

文章编号:1673-2677(2026)02-0028-13

DOI:10.12388/j.issn.1673-2677.2026.02.004

引用:邹雨时,李典谕,王明星,等.玛北页岩油储层压裂地质特征及裂缝扩展规律研究——以C2~C4层为例[J].新疆石油天然气,2026,22(2):28-40.

Cite:ZOU Yushi, LI Dianyu, WANG Mingxing, et al. Hydraulic fracturing geological characteristics and fracture propagation laws of Mabei shale oil: A case study of C2-C4 layers[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2026, 22(2): 28-40.

玛北页岩油储层压裂地质特征及 裂缝扩展规律研究 ——以C2~C4层为例

邹雨时¹,李典谕¹,王明星²,李建民³,解增光²

(1.中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室,北京昌平 102249;2.中国石油新疆油田分公司采油工艺研究院,新疆克拉玛依 834000;3.中国石油新疆油田分公司新港公司,新疆克拉玛依 834000)

摘要:玛北风城组深层页岩油储层地质条件复杂,压裂改造面临高地应力、强非均质性与密集纹层结构等多重挑战。以C2~C4层为对象,系统研究了玛北风城组矿物组成、纹层结构、岩石力学特性及地应力分布,揭示其对水力裂缝起裂、扩展与支撑剂运移的控制机制。研究表明,储层以高脆性矿物为主,石英与碳酸盐岩含量超70%,但矿物在厘米-毫米尺度变化剧烈,形成密集刚-脆性纹层与岩性夹层,增强了岩石力学各向异性与界面强度。地应力整体处于高位,水平最小主应力达80 MPa以上,水平应力差仅7.0~9.8 MPa,理论上利于缝网复杂化,但受高应力和纹层界面双重压制,裂缝纵向扩展呈阶梯式受限,缝高普遍小于20 m,难以实现多层系立体动用。人工裂缝与天然裂缝有低角度交角时可诱导分支缝形成,提升缝网复杂度,高角度交角则以滤失为主。“复合层效应”下人工裂缝穿层有效性差,裂缝偏折处宽度衰减超60%,仅当缝宽大于粒径2.7倍时支撑剂可通过,常规粒径支撑剂难以进入次级裂缝。研究揭示了玛北风城组“复合层效应”对水力裂缝扩展与支撑剂运移的控制机理,为深层复杂页岩油储层的体积压裂参数优化与缝网调控提供了理论依据,对玛北地区页岩油的高效开发具有直接的技术支撑作用。

关键词:玛北页岩油;压裂;地质特征;裂缝扩展;复合层效应

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Hydraulic Fracturing Geological Characteristics and Fracture Propagation Laws of Mabei Shale Oil: A Case Study of C2-C4 Layers

ZOU Yushi¹, LI Dianyu¹, WANG Mingxing², LI Jianmin³, XIE Zengguang²

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Changping 102249, Beijing, China; 2. Production Technology Research Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China; 3. Xingang Oilfield Operation Company, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, Xinjiang, China)

Abstract: The deep shale oil reservoir of the Fengcheng Formation in Mabei area features complex geological conditions and its fracturing stimulation is faced with multiple challenges, including high in-situ stress, strong heterogeneity, and densely laminated rock texture. Taking the C2-C4 layers as the research object, this study systematically investigates the mineral composition, laminar texture, rock mechanical properties, and in-situ stress distribution of the reservoir to reveal their control mechanisms on hydraulic frac-

基金项目:国家科技重大专项“混积型页岩油优快钻完井与差异化压裂技术集成示范”(2025ZD1405002)。

作者简介:邹雨时(1985—),2015年毕业于中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业,博士,副研究员,博导,目前从事储层增产改造理论与技术研究工作。(E-mail)zouyushi@126.com

ture initiation and propagation, as well as proppant transport. The results indicate that the reservoir is predominantly composed of high-brittle minerals, with the combined content of quartz and carbonate rocks exceeding 70%. However, the mineral composition varies dramatically at the centimeter to millimeter scale, forming dense rigid-brittle laminae and lithological interlayers which significantly enhance mechanical anisotropy and interface strength of rocks. The overall in-situ stress is high, with the minimum horizontal principal stress exceeding 80 MPa, while the horizontal stress difference is only 7.0–9.8 MPa. Theoretically, this low stress difference favors the formation of complex fracture networks. Yet, due to the dual effects of high stress magnitudes and laminar interfaces, vertical fracture propagation suffers from step-like restrictions, with fracture heights generally less than 20 m, and thus, it is difficult to achieve thorough stimulation of multiple layers. Natural fractures intersecting hydraulic fractures at small intersection angles may induce branch fractures to increase fracture network complexity; at high intersection angles, they primarily act as conduits for fluid filtration loss. Under the “composite layer effect,” the effectiveness of layer penetration of hydraulic fractures is low, with width reduction at points of fracture deflection exceeding 60%. Proppant can only pass through fractures with widths 2.7 times larger than proppant particle sizes, and accordingly, proppants of conventional sizes are found hard to enter secondary fractures. This study reveals the control mechanism of the “composite layer effect” on hydraulic fracture propagation and proppant transport in the Mabei Fengcheng Formation, provides a theoretical basis for volume fracturing parameter optimization and fracture network regulation in deep complex shale oil reservoirs, and offers direct technical support for the efficient development of shale oil in Mabei area.

Key words: Mabei shale oil; fracturing; geological characteristics; fracture propagation; composite layer effect

当前,实现非常规油气资源的战略接替对保障国家能源安全具有深远意义。页岩油作为非常规油气资源的重要组成部分,其高效开发已成为全球油气工业的核心议题^[1-3]。中国陆相页岩油资源潜力巨大,尤以准噶尔盆地玛湖凹陷玛北地区风城组为代表,具有广阔的勘探开发前景^[4-6]。自2019年以来,玛页1井、玛51X井、夏云1井等多个重点井位相继获得工业油流,初期单井峰值产量达35.7~125.9 t/d,已有7口井的单井累计产油量突破万吨大关。

玛北风城组页岩油赋存于深层混积型碱湖沉积环境,其独特且复杂的地质-工程条件为高效开发构筑了严峻挑战^[7-10]。玛北风城组页岩油储层具有“深、热、非均质性强”的显著特征^[11],储层埋深普遍超过4 500 m,地层温度高于110 ℃。受控于复杂的沉积-成岩过程,储层在微观孔隙结构、矿物组分、岩石力学性质及天然裂缝发育等方面表现出强烈的非均质性。这些深层复杂地质属性直接导致了当前开发面临的核心困境:压裂后单井初始产量偏低、产量递减速度过快、最终采出程度远低于预期,严重制约了该区页岩油的经济有效动用^[12-15]。现有压裂技术难以在如此复杂的地质体中形成理想的裂缝网络系统,人工裂缝纵向穿不高、平面扩不远、空间展布均衡性差、形态复杂程度不足,最终造成储层改造体积(SRV)有限,无法实现储层的充分、立体、高效动用^[16-18]。因此,破解“压得立体、撑得稳定”这一核心工程难题,是释放玛北页岩油资源潜力的关键所在。

国外针对深层及强非均质性页岩油储层的压裂改造研究已取得重要进展,其中最具代表性的应用是在北美二叠盆地的Wolfcamp组和Eagle Ford组^[19-20]。这些储层普遍具有矿物组成复杂、纹层/层理发育、岩石力学各向异性强及地应力差较高等特点。研究者

针对性地研发了多簇射孔优化设计、暂堵转向压裂、变黏度/变排量注入以及支撑剂组合工艺等技术,例如通过提高排量或压裂液黏度来增强裂缝穿层能力,并在现场取得了一定成效。但以上研究成果大多针对特定的地质条件,其适用性受到储层特征差异的显著制约。

与北美典型储层相比,玛北风城组深层页岩油储层表现出更为独特的“四高一强”特征组合。“四高”即高地应力(普遍超80 MPa)、高杨氏模量(超40 GPa)、高天然裂缝密度和高脆性;“一强”即强力学非均质性。独特的储层地质工程特征显著增大了裂缝起裂难度并严重限制了裂缝的有效延伸空间,裂缝扩展受限^[21-23]。鉴于此,北美页岩油压裂的成功经验(如单纯提高排量或黏度)在玛北风城组的先导试验中应用效果并不佳。根本原因在于强纹层界面易捕获并偏转水力裂缝,导致纵向扩展受限;同时,高地应力与纹层结构的耦合作用使支撑剂运移行为异常复杂。玛北风城组页岩油储层纵向发育C1~C12等十余个薄层系,且分布分散,各小层间地应力、岩性、物性及脆性差异显著,层内纹层及夹层(如灰质、凝灰质条带)极为发育,产生了强烈的“复合层效应”。这种复杂的层状结构极大地阻碍了人工裂缝有效穿层沟通,难以实现储层纵向的整体、均衡改造^[24-29]。此外,储层在微观与宏观尺度的强非均质性导致人工裂缝易发生非平面、非对称扩展,表现为裂缝路径迂曲、缝宽狭窄且空间展布不均,进而使支撑剂在缝网中的运移与铺置极不均衡,难以实现全域有效支撑,严重削弱了裂缝的长期导流能力^[30-32]。

