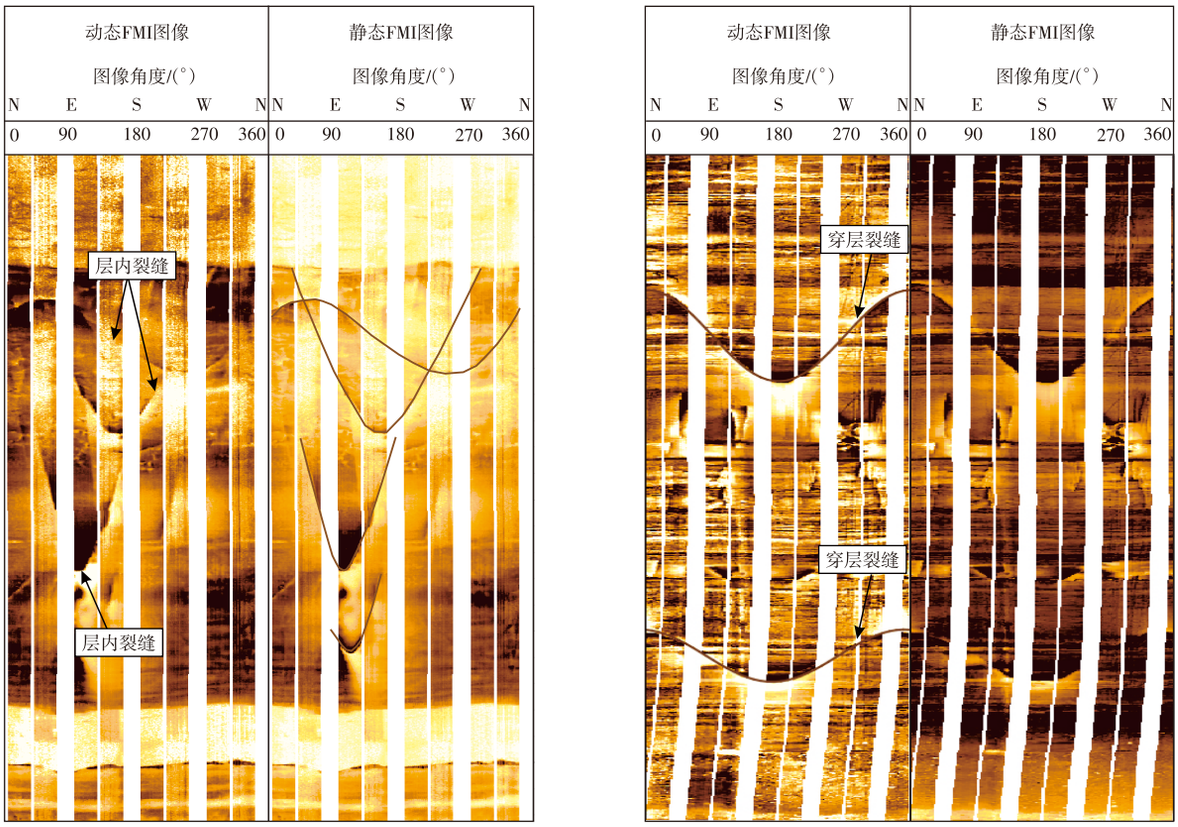
3.1　天然裂缝类型

基于研究区纵向岩层及天然裂缝产状特征，结合已有天然裂缝分类方法，将研究区风城组成像测井识别所得构造裂缝分为穿层裂缝和层内裂缝[42-43]。层内裂缝的规模则相对较小，垂向上的高度分布介于20～100 cm，在成像测井图像上通常仅发育在颜色大致相同的岩性层内（图3a）。穿层裂缝通常规模较大，在垂向上的高度可达到米级甚至数米，贯穿多套岩性不同导致明暗相异的地层，且通常与地层高角度相交（图3b）。层内裂缝的倾角分布较为分散，高倾角层内裂缝在图像上通常展现为不完整的正弦曲线，部分倾角较低的层内裂缝可观察到较完整的正弦曲线。

3.2　天然裂缝发育特征

从成像识别裂缝形态来看，玛湖凹陷风城组裂缝以高角度裂缝为主、规模较大，针对玛湖凹陷J1井4 620～4 665 m深度段，开展9条常规测井数据、FMI动、静态成像测井数据、天然裂缝拾取结果及裂缝密度纵向分布情况分析，研究结果表明：深度区域裂缝发育倾角基本大于60°，并且在该深度段内较为发育无法切穿岩层的层内裂缝，如深度4 648.5、4 652.5、4 654.5 m处的裂缝密度都超过了10条/m，4 652.5 m处裂缝密度超过20条/m，而穿层裂缝在该深度层段内仅有7条，且校正后的裂缝密度平均值仅有6条/m。在J1井深度范围内，高阻裂缝的发育具有明显优势，FMI动态成像测井显示拾取的32条颜色异常条带中（图4a），低电阻率的暗色条带仅有4条，且这些条带中低电阻特征并不完全，仅在裂缝上下两端（即正弦曲线波峰、波谷）呈现低电阻率特征，切穿岩层部分仅有不明显的明暗条纹波动（如4 658.8 m的高导裂缝）。

基于成像测井裂缝识别与统计分析表明，研究区风城组穿层裂缝与层内裂缝的走向特征相似，均发育3组走向的构造裂缝，分别为NNW—SSE（北北西—南南东）



a. J1井层内裂缝　　b. J1井穿层裂缝

图3　玛湖凹陷风城组J1井不同类型裂缝识别及划分

Fig. 3　Identification and classification of different fracture types in Well J1 of Fengcheng Formation, Mahu Sag

向、近E—W(东—西)向、NNE—SSW(北北东—南南西)向。其中，NNW—SSE向的裂缝最为发育，其次为近E—W向，NNE—SSW向裂缝的发育占比较小(图4b、图4c)。研究结果显示，大范围一致的裂缝走向模式归因于构造作用对裂缝形成的控制，穿层裂缝与层内裂缝的形成与区域及局部应力场密切相关。研究区风城组NNW—SSE向裂缝的占比近40%，优势裂缝的发育走向与二叠纪海西运动的NW—SE(北西—南东)向挤压应力以及三叠纪印支运动中的近N—S(北—南)向最大水平应力呈小角度相交，这符合构造挤压及剪切应力场裂缝的发育特征。可见，古构造作用对研究区构造裂缝的形成起到了重要作用[44]。

