

钻井液对深层碳酸盐岩力学性质弱化规律探究

陈超^{1,2}, 韩正波^{1,2}, 夏阳^{3,4}, 赵振^{3,4}, 陈修平^{1,2}

1 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 乌鲁木齐 830011

2 中国石化缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 乌鲁木齐 830011

3 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

4 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

* 通信作者, xiayang@vip.126.com

收稿日期: 2025-01-06; 修回日期: 2025-05-04

国家自然科学基金面上项目“深部破碎性地层井壁坍塌力学机理与控制方法”(52374021)资助

摘要 深层碳酸盐岩储层逐渐成为中国增储上产的主体, 但由于深部碳酸盐岩发育有断裂带, 储层破碎, 取心困难, 对其力学特性研究较少。本文对顺北区块奥陶系鹰山组碳酸盐岩进行力学特性分析。基于矿物组分分析研究其微观组构特征, 通过纳米压痕实验对岩样的硬度、弹性模量进行了分析, 基于划痕试验, 探究了现用钻井液的循环作用下, 岩样中不同组分(基质、胶结面、填充物、裂缝)的强度弱化规律。结果表明, 在高温高压环境下, 受钻井液作用, 深层碳酸盐岩呈现显著强度弱化特征: 随浸泡时间增加, 岩样基质、填充物及胶结面强度持续下降, 岩样沿天然裂缝发生断裂。该研究系统阐明了钻井液作用下碳酸盐岩强度弱化规律, 对钻井坍塌压力的计算和钻井液密度的优化提供了理论指导。

关键词 碳酸盐岩; 填充物; 力学性质; 实验研究; 钻井液作用

中图分类号: TE31; P618.13

Study on the weakening law of mechanical properties of deep carbonate rocks by drilling fluid

CHEN Chao^{1,2}, HAN Zhengbo^{1,2}, XIA Yang^{3,4}, ZHAO Zhen^{3,4}, CHEN Xiuping^{1,2}

1 Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi 830011, China

2 Sinopec Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery in Fracture-Cavity Reservoirs, Urumqi 830011, China

3 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

4 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Received: 2025-01-06; Revised: 2025-05-04

Abstract Deep carbonate reservoirs are gradually becoming the main body for increasing reserves and production in China. However, due to the presence of fault zones in deep carbonate rocks, the reservoirs are fragmented and coring is difficult, resulting in limited research on their mechanical properties. This paper conducts a mechanical property analysis of the Ordovician Yingshan Formation carbonate rocks in the Shunbei block. Based on mineral composition analysis, the microstructure characteristics are studied. The hardness and elastic modulus of the rock samples are analyzed through nanoindentation exper-

引用格式: 陈超, 韩正波, 夏阳, 赵振, 陈修平. 钻井液对深层碳酸盐岩力学性质弱化规律探究. 石油科学通报, 2025, 10(03): 575–589

CHEN Chao, HAN Zhengbo, XIA Yang, ZHAO Zhen, CHEN Xiuping. Study on the weakening law of mechanical properties of deep carbonate rocks by drilling fluid. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(03): 575-589. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.013

iments. Based on scratch tests, the strength weakening laws of different components (matrix, cementation surface, fillings, and fractures) in the rock samples under the circulation of the currently used drilling fluid are explored. The results show that under high-temperature and high-pressure conditions, the deep carbonate rocks exhibit significant strength weakening characteristics due to the action of the drilling fluid: as the soaking time increases, the strength of the rock sample matrix, fillings, and cementation surfaces continuously decreases, and the rock samples fracture along natural fractures. This study systematically clarifies the strength weakening laws of carbonate rocks under the action of drilling fluid, providing theoretical guidance for the calculation of drilling collapse pressure and the optimization of drilling fluid density.