针对上述挑战,本文系统研究了玛北风城组深层页岩油储层的地质特征及其对水力压裂缝网起裂、扩展与支撑剂运移的内在控制机理,聚焦玛北风城组上甜点C2~C4层核心地质属性表征、岩石力学响应机

制、裂缝动态扩展行为及支撑剂运移铺置规律等关键科学问题,揭示了复杂地质力学条件下裂缝的扩展规律,旨在为深层复杂页岩油储层的有效体积改造提供理论支撑与优化路径。

1 压裂地质特征

1.1 矿物成分特征

玛北地区风城组页岩油储层的矿物组成是其岩

石力学行为与可压裂性研究的基础。重点探井玛页1H井上甜点C2~C4层岩石矿物成分分析结果见表1。分析各类矿物成分的平均含量可知:矿物成分以石英(48%)、长石(20.4%)和碳酸盐岩(22.3%)为主,三者合计占比超过90%,而黏土矿物含量相对较低(9.3%)。以玛页1H井为典型代表的玛北风城组页岩油储层整体呈“高石英、次高碳酸盐岩、低黏土矿物”的脆性矿物主导特征。

表1 玛页1H井风城组岩石矿物成分

Tab. 1 Rock mineral composition of the Fengcheng Formation in Well Maye 1H										(单位:%)
样品编号	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	菱铁矿	黄铁矿	硬石膏	钙芒硝	黏土矿物
14	40.3	15.9	12.2	...	16.4	2.0	...	...	7.3	5.9
67	40.9	3.5	5.1	24.8	...	...	12.0	...	...	13.7
68	52.8	3.1	...	...	34.2	...	4.1	...	...	5.8
78	39.7	6.8	20.1	...	22.3	...	5.0	...	...	6.1
93	82.3	...	...	...	13.8	...	3.9	...	...	...
94	40.1	2.4	...	...	45.0	...	6.1	...	...	6.4
110	83.6	4.2	4.8	...	3.8	...	3.6	...	...	...
126	41.4	7.2	13.3	...	25.9	...	12.2	...	...	...
146	38.8	8.8	26.3	2.4	16.0	...	5.0	2.7	...	...

基于国内典型页岩油层系矿物成分数据,绘制了三角相图,如图1所示。与国内其他典型页岩油层系对比,玛北风城组的矿物特征差异明显。准噶尔盆地芦草沟组虽同为高碳酸盐岩含量(38.4%)地层,但其石英(21.1%)和长石(30.2%)构成比例与风城组明显不同,且黏土矿物含量极低(<6%)。渤海湾盆地渤南洼陷沙河街组页岩油储层则以石英(30.1%)、碳酸盐岩(方解石23.4%、铁白云石16.6%,合计约40%)为主,黏土矿物含量相对较高(19.7%),矿物成分在区域内相对均质。鄂尔多斯盆地陇东地区延长组页岩油矿物组成变幅极大,石英含量介于27.2%~67.5%,黏土矿物含量介于26.2%~39.5%,长石(8.1%~13.8%)和碳酸盐岩(2.7%~18.5%)含量较低,整体表现为黏土矿物与石英主导且非均质性极强的特征。相比之下,玛北风城组在保持较高脆性矿物总量(石英+碳酸盐岩>70%)的同时,其内部由频繁薄互层和复杂夹层导致的矿物成分与结构的厘米-毫米级强非均质性尤为突出,这是其区别于其他区块的最显著标志。选取玛北风城组典型岩心观察,如图2所示。图2(a)为云质条带,呈浅色连续层状分布,厚度约2~5 mm,白云石含量高,岩石强度相对较低;图2(b)为硅质条带,以石英为主,呈断续状或透镜状产出,与围岩界限清晰,强度较高。两者共同构成了刚-脆性互层夹层组合。

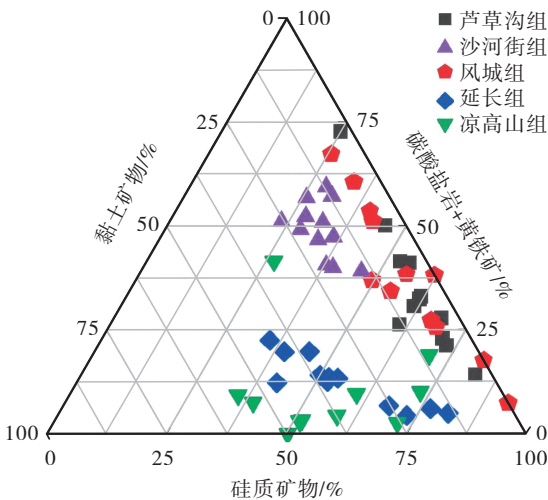


图1 国内典型页岩油层系矿物成分三角相图
Fig. 1 Ternary diagram of mineral compositions of typical shale oil formations in China

风城组这种独特的矿物成分特征对水力压裂裂缝扩展产生双重效应。一方面,较高的脆性矿物总含量为岩石破裂和裂缝复杂化提供了物质基础;另一方面,矿物成分在微观至厘米尺度上的剧烈非均质性,特别是高频率、多类型薄夹层的广泛发育,是造成岩石力学参数空间差异大、层间高应力差的核心地质因素。这种矿物成分的非均质性直接导致压裂过程中裂缝起裂压力波动大,裂缝扩展路径高度迂曲,易发

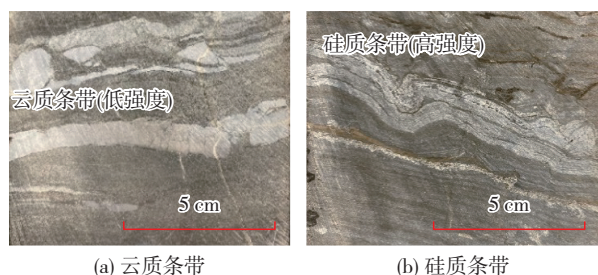


图2 厘米-毫米级夹层

Fig. 2 Interlayers at millimeter-centimeter scale

生非平面转向,缝高受限(难以有效穿透夹层)以及缝宽狭窄且不均一。

1.2 纹层结构特征

选取玛北风城组及国内典型页岩油层系岩心样品,通过光学显微镜和扫描电镜观察纹层结构,结果如图3所示。玛北风城组页岩油储层的纹层结构是其强非均质性的核心体现。如图3(a)所示,玛北风城组主要发育两类优势纹层:长英质粉砂纹层(厚度1~4 mm,以石英、长石碎屑为主)和碳酸盐岩纹层(以白

云石、方解石为主)。值得注意的是,碳酸盐岩纹层内普遍发育被石英、方解石等矿物充填的微裂隙网络。两类纹层常呈无序交替或局部富集叠置,形成复杂的刚-脆性互层,其接触界面清晰、力学性质突变,构成天然的岩石力学薄弱面或屏障。与国内典型页岩油层系对比,玛北风城组的纹层组合与发育模式独具特色。准噶尔盆地芦草沟组下甜点段虽也发育长英质粉砂纹层(厚度<2 mm)和碳酸盐岩纹层,但黏土矿物纹层与有机质纹层通常呈薄互层状交替出现,且整体发育比例相对较低,结构相对有序,如图3(b)所示。渤海湾盆地渤南洼陷沙河街组则以富含陆源碎屑(石英、长石)的黏土矿物纹层、碳酸盐岩纹层及二者过渡型纹层为主导,有机质纹层仅少量发育,纹层岩性过渡相对渐变,如图3(c)所示。鄂尔多斯盆地陇东地区延长组则呈现长英质粉砂纹层、高比例有机质纹层及黏土矿物纹层共存的格局,如图3(d)所示。研究显示,有机质富集层段对裂缝扩展具有显著的软化与导向效应。