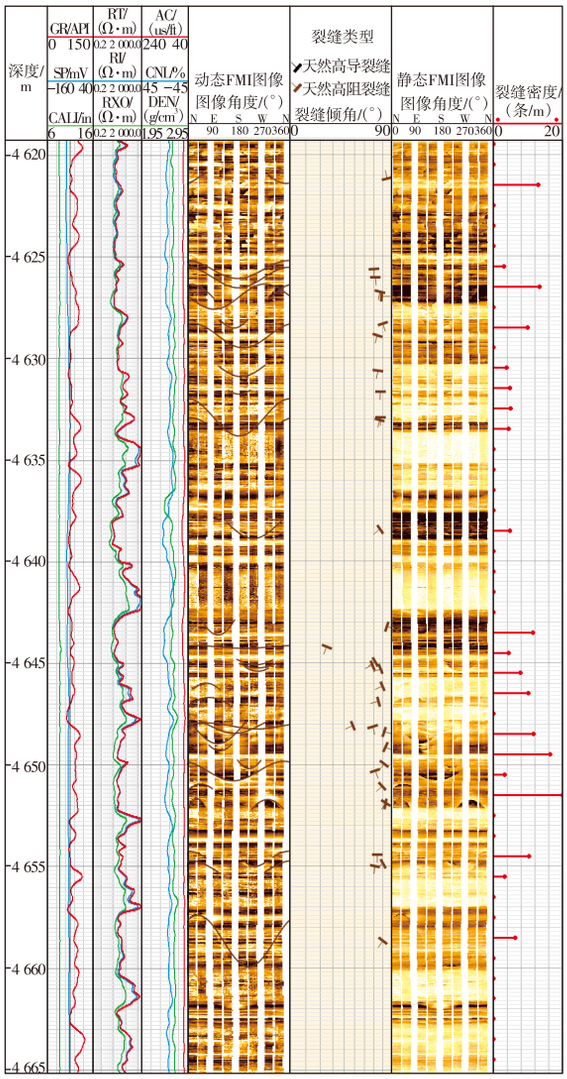
在裂缝倾角方面，玛湖凹陷风城组主要发育与地层呈60°～90°相交的高倾角裂缝，其数量占总裂缝数量的80.1%，其中70°～80°倾角裂缝为最大优势裂缝类型，占比达43.5%；倾角小于60°的裂缝占比伴随裂缝与地层相交角度的降低快速下降，30°～60°倾角裂缝占13.2%；0°～30°倾角裂缝仅占6.7%，且0°～10°倾角构造裂缝不发育(图4d)。研究区地层埋深较大，天然构造裂缝以小于0.2 mm的小开度裂缝为主，0～0.2 mm开度裂缝占比超过总裂缝数量的一半，高于0.2 mm开度的裂缝占比呈指数下降，0.2～0.4 mm区间裂缝频率仅占20%，当裂缝开度超过0.6 mm后，单个区间裂缝频率小于4%(图4e)；与J1井裂缝拾取深度段相同，研究区主要发育高阻裂缝，高导与高阻裂缝的占比差异较大(图4f)。

4　天然裂缝发育情况分析

4.1　天然裂缝发育规律

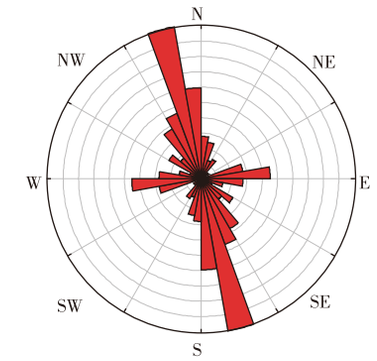
根据成像测井统计结果，研究区风城组裂缝发育程度在不同层段与不同井中表现出一定的差异性。天然裂缝在风二段全深度段内发育，风三段及风一段裂缝发育位置相对集中，仅在部分深度段内发育。研究区裂缝平均发育密度为6.5 条/m，风三段平均密度最高为7.1 条/m，风二段次之，为6.7 条/m，风一段裂缝发育程度最低，仅4.6 条/m。

研究区单井纵向裂缝发育程度具有一定差异，J1井裂缝密集分布于风三段与风二段的界面附近，且主要在风二段的顶部发育，超过一半的裂缝密度大于15 条/m，部分深度裂缝密度可达25 条/m，其他深度范围内的裂缝分布较为分散，且基本以小于10 条/m的裂缝密度发育；J2井裂缝发育更为分散，在风三段的中部及下部、风二段全段及风一段的中部及上部均有发育，发育密度基本处于5～15 条/m，风三段下部及风二段中上部部分深度裂缝集中发育，发育密度可达25 条/m；J3井整体裂缝

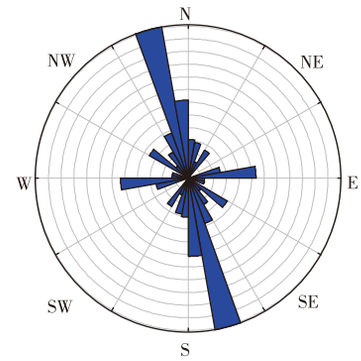


注：GR为自然伽马，单位API；SP为自然电位，单位mV；CAL为井径，单位in；RT为深侧向电阻率，单位Ω·m；RI为浅侧向电阻率，单位Ω·m；RXO为微球电阻率，单位Ω·m；AC为声波时差，单位μs/m；CNL为补偿中子，%；DEN为补偿密度，单位g/cm³；1 in≈0.025 4 m。

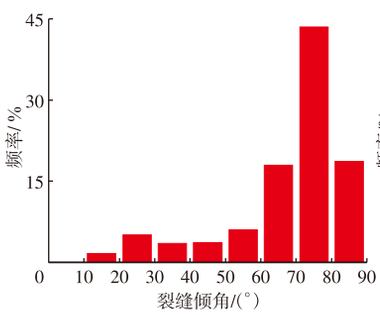
a. 测井综合柱状图



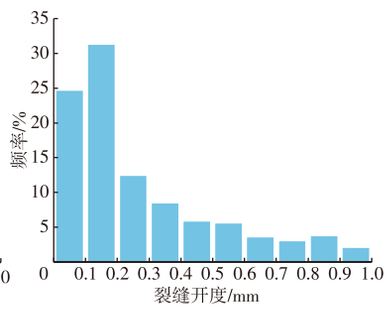
b. 层内裂缝走向分布玫瑰花图



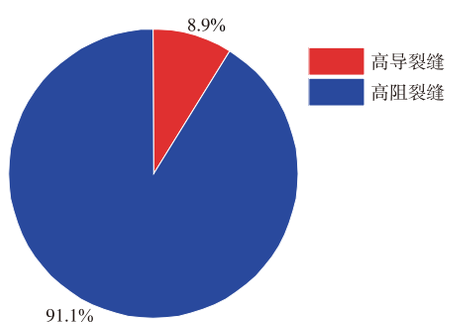
c. 穿层裂缝走向玫瑰花图



d. 裂缝倾角分布直方图



e. 裂缝开度分布直方图



f. 高阻、高导裂缝占比饼状图

图4　玛湖凹陷风城组J1井综合柱状图及天然裂缝定量表征

Fig. 4　Comprehensive stratigraphic column and quantitative characterization of natural fractures in Well J1 of Fengcheng Formation, Mahu Sag