Keywords carbonate rock; filling material; mechanical properties; experimental research; drilling fluid action

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.013

0 引言

碳酸盐岩地层受挤压构造作用,会形成沿断裂发育的脆性破碎带(图1),断裂破碎带对深层、超深层碳酸盐岩油气藏勘探开发起到关键作用^[1],在顺北油田中,断裂破碎带显著改善碳酸盐岩致密储层孔渗条件,使其成为油气富集带^[2-3]。但破碎带地层岩体完整性差、地应力较为复杂。在现场钻探过程中,深部地层钻遇破碎带频繁发生井壁失稳,极易出现井壁垮塌、卡钻、失返性井漏等复杂情况^[4-7],如顺北W井在奥陶系鹰山组钻遇破碎带频繁卡钻,划眼困难,导致回填侧钻^[8-9];川西气田在中三叠统雷口坡组水平段井壁失稳频发,掉块、阻卡严重,导致埋测井仪器、侧钻、提前完钻等复杂情况^[10]。深部碳酸盐岩在钻井液作用下,受钻柱扰动作用,易加剧地层破碎程度,引发井壁失稳。因此,有必要对破碎性碳酸盐岩力学性质、水岩作用下的强度弱化规律进行研究。

针对上述问题,有学者研究得出,在高温高压环境下,深部岩石力学性质发生变化,钻探更加困难^[11],实验表明,碳酸盐岩随温度升高、浸水时间增加,峰值应力大幅降低^[12-13],深层碳酸盐岩在单轴压缩条件下,表现为沿晶格断裂,三轴压缩条件下表现出剪切断裂^[14]。在低围压下,碳酸盐岩脆性强,抗压强度低,高围压时,碳酸盐岩石表现出强塑性,且可能出现塑性硬化^[15]。Sheshde E A等^[16]建立了断裂韧性实测值与估测值之间的回归模型,得出碳酸盐岩的弹性模量随围压的增大而增大,抗压强度随孔隙压力的增大而降低的特性。部分学者对裂缝性碳酸盐岩研究发现,在单轴条件下,岩石裂缝面摩擦系数越大,初始微裂隙长度越短,微裂隙倾角越小,其抗压强度越大^[17]。进一步对裂缝产状进行研究,裂缝走向及力学弱面效应对碳酸盐岩力学性能影响最为显著,当裂缝倾角为60°时力学强度降至最低^[18]。深部碳酸盐岩受构造应力及流体溶蚀作用,裂缝被其他物质充填。

对于此类碳酸盐岩,有学者研究表明,超深层碳酸盐岩储层裂缝填充物多为高纯度方解石,填充物硬度低、胶结程度弱^[19]。在页岩岩样中,随裂缝充填物中方解石含量的增大,试样的弹性模量和峰值应力先减小再增大,当充填物中方解石含量为50%时值最小,岩样表现为剪切破坏,方解石含量越高,破裂面越容易经过填充带^[20]。通过数字岩心分析带有填充物的裂缝变形规律,发现碳酸盐岩填充物的延展性越强,在压力作用下裂缝闭合越明显^[21]。Kallimogiannis等^[22]经实验研究表明,断裂带的破碎泥质灰岩及被角砾岩填充的破碎灰岩波速较低($V_p < 3500 \text{ m/s}$; $V_s < 2400 \text{ m/s}$),弹性模量低,单轴抗压强度低(小于25 MPa),岩石脆性低,在饱和水的情况下,较完整岩石软化效果明显。

本文首先分析了深层碳酸盐岩矿物组成,再通过纳米压痕实验研究了深层碳酸盐岩的力学特性。进一步基于连续划痕试验,揭示了岩样基质、胶结面、填充物及裂缝受钻井液作用下发生强度弱化的力学规律,为深层碳酸盐岩的力学性质研究提供理论依据。

1 储层岩样分析

1.1 储层构造分析

塔里木盆地构造演化具有长期性与多旋回性演化特征,现今构造格局呈现出多期构造变形叠加的复合构造特征。盆地内中央隆起带作为关键构造单元,是在前震旦系基底古隆起背景上继承性发育的大型复合构造带,经历多期构造运动改造后最终定型为近东西向展布的大型隆起体系。该构造带由卡塔克隆起、巴楚隆起、古城墟隆起及顺托果勒低隆起等次级构造单元共同构成,其中顺托果勒低隆起作为特殊的构造—地貌单元,其构造位置具有显著的地质意义。从构造格架分析,顺托果勒低隆起位于中央隆起带北缘,北界毗邻沙雅隆起构造带,南接卡塔克隆起及古城墟隆起。其构造展布具有明显过渡特征:西、东两侧分别