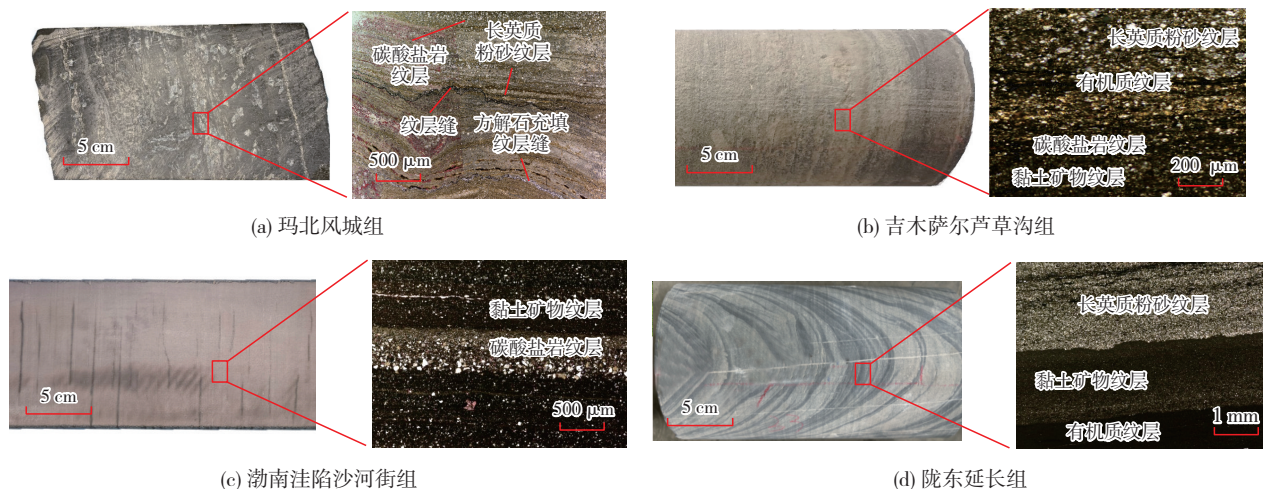


图3 典型区块纹层结构特征

Fig. 3 Lamination characteristics of the typical areas

1.3 岩石强度特征

岩石强度特征受控于矿物组分、纹层结构与微观非均质性的综合作用。选取国内典型页岩油地层岩样开展抗压强度对比实验,分析不同矿物成份对岩石强度的影响规律,结果如图4所示。岩石抗压强度与硅质矿物(石英、长石)和钙质矿物(方解石、白云石等碳酸盐岩)含量呈显著正相关关系,而与黏土矿物含量则呈明显负相关。这一规律在不同盆地页岩油储层中普遍存在,但在玛北风城组尤为突出:硅质矿物含量与抗压强度的相关系数(R^2)高达0.96,钙质矿物含量与抗压强度的 R^2 更是达到0.91,显著高于鄂尔

多斯盆地延长组(R^2 分别为0.82和0.76)。上述强相关性表明,刚性矿物是玛北风城组储层岩石的力学骨架,决定了岩石的整体高强度。

从矿物颗粒和岩心尺度开展压痕测试与抗拉强度测试,结果如图5所示。结果进一步印证了矿物成分的控强效应。整体上,玛北风城组得益于其高硅质+碳酸盐岩矿物含量(>70%),表现出最高的岩石抗压强度,其后依次为准噶尔盆地芦草沟组、渤海湾盆地沙河街组和鄂尔多斯盆地延长组。图5(a)中,因储层内部存在强烈的非均质性,风城组岩石强度在微观至纹层尺度存在剧烈变化。基质与不同岩性夹层(如

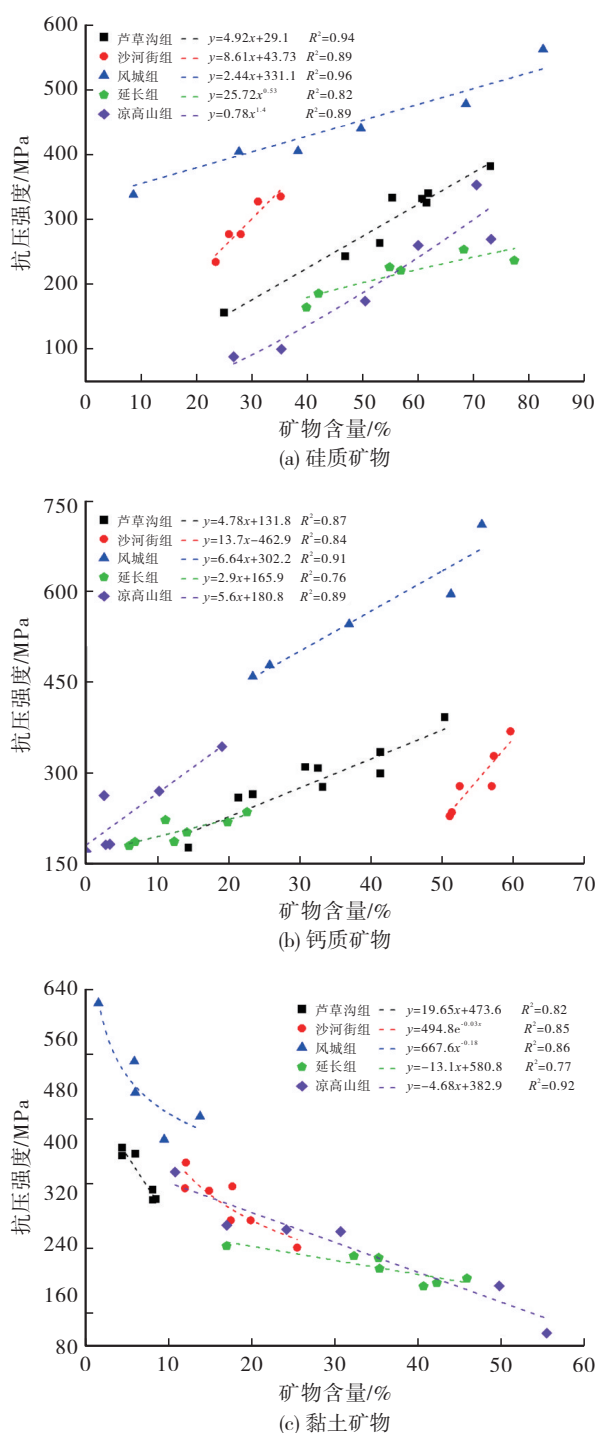


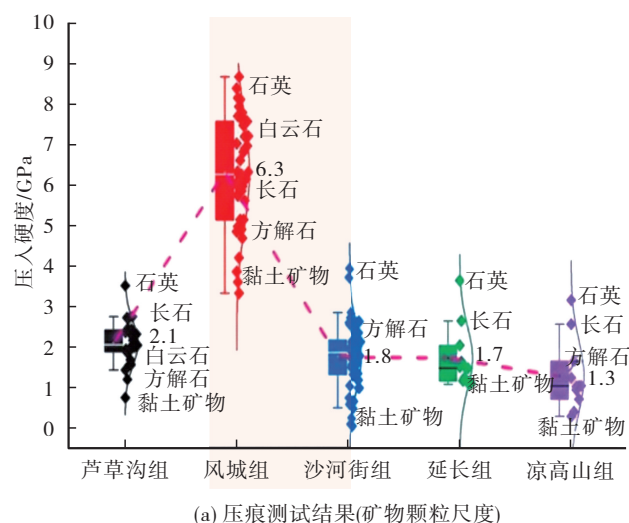
图4 矿物成分对岩石抗压强度的影响

Fig. 4 Effects of mineral composition on the compressive strength of rocks

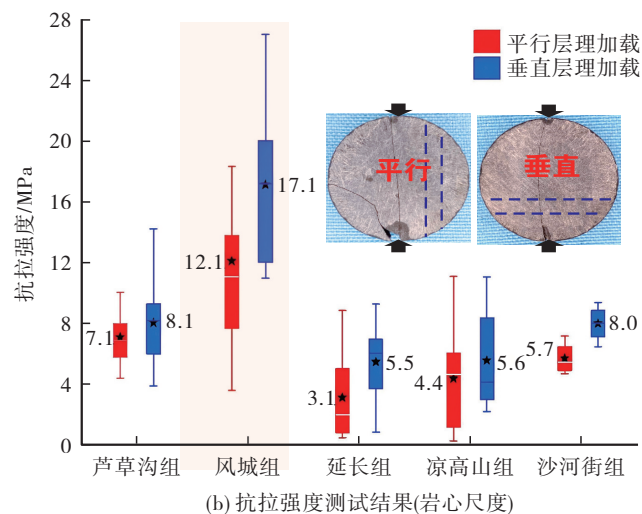
砂质条带、泥质条带)之间强度差异显著,通常表现为砂质夹层强度最高,其次为泥质夹层,基质强度相对最低。在纹层尺度上,强度序列表现为:长英质粉砂纹层>碳酸盐岩纹层>有机质纹层>黏土矿物纹层。

风城组岩石强度最显著的特征是极强的非均质性与各向异性。图5(b)中,抗拉强度在空间上变化剧烈,反映了矿物分布和微裂隙发育的非均质性。平行

层理加载条件下风城组岩样的抗拉强度为12.1 MPa,垂直层理加载条件下为17.1 MPa,后者较前者高出约41%,表明纹层结构对岩石力学行为具有显著的方向性约束。对比其他层系,风城组的各向异性程度更为突出。另一个关键特征是天然裂缝(或微裂隙)的强度远低于基质岩石,仅为基质强度的65.5%左右,同时伴有相对较高的渗透性。这种“低强度-高渗透”的天然裂缝网络,在压裂过程中极易被激活开启,成为人工裂缝的优势扩展通道或复杂网络形成的诱导因素。