发育程度较低，风二段及风一段裂缝均匀分布在各深度区域，与前两口井不同的是风三段裂缝发育密度明显高于风二段、风一段，且裂缝发育位置集中，可见较为密集的裂缝发育深度段，部分位置裂缝密度可达25 条/m（图5）。

4.2　天然裂缝发育的主控因素

4.2.1　*岩性及矿物组成*

岩性是天然裂缝发育的重要控制因素，不同岩性中矿物组成、骨架结构及力学性质等因素的差异都在一定程度上影响了天然裂缝的发育程度[45-47]。不同岩性页岩中矿物组成的不同，会导致其岩石力学性质和脆性的差异，进而会影响页岩储层构造裂缝的发育。研究结果表明：石英类、长石类及碳酸盐矿物具有高杨氏模量、低泊松比、高硬度和抗变形能力低的特征，可统称为脆性矿物，此类矿物含量较高的岩石通常脆性较高，裂缝较为发育[48-49]；伊利石、蒙脱石、高岭石等矿物的杨氏模量较低，泊松比较高，含量较高的岩石类型大部分展现塑性特征，通常不发育或较少发育裂缝。

研究区J4井风城组共发育8种矿物，脆性矿物含量丰富，约占总矿物含量的67%～99%，主要发育石英类、长石类（钾长石、钠长石）及碳酸盐矿物（白云石、方解石），其中，石英含量最高，约占矿物总含量的42%，长石类及黏土矿物次之，约占总含量的18%和15%；碳酸盐矿物发育程度较低，约占总含量的12%。图6中可见，在测深4 950～5 300 m段内裂缝发育程度与岩层内的石英

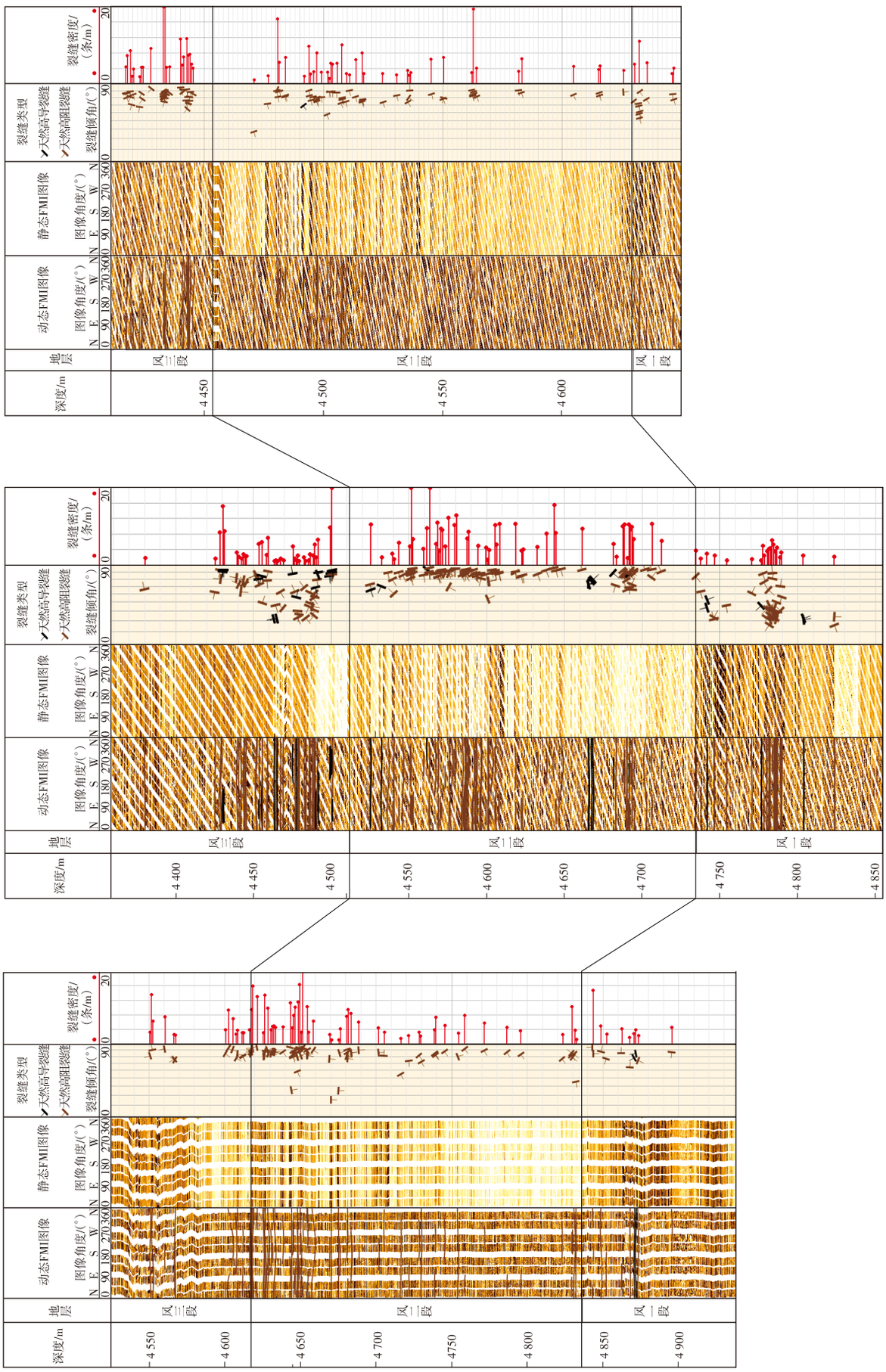


图5　玛湖凹陷风城组天然裂缝纵向分布

Fig. 5　Vertical distribution of natural fractures in Fengcheng Formation of Mahu Sag

含量密切相关，基本在石英含量高于40%（如测深5 050～5 250 m）的岩层中大量发育；石英含量低于40%的岩层中，裂缝发育程度较低甚至不发育裂缝。测深介于4 950～5 250 m，伴随测深的逐渐降低，黏土矿物含量的逐渐增加，裂缝发育程度逐渐降低，直至5 050 m附近，黏土矿物含量平均值增加至16%，构造裂缝不再发育（图6）。