(a) 压痕测试结果(矿物颗粒尺度)



(b) 抗拉强度测试结果(岩心尺度)

图5 国内典型页岩油储层岩石力学测试结果

Fig. 5 Mechanical test results of typical shale oil reservoirs in China

1.4 岩石脆性特征

基于矿物组分与岩石力学参数,评价了国内陆相页岩油储层的综合脆性指数,结果如图6所示。玛北风城组展现出最优的脆性特征,其综合脆性指数高达0.83(平行纹层方向)和0.63(垂直纹层方向),显著高于准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组(0.73/0.58)、鄂尔多斯盆地延长组(0.55/0.43)及渤海湾盆地渤南沙河街组(0.56/0.47)。这种高脆性主要源于其独特的

高刚性矿物组合(石英+碳酸盐岩含量>70%)为岩石在应力作用下发生脆性破裂而非塑性变形奠定了坚实的物质基础。

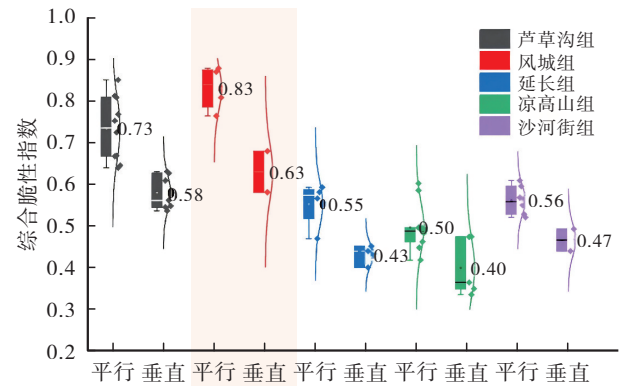


图6 国内典型页岩油储层岩石脆性指数对比

Fig. 6 Comparison of rock brittleness indexes of typical shale oil reservoirs in China

风城组的脆性具有显著的方向性差异,这是纹层结构控制的直接体现。精细力学测试揭示,平行纹层方向的脆性指数普遍高于垂直纹层方向的。这种脆性各向异性源于毫米级纹层界面形成的天然力学不连续面,以及刚性矿物(如石英、长石)在长英质粉砂纹层中的定向排列优势。在平行纹层方向,应力易于沿纹层界面或矿物解理面传递并诱发脆性破裂;在垂直纹层方向,裂缝扩展需频繁穿越不同力学性质的纹层界面(如从刚性长英质纹层进入相对塑性的黏土富

集条带),破裂过程需克服更大的界面阻力,导致宏观脆性响应降低。

1.5 地应力特征

地应力是决定人工裂缝起裂压力、扩展方向与最终缝网形态的核心地质力学参数,深层页岩油的高埋深背景决定了其地应力特征与中浅层页岩油存在本质差异。统计了国内典型页岩油储层的地应力参数,见表2。通过玛页1H导眼井实测数据可知,玛北风城组储层整体埋深最深,呈现高地应力、高破裂压力的典型特征。地应力整体幅值显著高于国内多数陆相页岩油储层,仅水平最小主应力就比埋深浅近1 000 m的吉木萨尔芦草沟组高出约23 MPa,是浅层陇东延长组页岩油的2.5倍以上。从应力差特征来看,玛北风城组水平应力差平均仅为7.9 MPa,远低于吉木萨尔芦草沟组的16.1 MPa。这种低水平应力差本应为裂缝转向和形成复杂缝网提供有利条件,但受整体高地应力约束,这一优势难以自然发挥。受高地应力与高岩石强度的共同影响,玛北风城组破裂压力与裂缝延伸压力均显著高于常规页岩油储层,压裂施工超高的井口压力对压裂施工装备的承压能力提出了严苛要求。目前玛北现场压裂施工普遍配置140 MPa承压等级井口,施工中采取105 MPa限压管控,在满足高破裂、高延伸压力作业需求的同时,预留充足安全承压余量,保障作业安全实施。

表2 国内典型页岩油储层地应力参数对比

Tab. 2 Comparison of in-situ stress parameters of typical shale oil reservoirs in China

储层	埋深/ m	水平最小 主应力/ MPa		水平最大 主应力/ MPa		垂向 应力/ MPa		水平 应力差/ MPa		垂向 应力差/ MPa		破裂 压力/ MPa		延伸 压力/ MPa	
		范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
玛北风城组	4 555~	78.6~	80.3	86.0~	88.1	94.3~	97.9	7.0~	7.9	12.0~	15.5	83.0~	85.6	50.0~	58.3
玛页1H导眼井	4 580	82.3		90.4		101.2		9.8		23.0		88.0		66.0	
吉木萨尔芦草沟组	3 620~	53.2~		68.0~		81.2~		10.0~		23.0~		72.0~		44.0~	
J10024井、58号平台井	3 660	61.0	57.4	77.3	73.4	84.0	82.6	21.8	16.1	29.3	25.2	84.0	—	52.0	—
渤南洼陷沙河街组	3 828~	81.0~		97.0~		99.6~		15.4~		18.4~		—		—	
义页1-1VF井、义页1-2VF井	4 832	100.3	90.7	115.6	106.4	120.5	110.0	16.0	15.7	20.0	19.3	—	—	—	—
陇东延长组	1 890~	31.1~	31.5	36.0~	37.0	37.0~	38.1	4.1~	5.5	5.0~	6.6	—	—	—	—
Y60井、C77井、X259井	1 985	32.0		38.4		39.8		6.9		8.3		—		—	

1.6 压裂裂缝形态特征

不同于吉木萨尔芦草沟组、渤南沙河街组、陇东延长组等其他国内典型页岩油储层,玛北风城组页岩油储层的“四高、一强”特殊地质属性决定了其压裂后裂缝形态的差异性,玛北地区人工裂缝起裂扩展的控制难度更大、裂缝形态更复杂。吉木萨尔芦草沟组为混积互层型,天然裂缝欠发育,压裂后多形成“丰”字

形缝或简单主缝,见后文图11(b);渤南沙河街组为密集纹层型,天然裂缝欠发育,最终形成“密集纹层缝+人工缝”组合或“申”字形缝;陇东延长组为夹层型,天然裂缝不发育,裂缝多沿岩性界面转向延伸,形成复杂阶梯缝;玛北风城组天然裂缝发育,叠加毫米级纹层和强非均质性,压裂后易形成天然裂缝、纹层缝与人工裂缝相互交织的复杂缝网组合。

玛北风城组页岩油压裂裂缝形态具有极强的多样性,扩展路径受纹层产状、天然裂缝发育程度、层间应力差及岩石力学非均质性等多因素耦合控制。厘米-毫米级夹层发育的压裂目的层,人工裂缝多沿夹层发生偏转,最终保留相对简单的主缝形态;纹层与天然裂缝共同发育的压裂目的层,压裂过程中天然裂缝会优先开启延伸,人工裂缝沿界面频繁转向分叉,形成高度迂曲的复杂裂缝系统;岩石力学非均质性主导的压裂目的层,裂缝整体形态更不规则,空间展布的均衡性更差。

2 裂缝扩展规律及压裂参数优化配置

针对玛北风城组C2~C4页岩油储层强非均质与纹层发育特征,基于物理模拟实验,研究人工裂缝起裂与扩展规律^[33-34]。岩样压后裂缝产状可归纳为三种模式:垂直穿层缝、顺层扩展缝及受天然裂缝诱导的分支缝。裂缝遇纹层界面时呈现穿过、偏转、分叉或截止等多种复合行为^[35-36]。常规压裂参数下,裂缝易优先开启近井低强度纹层,形成以顺层缝为主的简单缝网,但缝高受限、纵向动用难;当压裂液黏度与排量组合优化后产生的净压力足以克服层间应力差时,裂缝可有效穿层并激活远井天然裂缝,形成主缝穿层与分支缝成网的复杂缝结构,大大提高了强非均质与纹层发育储层的渗流能力。

2.1 纵向穿层受限

玛北风城组页岩油储层压裂过程中人工裂缝的纵向穿层能力是实现立体改造的关键。但受控于其独特的厘米-毫米级纹层+岩性夹层(硅质条带、云质条带、盐条带等)发育”的地质结构及复杂的地应力场,裂缝纵向扩展受到显著抑制,呈现出高度受限的阶梯式穿层特征。通过真三轴压裂物理模拟实验,对玛页1H井岩心(含纹层与夹层)分别采用高黏度(80 mPa·s)和低黏度(10 mPa·s)压裂液进行测试,结果如图7所示。精细压裂物理模拟与现场微地震、声波测井监测共同揭示,人工裂缝在纵向扩展时并非垂直贯穿,而是频繁受纹层界面或岩性夹层阻挡,发生转向或沿界面滑移,形成多级阶梯状扩展路径。图7(a)显示,采用高黏度压裂液时,裂缝呈阶梯式穿层扩展,路径迂曲;图7(b)显示,采用低黏度压裂液时,纹层被优先开启,盐夹层对缝高扩展形成局部抑制,最终呈现“十”字形裂缝形态。这种高度迂曲的穿层方式不仅限制了缝高方向的有效扩展距离,也严重阻碍了支撑剂在垂向上的运移与铺置。玛北风城组页岩油储层压裂中,人工裂缝纵向穿层面临密集纹层界面物理阻挡与显著层间应力差应力遮挡的双重压制,导致“穿不高、扩不匀”成为普遍现象。当前有限的缝高扩展范围(普遍低于20 m)难以有效沟通纵向多层系(C2~C4),严重制约了储层纵向整体动用程度。

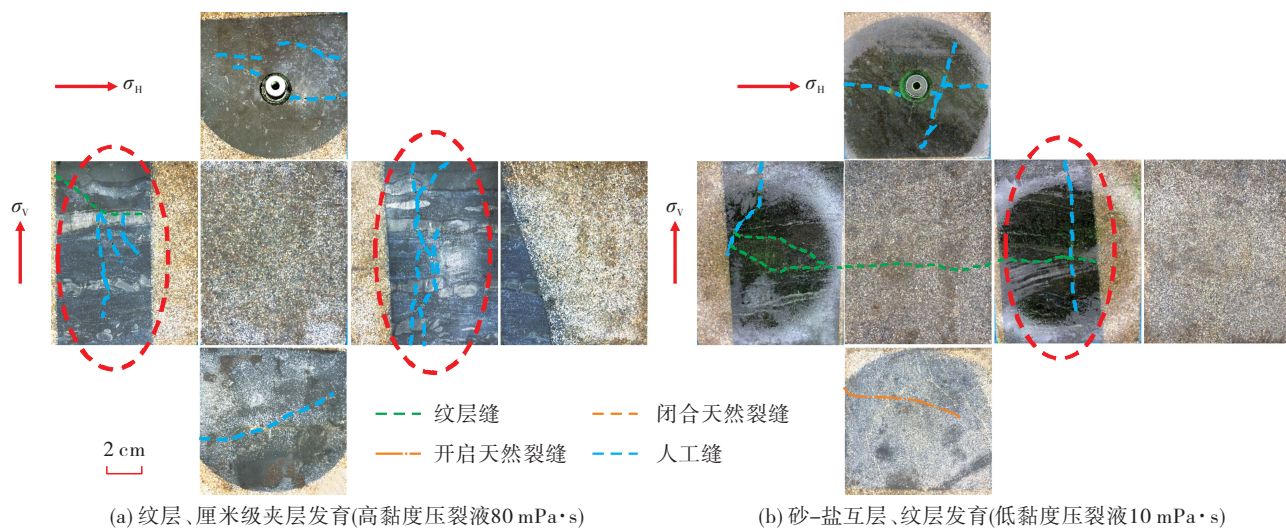


图7 纹层、夹层对缝高扩展形态的影响

Fig. 7 Effects of laminae and interbeds on fracture height propagation morphology

2.2 天然裂缝开启机制

玛北风城组页岩油天然裂缝发育程度高,天然裂缝与人工裂缝主扩展方向的几何交角的大小是决定裂缝开启规模与扩展效应的核心控制因素。采用玛页1H井岩心开展真三轴压裂实验,观察不同夹角条

件下的裂缝扩展行为,结果如图8所示。图8(a)显示,当天然裂缝与人工裂缝主方向呈低交角产出时,人工裂缝延伸过程中的缝内净压力更易克服天然裂缝面的闭合应力,可诱导天然裂缝发生大范围开启,人工裂缝整体也会沿着天然裂缝面发生局部转向,进而形

成更多的分支裂缝,提升裂缝系统的复杂程度。图8(b)显示,当天然裂缝与人工裂缝主方向呈高交角产出时,裂缝面受到的法向约束作用更强,缝内净压力

仅能诱导裂缝发生局部开启,不会改变人工裂缝的整体扩展方向,开启后的裂缝宽度普遍较窄,以增加压裂液滤失为主要效应。

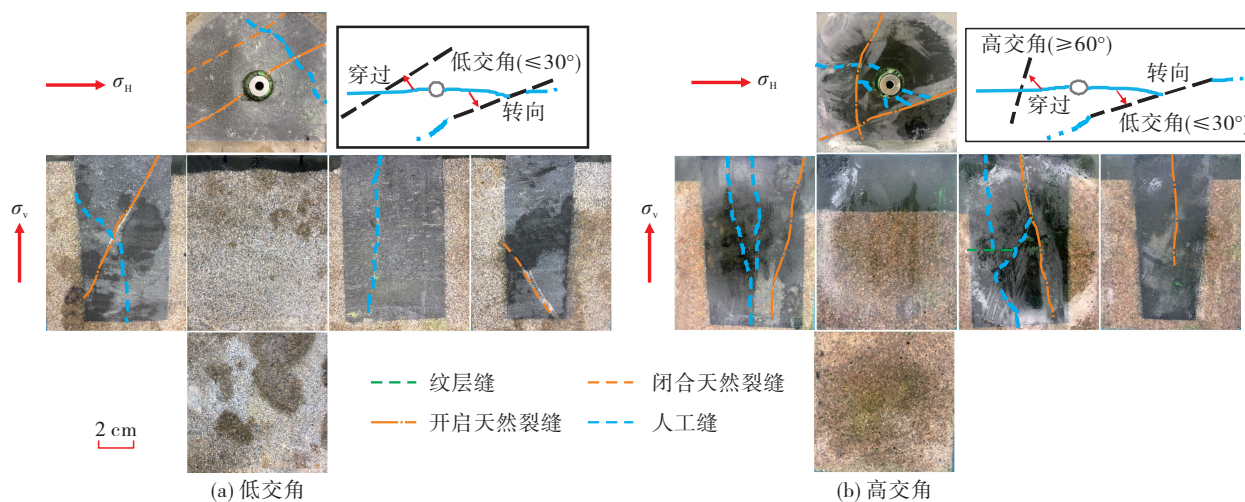


图8 天然裂缝对裂缝扩展形态的影响

Fig. 8 Effects of natural fractures on fracture propagation morphology

2.3 压裂施工参数优化配置

前述地质特征与裂缝扩展规律表明,压裂改造效果的核心控制环节不仅在于地质条件的先天禀赋,更在于注入参数与地质特征的适配性。玛北风城组页岩油压裂实践与物理模拟实验共同证实,压裂初期起裂阶段的注入参数组合决定了人工裂缝的最终形态与扩展范围,是参数优化的核心环节。采用玛页1H井岩心开展真三轴压裂实验,对比不同压裂液黏度(10 mPa·s、80 mPa·s)下的裂缝形态,结果如图9所示。低黏度压裂液(10 mPa·s)、高排量(5 m³/min)条件下,岩石破裂压力较低,裂缝优先沿纹层、天然裂缝等力学弱面扩展,岩石整体破裂不充分,呈现“起而不破”的特征。最终裂缝形态复杂迂曲但缝宽普遍偏窄,难以满足支撑剂有效铺置要求,形成的裂缝平均缝宽仅约90 μm。而高黏度压裂液(80 mPa·s)、高排量(5 m³/min)可实现岩石的彻底破裂,破裂过程特征清晰,最终形成形态简单平直、缝宽充足的主裂缝,缝宽可达235 μm。对比可见,高黏度压裂液在造宽缝方面具有显著优势。

2.4 支撑剂运移与有效充填机制

玛北风城组页岩油储层特有的“复合层效应”不仅使人工裂缝穿层形态复杂化,更对支撑剂在复杂缝网中的运移与分布产生显著影响。裂缝几何形态与支撑剂运输之间存在强烈的耦合作用,前者决定了支撑剂可进入的物理空间,后者决定了缝网系统导流能力分布特征。明确复杂裂缝内的支撑剂运移规律与有效充填机制,对优化压裂施工参数、提升整体改造效果具有关键意义。

纵向裂缝的强迂曲特征是制约支撑剂有效运移的首要因素。通过真三轴物理模拟实验,对玛页1H井岩心压裂后的裂缝宽度进行沿程测量,结果如图10所示。在纹层界面与岩性界面发育的背景下,水力裂缝难以平直贯穿,多以阶梯形态发生穿层扩展。物理模拟实验表明,裂缝在偏折处的宽度衰减可达60%以上,局部形成显著几何约束,即当缝宽小于支撑剂粒径的某一临界倍数时,颗粒将无法通过。根据玛北页岩油储层实际测试结果,支撑剂可进入的极限缝宽约为其粒径的2.7倍,这意味着常规粒径支撑剂在穿层偏折处将面临严重运移受阻风险。