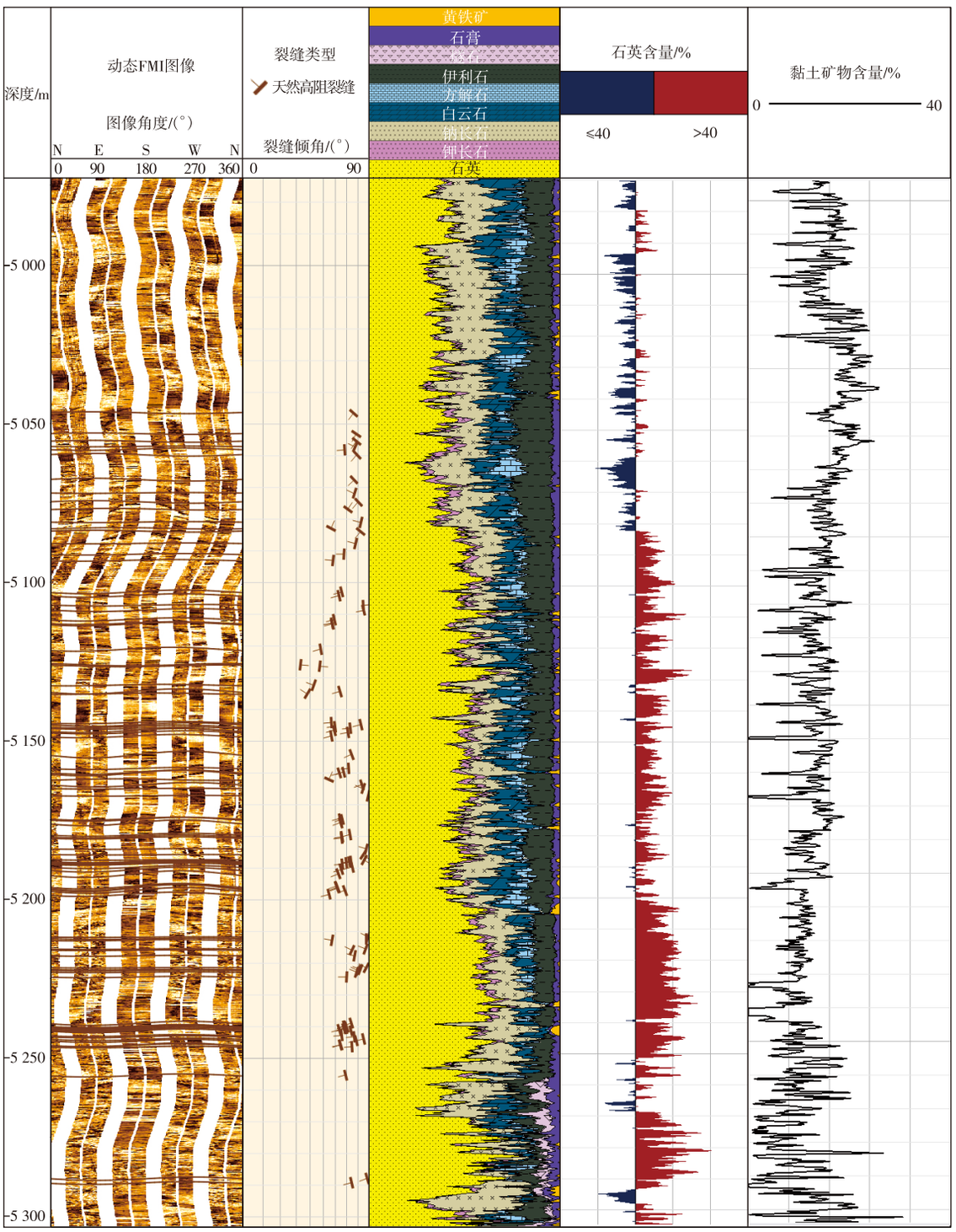


图6　玛湖凹陷风城组J4井裂缝拾取及矿物含量测井柱状图

Fig. 6　Well-log column of fracture picking and mineral content in Well J4 of Fengcheng Formation, Mahu Sag

4.2.2　岩石力学层

岩石力学层是指在一定空间范围内，岩石力学响应（弹性、塑性、强度等）具有均一性或规律性的地层单元，是基于岩石力学行为一致性角度对地层的划分，其厚度是影响天然裂缝发育的重要控制因素[49-50]。页岩是一种层状沉积岩，其沉积过程中的物源变化及水动力波动都会在岩石力学性质的变化中得以体现。较薄的力学层在外力作用下更容易整体发生张裂，从而形成高密度、间距较小的层内裂缝，而较厚的力学层由于其整体刚度较高、

应力释放能力有限，倾向于形成间距较大的裂缝。研究区风城组中，构造裂缝的发育和分布与岩石力学层厚度具有极大的相关性，随着岩石力学层厚度增加，裂缝密度呈幂函数规律下降，在岩层厚度由0.01 m增至岩层厚度0.1 m过程中，构造裂缝发育密度随岩石力学层厚度增加快速下降，由16.2条/m下降到平均约1.9条/m，自岩层厚度0.1 m开始，构造裂缝发育密度随岩石力学层厚度增加的变化幅度减小，至岩层厚度达到1 m时，构造裂缝发育密度仅有0.05条/m（图7）。

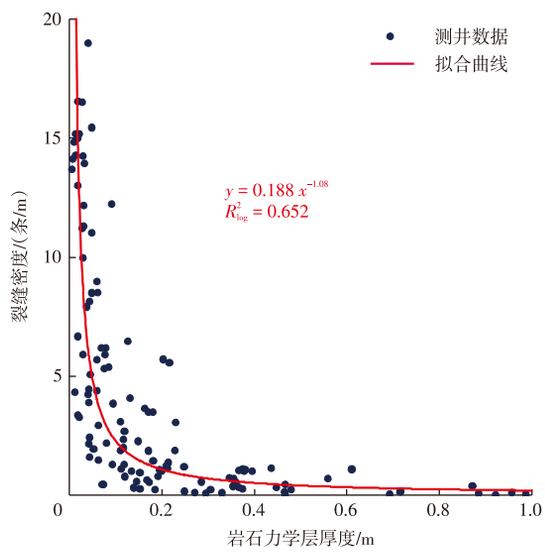


图7　岩石力学层厚度与裂缝密度关系

Fig. 7　Relationship between mechanical stratigraphy thickness and fracture density