支撑剂在立体缝网中的充填呈现显著非均质性。吉木萨尔页岩油室内压裂实验后的裂缝以及支撑剂分布三维重构提供了重要借鉴,如图11所示。现场取样与室内实验综合分析表明,吉木萨尔页岩油储层压裂后支撑剂充填体积不足缝网总体积的20%,且主要富集于射孔层段附近的主裂缝内。纹层缝、分支缝及穿层缝普遍缺乏有效支撑,外围裂缝虽已开启却难以维持长期导流能力。这一现象与多级裂缝内的支撑剂分流机制密切相关,主缝内流体流速高、携砂能力强,支撑剂以悬浮或滚动方式快速通过;进入分支裂缝后,流速骤降、携砂能力衰减,支撑剂易在入口处沉积堵塞,阻碍后续颗粒进入。

支撑剂粒径与裂缝开度的匹配关系是控制充填效果的核心参数。吉木萨尔现场经验证明,200目及120/140目支撑剂主要堆积于射孔层段主缝内,难以进入次级裂缝;400目超小粒径支撑剂可有效运移至

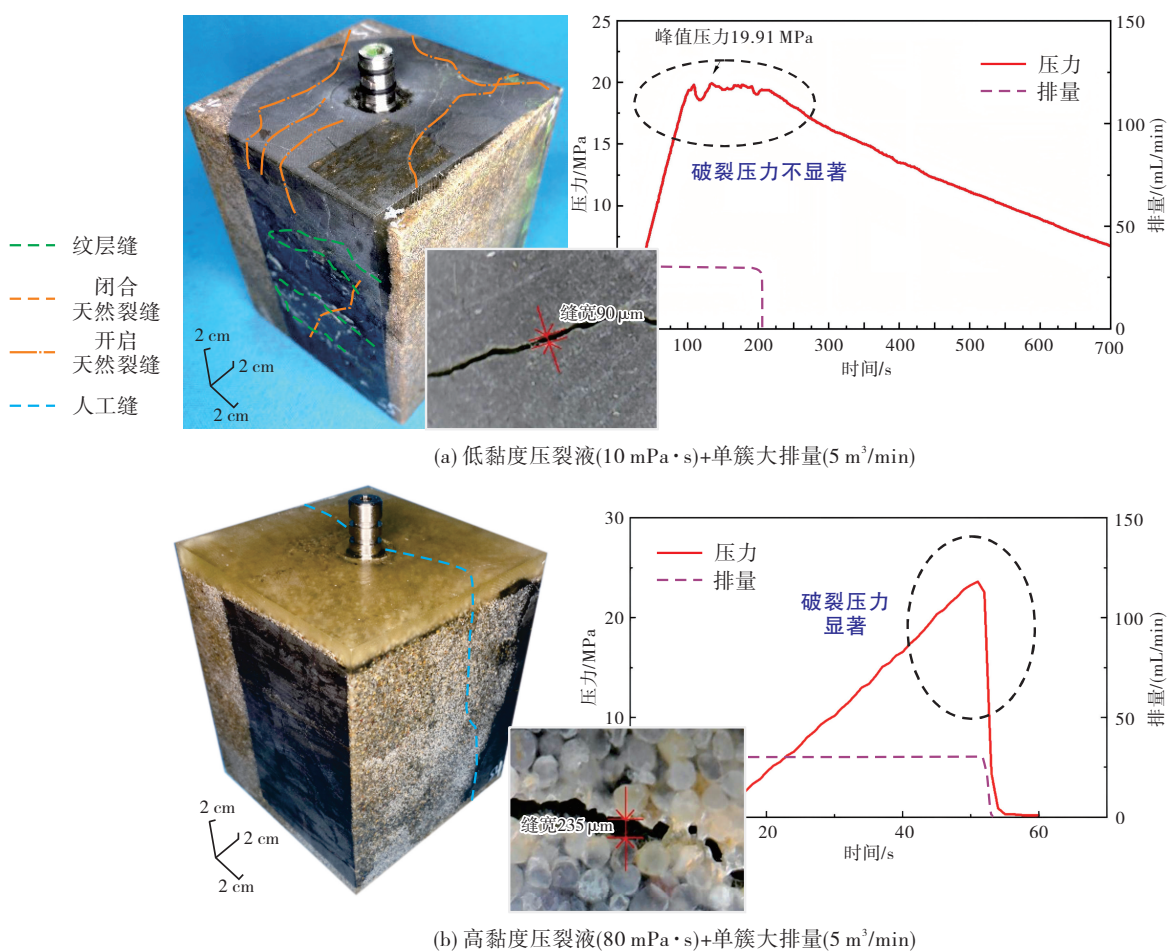


Fig. 9 Fracturing results of the cores from Well Maye 1H

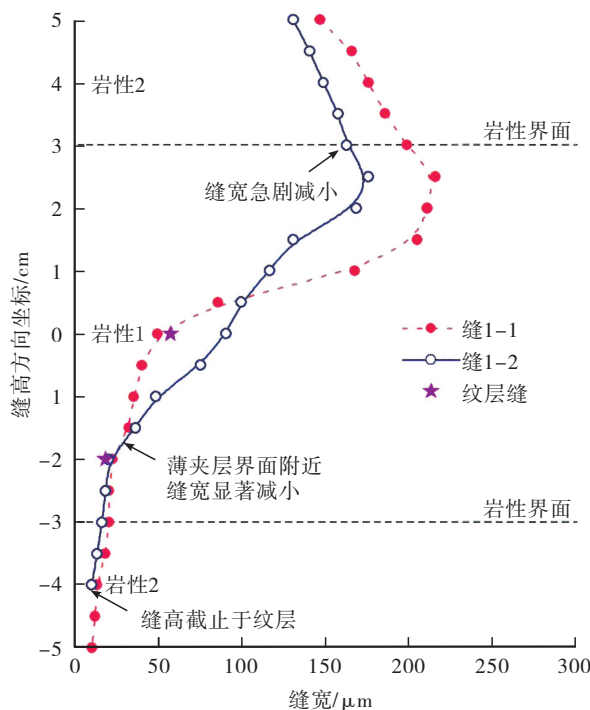


Fig. 10 Variation of fracture width along fracture height

纹层缝及上邻层内,使支撑充填体积由23.5%提升至46.5%。这一认识与微粉支撑剂运移规律研究结论一致,随着粒径由200目减小至600目,支撑剂在次级裂缝中的充填效率逐步提高,更易进入裂缝网络的远端区域。

相较于吉木萨尔页岩油,玛北风城组储层由于杨氏模量高、裂缝开度窄,分支裂缝宽度约为主缝的三分之一,实现全域支撑的难度更大。窄缝条件下,常规20/40目、30/50目支撑剂的运移能力严重受限,砂堵风险显著升高。理论分析与实验研究表明,当缝宽大于支撑剂粒径5倍时,支撑剂方可顺利进入裂缝。

前置液阶段的施工参数优化对改善支撑剂全域运移具有基础性作用。起裂初期采用“高黏度+大排量”的组合策略,有利于裂缝充分起裂、降低近井筒区域的裂缝迂曲程度,为主缝的顺畅扩展创造有利几何条件。在此基础上,提升小粒径支撑剂用量或引入低密度支撑剂,可在主缝内形成有效打磨,在降低流动阻力的同时促使更多支撑剂进入微裂缝系统,从而提升整体支撑效果。这一理念强调从源头上优化裂缝

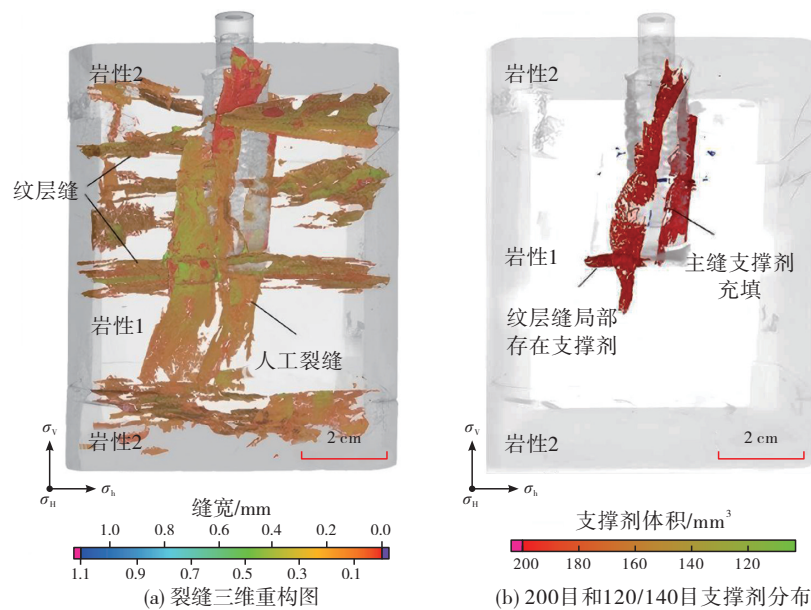


图11 吉木萨尔页岩油压裂裂缝及支撑剂分布特征^[16]

Fig. 11 Fracture and proppant distribution in fracturing of Jimsar shale oil ^[16]

形态,为后续支撑剂输运提供更通畅的通道。

裂缝网络内不同部位的导流能力因支撑剂分布差异而呈现显著非均质性。玛页1H井岩心室内压裂实验后的裂缝以及支撑剂分布如图12所示。本文提

出“斜纹层缝+天然裂缝+人工裂缝”组合缝网的概念,以描述玛北风城组压裂后形成的复杂裂缝系统。其中,斜纹层缝为沿低角度纹层界面扩展的裂缝,天然裂缝为原有构造裂缝,人工裂缝为水力主裂缝。

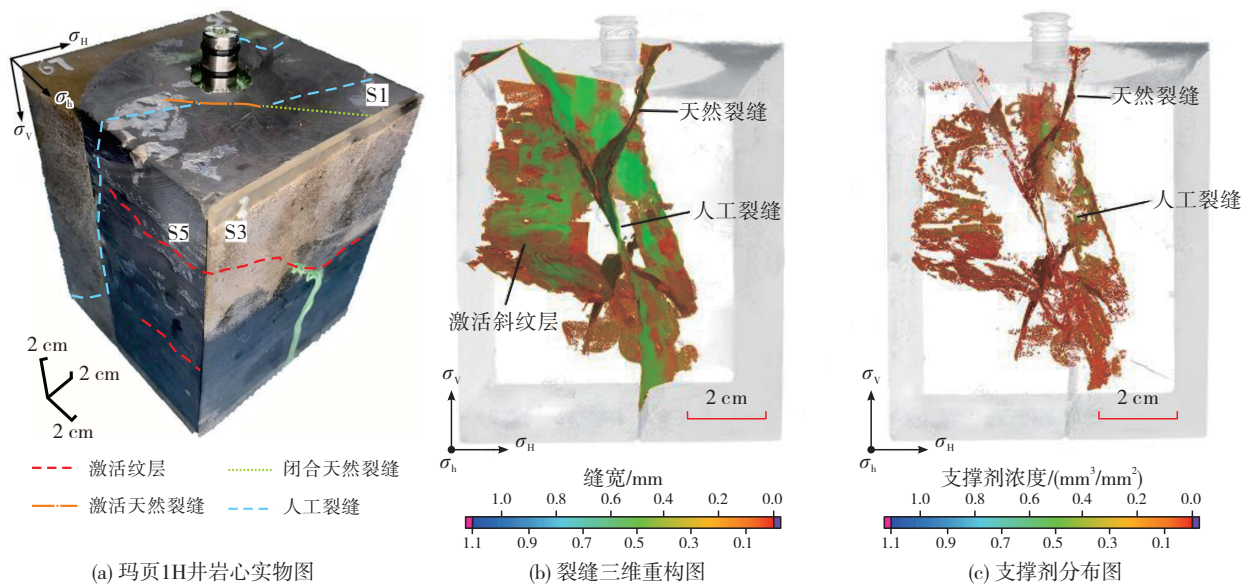


图12 玛页1H井岩心“纹层缝+天然裂缝+人工裂缝”组合形态及支撑剂铺置效果

Fig. 12 Combined morphology of "lamination fractures + natural fractures + hydraulic fractures" and placement of proppant in a collected core from Well Maye 1H

对玛页1H井压裂后组合缝网岩心不同位置开展导流能力测试,结果如图13所示。“斜纹层缝+天然裂缝+人工裂缝”组合缝网中,含支撑剂主缝的导流能力最高,其次为含支撑剂纹层缝,而无支撑剂人工裂缝与无支撑剂纹层缝的导流能力依次降低。随着有效闭合应力增加,各类裂缝导流能力均快速下降,当有

效闭合应力超过25 MPa后,无支撑剂裂缝将完全闭合,丧失导流贡献。在高闭合应力条件下,裂缝系统的长期有效性高度依赖于支撑剂在缝网全域的分布范围与充填程度。

综上所述,“复合层效应”通过控制裂缝形态间接约束了支撑剂的运移空间与分布模式。应在深入认

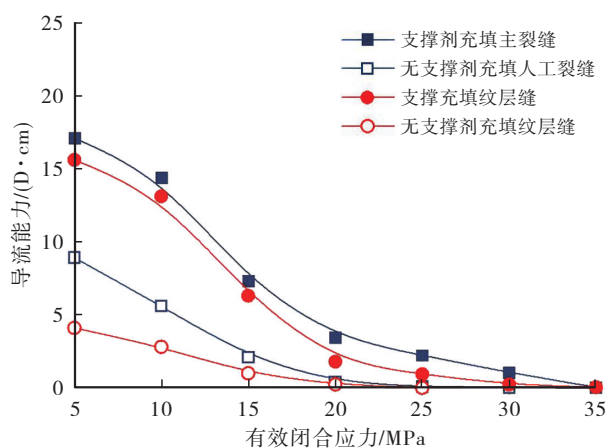


图13 组合缝网内不同位置岩心导流能力测试结果

Fig. 13 Conductivity test results of cores at different locations within the combined fracture network

识缝宽与支撑剂粒径匹配关系的前提下,依据裂缝网络的多级结构优化支撑剂粒径组合;同时通过前置液阶段的施工参数设计改善裂缝形态,为后续支撑剂运移创造有利条件。超小粒径支撑剂的持续研发有望进一步拓展可支撑裂缝的范围,但需结合沉降堆积规律进行精细优化。

3 结论和展望

1)玛北风城组页岩油储层矿物以高脆性组分为主,石英和碳酸盐岩含量超70%,但矿物在厘米-毫米尺度剧烈变化,形成密集刚-脆性纹层与岩性夹层,显著增强岩石力学各向异性与界面强度,构成裂缝扩展的天然屏障。

2)玛北页岩油压裂地质特征呈现“四高一强”特点,即高地应力、高岩石强度与杨氏模量、高天然裂缝密度、高脆性以及强非均质性,人工裂缝起裂与扩展难度大,形态多样且受控因素复杂。水平最小主应力达80 MPa以上,水平应力差仅7.0~9.8 MPa,理论上利于缝网复杂化,但受高应力与纹层界面双重压制,裂缝纵向扩展呈阶梯式受限特征,缝高普遍小于20 m,难以实现多层系立体动用。

3)天然裂缝与人工裂缝的交角关系决定其激活效应。低角度交角时可诱导分支缝形成,提升缝网复杂度;高角度交角时则以压裂液滤失为主,对缝网贡献有限。

4)支撑剂运移受缝宽控制显著,裂缝偏折处宽度衰减超60%,仅当缝宽大于粒径2.7倍时支撑剂可通过。常规粒径支撑剂难以进入次级裂缝,采用超小粒径支撑剂可有效提升充填体积,实现从主缝到分支缝的全域支撑。

参考文献

- [1] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHU Rukai, et al. Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [2] 刘嘉, 张焕芝, 杨金华, 等. 全球油气勘探开发形势及技术发展趋势[J]. 世界石油工业, 2019, 26(6): 6-11.
LIU Jia, ZHANG Huanzhi, YANG Jinhua, et al. Global petroleum E&P and technology development outlook[J]. World Petroleum Industry, 2019, 26(6): 6-11.
- [3] 吴西顺, 孙张涛, 杨添天, 等. 全球非常规油气勘探开发进展及资源潜力[J]. 海洋地质前沿, 2020, 36(4): 1-17.
WU Xishun, SUN Zhangtao, YANG Tiantian, et al. Global progress in exploration and development of unconventional hydrocarbons and assessment of resources potential[J]. Marine Geology Frontiers, 2020, 36(4): 1-17.
- [4] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组扇控大面积岩性油藏勘探实践[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(6): 14-23.
KUANG Lichun, TANG Yong, LEI Dewen, et al. Exploration of fan-controlled large-area lithologic oil reservoirs of Triassic Baikouquan Formation in slope zone of Mahu Depression in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(6): 14-23.
- [5] 白玉彬, 任海蛟, 张军, 等. 页岩油组分特征及可动性评价——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(5): 1582-1596.
BAI Yubin, REN Haijiao, ZHANG Jun, et al. Component characteristics and mobility assessment of shale oil: A case study of the Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1582-1596.
- [6] 邹阳, 陈文顺, 罗刚, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖页岩油富集和高产主控因素[J]. 新疆石油地质, 2025, 46(6): 693-702.
ZOU Yang, CHEN Wenshun, LUO Gang, et al. Main factors controlling the enrichment and high production of alkaline lacustrine shale oil in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2025, 46(6): 693-702.
- [7] 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.
- [8] 张宸嘉, 曹剑, 王俞策, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油富集规律[J]. 石油学报, 2022, 43(9): 1253-1268.