风二段较高的脆性矿物含量导致了构造裂缝在风二段全深度段内发育，静态成像测井中较为连续的亮色高电阻率区域证明了此处岩层脆性矿物含量的高占比，但较为连续的脆性矿物地层导致风二段的岩石力学层层厚普遍较高，平均密度低于风三段。风三段下部软硬地层交互频繁，岩石力学层厚度较低，虽然黏土质矿物含量相对较高，但在地层交互区域裂缝集中发育。风一段地层黏土矿物含量最高，虽在部分区域构造裂缝集中发育，但段内裂缝整体发育程度最低。

4.3　天然裂缝有效性

4.3.1　裂缝充填性

依据天然裂缝空间中的充填物的占据程度，可大体上将裂缝充填性分为全充填、半充填及未充填。全充填裂缝的形成时间通常较早，在后续流体作用过程中大量矿物发育并充填裂缝空间，这致使全充填裂缝在测井上通常表现为高电阻率和低声波时差特征，其仅残留极少微小孔隙，流体基本无法通过，有效性较差。半充填及未充填裂缝基本呈张开状态，其形成可能受多期次构造应力的影响，通常具有一定导流和储存能力，且伴随充填程度的降低，裂缝有效性相应提高。

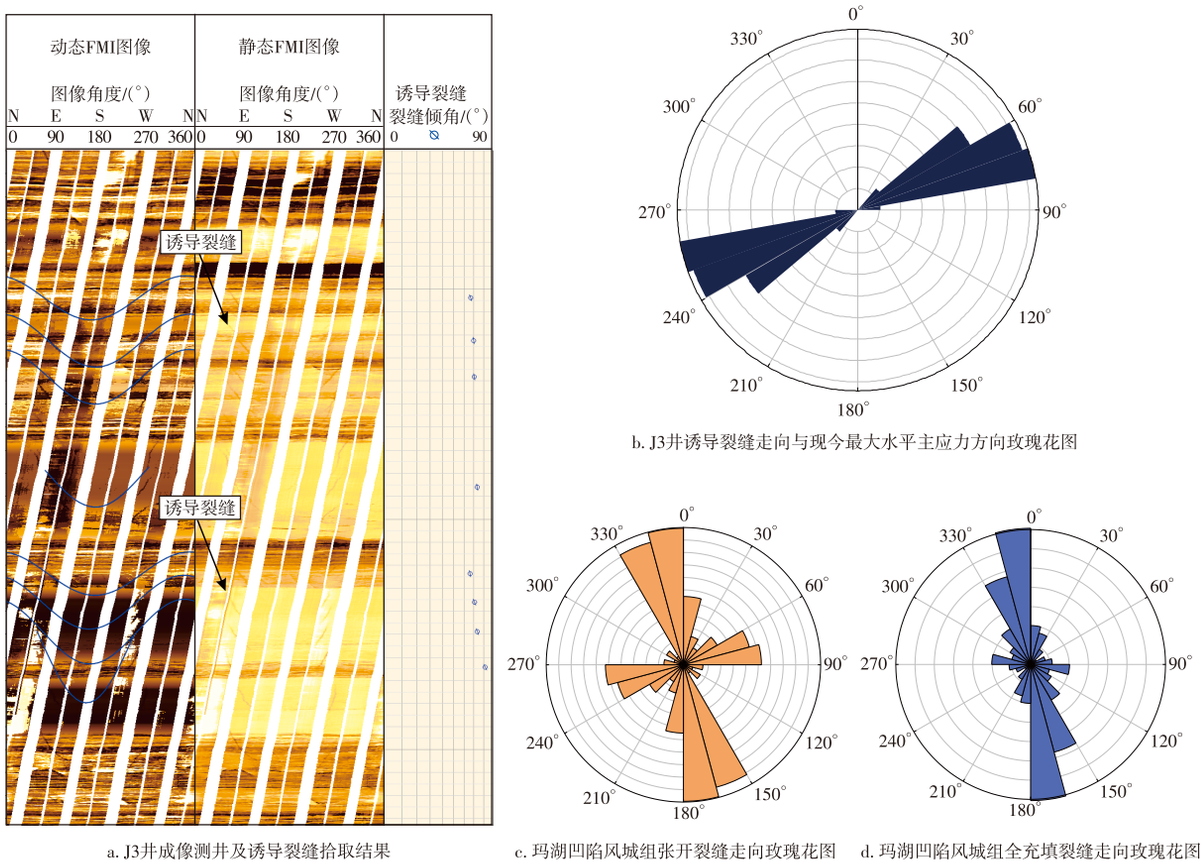
现今地应力是影响构造裂缝是否开启及开度大小的关键因素[51-52]，延伸走向与现今地应力场最大水平主应力方向呈小角度相交或近平行的裂缝，裂缝面所受法向压应力较小，更易保持或开启；走向与最大水平主应力方向呈大角度相交或近垂直的裂缝，裂缝面受垂直于其的挤压应力影响不开启或开启程度较低。通过分析成像测井资料发现（图8a）：裂缝在应力场中会沿最小阻力路径扩展，而裂缝的扩展方向严格受控于地层水平主应力的大小与方向关系，钻井施工钻开高压地层时，地层应力快速释放并形成人工诱导裂缝，其裂缝走向代表了现今最大水平主应力方向，根据这个原理即可反推现今最大水平主应力的方向[53-54]。成像解释结果显示，J3井主要发育走向为NEE—SWW（北东东—南西西）向（50°～80°）的诱导裂缝，推导出J3井现今最大水平主应力方向为NEE—SWW向（50°～80°）（图8b）。

裂缝充填性与其走向特征具有一定的相关性。玛湖区域成像测井裂缝识别成果表明，研究区内SWW—NEE（南西西—北东东）向走向裂缝多数为张开裂缝，具有较高的有效性；NWW—SEE（北西西—南东东）向、NW—SE（北西—南东）、NNW—SSE向走向部分裂缝被全充填，有效性相对较低。这表明SWW—NEE向走向裂缝形成时间相对较迟，其形成受控于现今区域地应力，在NEE—SWW向最大水平主应力条件下发育扩展或重新开启形成张开裂缝（图8c、图8d）。

4.3.2　裂缝开度

裂缝开度的大小与裂缝延伸倾向和现今地应力场最大水平主应力方向夹角的大小密切相关，与最大水平主应力夹角大小的差异，导致了不同倾向裂缝开度发育规律的不同。对J3井不同倾向裂缝开度的统计结果表明，NNE—SSW向倾向裂缝的整体开度最大，平均开度为0.37 mm；其次是NNW—SSE向倾向裂缝，裂缝平均开度为0.33 mm；NEE—SWW向倾向的裂缝平均开度最小，平均裂缝开度仅为0.24 mm（图9a）。统计结果表明，随着裂缝倾向与现今最大水平主应力方向间夹角的增加，裂缝开度逐渐增大，即有效性逐渐增加，倾向与最大水平主应力方向近平行的NEE—SWW向倾向裂缝有效性最差。