- ZHANG Chenjia, CAO Jian, WANG Yuce, et al. Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(9): 1253–1268.
- [9] 冯允献, 唐勇, 秦志军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷北斜坡带风城组沉积特征及古环境演化[J]. *石油学报*, 2025, 46(7): 1308–1326.
- FENG Yunxian, TANG Yong, QIN Zhijun, et al. Sedimentary characteristics and palaeoenvironmental evolution of Fengcheng Formation in the northern slope zone of Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(7): 1308–1326.
- [10] 康逊, 谭静强, 胡文瑄, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷全油气系统成储机制差异性[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1250–1266.
- KANG Xun, TAN Jingqiang, HU Wenxuan, et al. Differences in reservoir formation mechanisms across the whole petroleum system in the Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1250–1266.
- [11] 李国欣, 覃建华, 鲜成钢, 等. 致密砾岩油田高效开发理论认识、关键技术与实践——以准噶尔盆地玛湖油田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(6): 1185–1197.
- LI Guoxin, QIN Jianhua, XIAN Chenggang, et al. Theoretical understandings, key technologies and practices of tight conglomerate oilfield efficient development: A case study of the Mahu Oilfield, Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(6): 1185–1197.
- [12] 魏绍蕾, 苏映宏, 黄学斌, 等. 玛湖油田开发经验对特低渗-致密油藏开发的借鉴意义[J]. *当代石油石化*, 2021, 29(2): 33–38.
- WEI Shaolei, SU Yinghong, HUANG Xuebin, et al. Mahu Oilfield development and implication on extra-low permeability/tight oil reservoirs[J]. *Petroleum & Petrochemical Today*, 2021, 29(2): 33–38.
- [13] 李晓山, 叶义平, 王硕, 等. 玛湖油区一体化高效开发模式实践与应用[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 44(2): 105–112.
- LI Xiaoshan, YE Yiping, WANG Shuo, et al. Application of integrated and efficient development model in Mahu Area[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2022, 44(2): 105–112.
- [14] 张荔, 王博, 吕振虎, 等. 非常规储层整体压裂智能优化[J]. *新疆石油天然气*, 2024, 20(4): 36–43.
- ZHANG Li, WANG Bo, LV Zhenhu, et al. Intelligent optimization of integral fracturing in unconventional reservoirs[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2024, 20(4): 36–43.
- [15] 赵号晋, 白佳帅, 王立伟, 等. 玛北油田玛2井区地质特征及开发措施分析[J]. *中外能源*, 2024, 29(2): 46–52.
- ZHAO Haojin, BAI Jiashuai, WANG Liwei, et al. Analysis of geological characteristics and development measures of Ma2 Well Block in Mabei Oilfield[J]. *Sino-Global Energy*, 2024, 29(2): 46–52.
- [16] ZOU Y, SHI S, ZHANG S, et al. Hydraulic fracture geometry and proppant distribution in thin interbedded shale oil reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 1185–1194.
- [17] ZOU Y, ZHANG S, MA X, et al. Hydraulic fracture morphology and conductivity of continental shale under the true-triaxial stress conditions[J]. *Fuel*, 2023, 352: 129056.
- [18] ZOU Y, LI Y, YANG C, et al. Fracture propagation law of temporary plugging and diversion fracturing in shale reservoirs under completion experiments of horizontal well with multi-cluster sand jetting perforation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(3): 715–726.
- [19] PATTERSON R, YU W, WU K. Integration of microseismic data, completion data, and production data to characterize fracture geometry in the Permian Basin[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 56: 62–71.
- [20] ZENG Z, HAROUAKA A. A new method for assessing stage-based hydraulic fracturing quality in Wolfcamp Formation of Permian Basin[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 195: 107740.
- [21] 李鹏, 熊健, 晏奇, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组岩性对岩石力学特性的影响[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(4): 569–578.
- LI Peng, XIONG Jian, YAN Qi, et al. Lithological influences to rock mechanical properties of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(4): 569–578.
- [22] 刘杨, 李兆磊, 李晋. 玛北地区页岩油压裂缝网分析及评价[J]. *油气藏评价与开发*, 2026, 16(2): 451–457.
- LIU Yang, LI ZhaoLei, LI Jin. Analysis and evaluation of shale oil fracture network in Mabei area[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2026, 16(2): 451–457.
- [23] 曹峰, 何建华, 邓虎成, 等. 玛北地区风城组页岩储层构造裂缝有效性评价及其油气地质意义[J]. *中国矿业大学学报*, 2024, 53(6): 1198–1217.
- CAO Feng, HE Jianhua, DENG Hucheng, et al. Evaluation of the effectiveness of tectonic fractures in shale reservoirs of Fengcheng Formation in Mabei area and its geological significance for oil and gas[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2024, 53(6): 1198–1217.
- [24] ZOU Y, MA X, ZHOU T, et al. Hydraulic fracture growth in a layered formation based on fracturing experiments and discrete element modeling[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2017, 50(9): 2381–2395.
- [25] 刘先珊, 钱磊, 李满, 等. 层理面遇天然裂隙的页岩储层水力裂缝网络复杂性研究[J]. *工程地质学报*, 2024, 32(4): 1309–1321.

- LI Xianshan, QIAN Lei, LI Man, et al. 2024. Study on the complexity of hydraulic fracture network in shale reservoirs considering the bedding planes encountering the natural fractures [J]. *Journal of Engineering Geology*, 2024, 32 (4) : 1309–1321.
- [26] 盛茂, 邓超, 李杰, 等. 非均匀射孔控制多簇裂缝均衡扩展机制及参数优化[J]. *新疆石油天然气*, 2024, 20(3): 54–63. SHENG Mao, DENG Chao, LI Jie, et al. Non-uniform perforation to balance multi-cluster fractures propagation and parameter optimization [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2024, 20 (3) : 54–63.
- [27] ZHANG X H, ZHANG S C, ZOU Y S, et al. Fracture propagation characteristics of layered shale oil reservoirs with dense laminas under cyclic pressure shock fracturing [J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2024, 10, 154.
- [28] 王菲, 刘伟, 邓金根, 等. 基于有限元方法的层理弱面对页岩水力裂缝扩展影响规律[J]. *石油科学通报*, 2025, 10 (4): 719–735. WANG Fei, LIU Wei, DENG Jingen, et al. FEM numerical simulation for hydraulic fracture propagation in shale reservoirs influenced by weak bedding planes [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2025, 10(4): 719–735.
- [29] 李军亮, 张奎华, 冯海风, 等. 层理倾角对富碳酸盐页岩裂缝扩展规律影响的直剪试验离散元模拟[J]. *石油科学通报*, 2025, 10(6): 1199–1214. LI Junliang, ZHANG Kuihua, FENG Haifeng, et al. Discrete element simulation of direct shear tests for investigating the influence of bedding dips on fracture propagation in carbonate-rich shale [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2025, 10(6): 1199–1214.
- [30] YANG P, ZHANG S, ZOU Y, et al. Fracture propagation, proppant transport and parameter optimization of multi-well pad fracturing treatment [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(5): 1065–1073.
- [31] YANG P, ZHANG S C, ZOU Y S, et al. Numerical simulation of integrated three-dimensional hydraulic fracture propagation and proppant transport in multi-well pad fracturing [J]. *Computers and Geotechnics*, 2024, 167.
- [32] 王博, 盛少鹏, 廖顺利, 等. 支撑剂缝内运移铺置特征研究方法及其主控因素[J]. *新疆石油天然气*, 2025, 21(4): 34–46. WANG Bo, SHENG Shaopeng, LIAO Shunli, et al. Research methods and main control factors of proppant migration and placement characteristics within fractures [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2025, 21(4): 34–46.
- [33] LI N, ZHANG S, ZOU Y, et al. Acoustic emission response of laboratory hydraulic fracturing in layered shale [J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2018, 51(11): 3395–3406.
- [34] LI N, ZHANG S, ZOU Y, et al. Experimental analysis of hydraulic fracture growth and acoustic emission response in a layered formation [J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2018, 51(4): 1047–1062.
- [35] ZANG C, JIANG H, SHI S, et al. An analysis of the uniformity of multi-fracture initiation based on downhole video imaging technology: A case study of Mahu tight conglomerate in Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(2): 448–457.
- [36] 齐洪岩, 王振林, 郑国庆, 等. 页岩油储集层水平井密切割压裂裂缝非均衡扩展机理[J]. *新疆石油地质*, 2025, 46 (6): 734–741. QI Hongyan, WANG Zhenlin, ZHENG Guoqing, et al. Unbalanced fracture propagation mechanism during horizontal well intensive fracturing in shale oil reservoirs [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2025, 46(6): 734–741.

(修改回稿日期: 2026-05-08 编辑: 何园)