分别统计不同层位构造裂缝倾向与最大水平主应力方向的夹角（下面统一以“夹角”代称）分布（图9b），相较于风一段及风三段，风二段裂缝夹角以小于20°为主，占比超过65%，层段内构造裂缝面的水平投影大部分与现今最大水平主应力方向近垂直，缝面受压导致开度减小，有效性较差。相较于风二段，风三段裂缝夹角分布相对



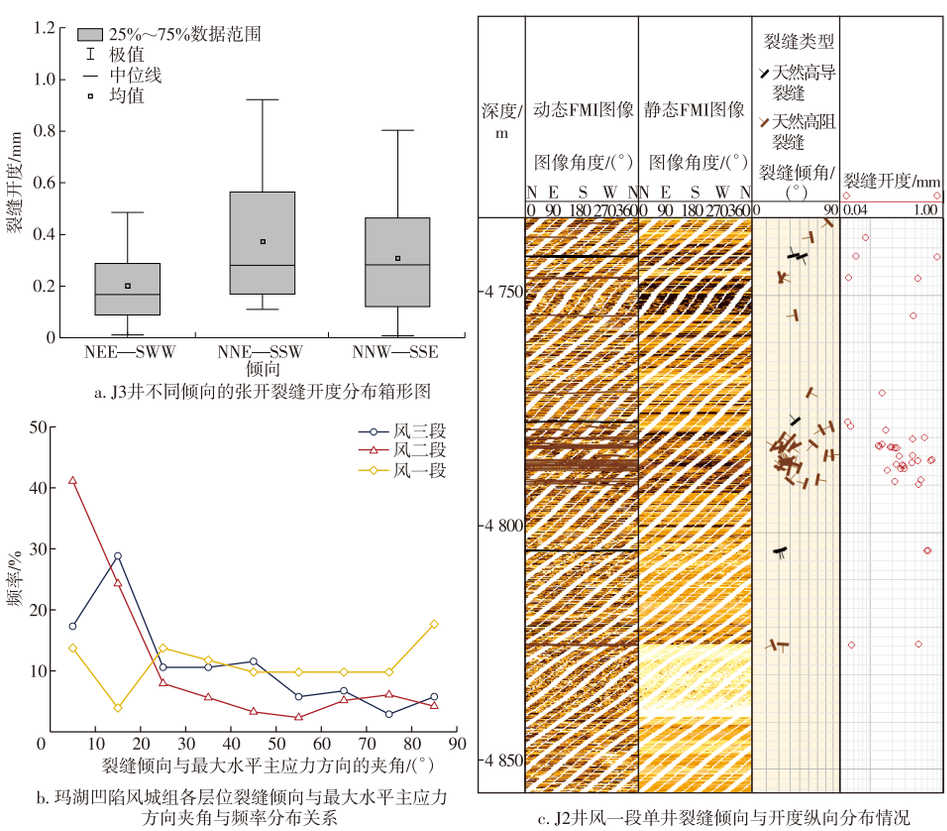
a. J3井成像测井及诱导裂缝拾取结果

b. J3井诱导裂缝走向与现今最大水平主应力方向玫瑰花图

c. 玛湖凹陷风城组张开裂缝走向玫瑰花图　　d. 玛湖凹陷风城组全充填裂缝走向玫瑰花图

图8　玛湖凹陷风城组现今最大水平主应力方向及裂缝充填性分析

Fig. 8　Analysis of present-day maximum horizontal principal stress orientation and fracture filling characteristics in Fengcheng Formation, Mahu Sag



a. J3井不同倾向的张开裂缝开度分布箱形图

b. 玛湖凹陷风城组各层位裂缝倾向与最大水平主应力方向夹角与频率分布关系

c. J2井风一段单井裂缝倾向与开度纵向分布情况

图9　玛湖凹陷风城组纵向有效性分析

Fig. 9　Analysis of vertical effectiveness in Fengcheng Formation of Mahu Sag

分散,中等角度区间具有一定优势,层段内与最大水平主应力方向呈斜交关系的裂缝占比提高,有效性相对较好。风一段夹角大于50°的裂缝占比提高明显,夹角在80°~90°范围的裂缝占比最高达17.6%,区段内大部分裂缝面的水平投影与现今最大水平主应力方向呈小角度相交或近平行关系,这表明虽然风一段埋深最大,但在现今应力场条件下部分深度段内的裂缝可能仍能保持较好的有效性。

进一步基于裂缝纵向分布规律将J2井风一段划分为3个深度段统计分析裂缝倾向与开度间的关系,J2井风一段内构造裂缝开度均值为0.251 mm,开度大于0.2 mm的裂缝超过J2井风一段裂缝总数的47%,且高导裂缝倾向基本保持与现今最大水平主应力近垂直相交,段内构造裂缝开度受现今地应力控制的现象极为明显。其中,4 735~4 800 m深度段内裂缝较为发育,夹角趋近于零的构造裂缝的开度显著低于其他夹角裂缝,裂缝开度与夹角呈明显的正相关关系;4 800~4 855 m深度段内裂缝发育程度较低,但倾向垂直于现今最大水平主应力方向的高导裂缝开度极大,同样具有较好的有效性。总体而言,J2井风一段内4 760~4 800 m深度段具有最高的裂缝发育程度及裂缝开度,在风一段内有效性最好(图9c)。

5 结论

1)玛湖凹陷风城组深层陆相页岩主要发育小开度、高倾角的高阻构造裂缝,依据裂缝与地层的交切关系可划分为穿层裂缝和层内裂缝2类。目的层主要发育的NNW—SSE向、近E—W向和NNE—SSW向3组优势走向裂缝表明,研究区构造裂缝形成受到了构造应力场控制。

2)研究区天然裂缝发育具有显著层段差异,风二段具有较高的裂缝发育程度,而风三段局部裂缝密度更高,其形成受岩性矿物组成与岩石力学层厚度共同控制。高脆性矿物含量有利于裂缝形成,而岩石力学层厚度则与裂缝密度呈负相关。

3)裂缝有效性受充填程度与现今地应力状态共同控制,裂缝倾向与最大水平主应力方向之间的夹角是控制有效性差异的关键因素。倾向近垂直于现今最大水平主应力方向的裂缝更易保持较大开度、充填程度较低的特征,即有效性相对更好;研究区风一段构造裂缝整体倾向与最大水平主应力方向夹角较大,平均开度较高,具有较强的有效性。

参考文献

[1] Guan Q S, Chen C W, Pu X G, et al. Production performance analysis of a continental shale oil reservoir in Bohai Bay basin[J]. Petroleum, 2024, 10(2): 294-305.

[2] Rahmani A, Naderi M, Hosseiny E. Shale gas potential of the Lower Silurian hot shales in southern Iran and the Arabian Plate: characterization of organic geochemistry[J]. Petroleum, 2023, 9(4): 499-507.

[3] 金之钧, 白振瑞, 高波, 等. 中国迎来页岩油气革命了吗?[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 451-458.
Jin Zhijun, Bai Zhenrui, Gao Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution? [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451-458.

[4] 何文军, 宋永, 汤诗棋, 等. 玛湖凹陷二叠系风城组全油气系统成藏机理[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(6): 663-673.
He Wenjun, Song Yong, Tang Shiqi, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of total petroleum system in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 663-673.

[5] 支东明, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规-非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 38-51.
Zhi Dongming, Tang Yong, He Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 38-51.

[6] 蔡潇, 高玉巧, 何希鹏, 等. 陆相页岩层系纹层组合特征及烃类富集机制: 以苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段为例[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(6): 1315-1327.
Cai Xiao, Gao Yuqiao, He Xipeng, et al. Lamina combination characteristics and hydrocarbon enrichment mechanism of continental shale formations: a case study of the second member of the Paleogene Funing Formation in the Qintong Sag, Subei Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(6): 1315-1327.

[7] Ding M R, Jin Z R, Zhang Y J, et al. A new mixed type crack propagation criterion in shale reservoirs[J]. Petroleum, 2024, 10(1): 85-92.

[8] Wang R Y, Gu Y, Ding W L, et al. Characteristics and dominant controlling factors of organic-rich marine shales with high thermal maturity: a case study of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Cen'gong block, Southern China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 33: 81-96.

[9] Cao Y, Jin Z J, Zhu R K, et al. Microstructures of continental organic-rich shale and its adjacent siltstone and carbonate rocks: an example from the Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023, 225: 211705.

[10] Liu G P, Jin Z J, Zeng L B, et al. Laminar controls on bedding-parallel fractures in Permian lacustrine shales, Junggar Basin, northwestern China[J]. Geological Society of America Bulletin, 2025, 137(7/8): 3512-3526.

[11] 支东明, 唐勇, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油藏地质特征与成藏控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 615-623.

Zhi Dongming, Tang Yong, Zheng Menglin, et al. Geological characteristics and accumulation controlling factors of shale reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 615-623.

[12] 唐勇, 曹剑, 何文军, 等. 从玛湖大油区发现看全油气系统地质理论发展趋势[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(1): 1-9.
Tang Yong, Cao Jian, He Wenjun, et al. Development tendency of geological theory of total petroleum system: insights from the discovery of Mahu large oil province[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(1): 1-9.

[13] 唐勇, 何文军, 姜懿洋, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相页岩油气富集条件与勘探方向[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 125-143.
Tang Yong, He Wenjun, Jiang Yiyang, et al. Enrichment conditions and exploration direction of Permian saline lacustrine shale oil and gas in Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 125-143.

[14] Wang X J, Jin Z J, Chen G, et al. Multi-scale natural fracture prediction in continental shale oil reservoirs: a case study of the Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin, China[J]. Frontiers in Earth Science, 2022, 10: 929467.

[15] 刘羽汐, 王秀娟, 白斌, 等. 陆相富有机质页岩氦气法孔隙度测定的关键问题与思考[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 401-417.
Liu Yuxi, Wang Xiujuan, Bai Bin, et al. Key issues and reflections on the helium porosity determination of continental organic-rich shales[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 401-417.

[16] Wu Y P, Liu C L, Jiang F J, et al. Geological characteristics and shale oil potential of alkaline lacustrine source rock in Fengcheng Formation of the Mahu Sag, Junggar Basin, Western China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 216: 110823.

[17] 宋永, 杨智峰, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖型页岩油勘探进展[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 60-72.
Song Yong, Yang Zhifeng, He Wenjun, et al. Exploration progress of alkaline lake type shale oil of the Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 60-72.

[18] Liu J S, Mei L F, Ding W L, et al. Asymmetric propagation mechanism of hydraulic fracture networks in continental reservoirs [J]. GSA Bulletin, 2023, 135(3/4): 678-688.

[19] 何贵松, 孙斌, 高玉巧, 等. 川东南地区二叠系茅口组一段非常规天然气富集高产主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 362-373.
He Guisong, Sun Bin, Gao Yuqiao, et al. Main factors controlling unconventional gas enrichment and high production in the first member of Permian Maokou Formation, southeastern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 362-373.

[20] 曾联波, 马诗杰, 田鹤, 等. 富有机质页岩天然裂缝研究进展[J]. 地球科学, 2023, 48(7): 2427-2442.
Zeng Lianbo, Ma Shijie, Tian He, et al. Research progress of natural fractures in organic rich shale[J]. Earth Science, 2023, 48(7): 2427-2442.

[21] 王濡岳, 胡宗全, 董立, 等. 页岩气储层表征评价技术进展与思考[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 54-65.
Wang Ruyue, Hu Zongquan, Dong Li, et al. Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 54-65.

[22] Wang R Y, He J H, Sun M D, et al. Editorial: Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the shale[J]. Minerals, 2026, 16(1): 105.

[23] Liu G P, Jin Z J, Zeng L B, et al. Natural fractures in deep continental shale oil reservoirs: a case study from the Permian Lucaogou formation in the Eastern Junggar Basin, Northwest China [J]. Journal of Structural Geology, 2023, 174: 104913.

[24] Yang Z, Zou C N, Wu S T, et al. Formation, distribution and resource potential of the "sweet areas (sections)" of continental shale oil in China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102: 48-60.

[25] 田鹤, 曾联波, 徐翔, 等. 四川盆地涪陵地区海相页岩天然裂缝特征及对页岩气的影响[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 474-483.
Tian He, Zeng Lianbo, Xu Xiang, et al. Characteristics of natural fractures in marine shale in Fuling area, Sichuan Basin, and their influence on shale gas[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 474-483.

[26] 周路, 朱江坤, 宋永, 等. 玛湖凹陷玛中—玛东地区三叠系百口泉组断裂特征及控藏作用分析[J]. 地学前缘, 2019, 26(1): 248-261.
Zhou Lu, Zhu Jiangkun, Song Yong, et al. Analysis of fault characteristics and reservoir control in Triassic Baikouquan Formation in central and eastern Mahu depression[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1): 248-261.

[27] Tang Y, Cao J, He W J, et al. Discovery of shale oil in alkaline lacustrine basins: the Late Paleozoic Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, China[J]. Petroleum Science, 2021, 18(5): 1281-1293.

[28] Yang Z X, Wang X Q, Ge H K, et al. Study on evaluation method of fracture forming ability of shale oil reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu sag[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 215: 110576.

[29] Zhang Z J, Yuan X J, Wang M S, et al. Alkaline-lacustrine deposition and paleoenvironmental evolution in Permian Fengcheng Formation at the Mahu sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1036-1049.

[30] Cao J, Xia L W, Wang T T, et al. An alkaline lake in the Late Paleozoic Ice Age (LPIA): a review and new insights into paleoenvironment and petroleum geology[J]. Earth-Science Reviews, 2020, 202: 103091.

[31] Zhang C, Liu D D, Jiang Z X, et al. Mechanism for the formation of natural fractures and their effects on shale oil accumulation in Junggar Basin, NW China[J]. International Journal of Coal Geology, 2022, 254: 103973.

[32] Xiao W J, Han C M, Yuan C, et al. Middle Cambrian to Permian subduction-related accretionary orogenesis of Northern Xinjiang, NW China: implications for the tectonic evolution of central Asia[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2008, 32(2/3/4): 102-117.

[33] Liu G D, Chen Z L, Wang X L, et al. Migration and accumulation of crude oils from Permian lacustrine source rocks to Triassic reservoirs in the Mahu depression of Junggar Basin, NW China: constraints from pyrrolic nitrogen compounds and fluid inclusion analysis[J]. Organic Geochemistry, 2016, 101: 82-98.

[34] XIA L, CAO J, STÜEKEN E E, et al. Unsynchronized evolution of salinity and pH of a Permian alkaline lake influenced by

hydrothermal fluids: a multi-proxy geochemical study[J]. Chemical Geology, 2020, 541: 119581.

[35] Guo P, Wen H G, Gibert L, et al. Controlling factors of high-quality hydrocarbon source rocks developed in lacustrine shallow-water zone of the Junggar Basin, northwestern China[J]. AAPG Bulletin, 2021, 105(10): 2063-2092.

[36] Lu G Q, Zeng L B, Dong S Q, et al. Lithology identification using graph neural network in continental shale oil reservoirs: a case study in Mahu Sag, Junggar Basin, Western China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 150: 106168.

[37] Yang Y T, Song C C, He S. Jurassic tectonostratigraphic evolution of the Junggar basin, NW China: a record of Mesozoic intraplate deformation in Central Asia: Mesozoic deformation in Central Asia[J]. Tectonics, 2015, 34(1): 86-115.

[38] Zhang H H, Zhang Z C, Tang W H, et al. Burial and exhumation history of Jurassic sedimentary rocks in the southern margin of the Junggar Basin: implications for the growth of the northern Tianshan Mountains[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2022, 236: 105339.

[39] Wang S, Wang G W, Huang L L, et al. Logging evaluation of lamina structure and reservoir quality in shale oil reservoir of Fengcheng Formation in Mahu Sag, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 133: 105299.

[40] Xia L W, Cao J, Bian L Z, et al. Co-evolution of paleo-environment and bio-precursors in a Permian alkaline lake, Mahu mega-oil province, Junggar Basin: implications for oil sources[J]. Science China Earth Sciences, 2022, 65(3): 462-476.

[41] 杜晓宇, 金之钧, 曾联波, 等. 基于成像测井的深层陆相页岩油储层天然裂缝有效性评价[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 852-865.
Du Xiaoyu, Jin Zhijun, Zeng Lianbo, et al. Evaluation of natural fracture effectiveness in deep lacustrine shale oil reservoirs based on formation microresistivity imaging logs[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 852-865.

[42] 秦启荣, 苏培东. 构造裂缝类型划分与预测[J]. 天然气工业, 2006, 26(10): 33-36.
Qin Qirong, Su Peidong. Classification and prediction of structural fractures types[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(10): 33-36.

[43] Du X Y, Jin Z J, Zeng L B, et al. Formation of natural fractures and their impact on shale oil accumulation in the Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. International Journal of Coal Geology, 2023, 279: 104385.

[44] Du X Y, Jin Z J, Zeng L B, et al. Characteristics and controlling factors of natural fractures in deep lacustrine shale oil reservoirs of the Permian Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin, China[J]. Journal of Structural Geology, 2023, 175: 104923.

[45] Zhang Z N, Lin M R, Xi K L, et al. Pore development characteristics and controlling factors of Lower Cambrian Qiongzhusi shale gas reservoir in Sichuan Basin, China[J]. Unconventional Resources, 2024, 4: 100100.

[46] Liu Z Q, Zhao S H, Hu Z Q, et al. Characteristics and controlling factors of coal-measure unconventional reservoirs: a case study of the Carboniferous-Permian in the Ordos Basin[J]. Unconventional Resources, 2025, 6: 100153.

[47] 赵文韬, 侯贵廷, 孙雄伟, 等. 库车东部碎屑岩层厚和岩性对裂缝发育的影响[J]. 大地构造与成矿学, 2013, 37(4): 603-610.
Zhao Wentao, Hou Guiting, Sun Xiongwei, et al. Influence of layer thickness and lithology on the fracture growth of clastic rock in east Kuqa[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2013, 37(4): 603-610.

[48] Ding W L, Li C, Li C Y, et al. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation[J]. Geoscience Frontiers, 2012, 3(1): 97-105.

[49] 巩磊, 姚嘉琪, 高帅, 等. 岩石力学层对构造裂缝间距的控制作用[J]. 大地构造与成矿学, 2018, 42(6): 965-973.
Gong Lei, Yao Jiaqi, Gao Shuai, et al. Controls of rock mechanical stratigraphy on tectonic fracture spacing[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2018, 42(6): 965-973.

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

[51] 史今雄, 曾联波, 谭青松, 等. 沁水盆地南部煤岩储层天然裂缝有效性及对煤层气开发的影响[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(3): 617-626.
Shi Jinxiong, Zeng Lianbo, Tan Qingsong, et al. Effectiveness of natural fractures in CBM reservoirs and its influence on CBM development in the southern Qinshui Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(3): 617-626.

[52] 史今雄, 赵向原, 潘仁芳, 等. 川中地区震旦系灯影组碳酸盐岩天然裂缝特征及其对气井产能影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 393-405.
Shi Jinxiong, Zhao Xiangyuan, Pan Renfang, et al. Characteristics of natural fractures in carbonate reservoirs and their impacts on well productivity in the Sinian Dengying Formation, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 393-405.

[53] 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.

[54] Lyu W Y, Zeng L B, Zhou S B, et al. Natural fractures in tight-oil sandstones: a case study of the Upper Triassic Yanchang Formation in the southwestern Ordos Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2019, 103(10): 2343-2367.

(编辑 余聪)