与阿瓦提坳陷和满加尔坳陷呈过渡接触关系(图1),构成隆起-坳陷转换的典型构造样式。这种独特的构造位置使其成为连接盆地南北构造域与东西构造单元的关键衔接带。

1.2 储层岩心情况

顺北区块位于塔里木盆地顺托果勒低隆,主要发育顺北4号断裂带、6号断裂带、8号断裂带。8号带是北东向主干断裂带,断裂变形特征明显,具有走滑性质,以拉分为主。本文测试岩样取自8号断裂带北

段W井,取心段位于储层奥陶系鹰山组($O_{1-2}y$)。储层段岩性为灰岩,包括灰色泥晶灰岩、含泥质泥晶灰岩、(含)砂屑泥晶灰岩等。破碎性储层取心方式为常规取心,因在破碎性地层内部难以取到完整岩心,因此在破碎带边缘相对完整的基岩或砾岩区域进行取心。经现场分析,该井断裂带深大致位于8291~8383 m,而取心深度位于8318~8322 m,取心进尺4.70 m,取出岩心长4.5 m,取心率为95.74%,岩心图片如图2所示。

储层岩心整体致密,裂缝较发育,多呈网状分布。岩心总长5.1 m,共发育裂缝105条,裂缝密度

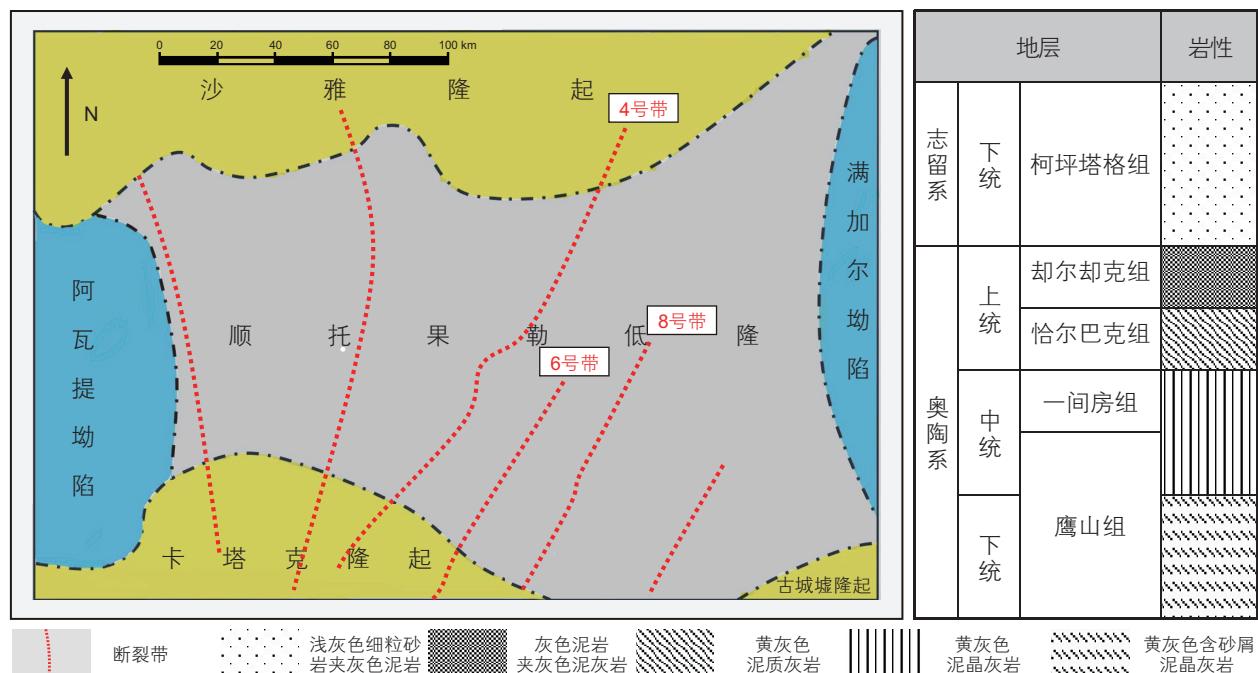


图1 顺北地区位置构造及岩性划分

Fig. 1 Location, structure and lithology division in the Shunbei Area



图2 顺北W井岩心整体情况

Fig. 2 The overall situation of the core of well W in Shunbei

11.895 条/m, 其中立缝 46 条, 斜缝 51 条, 平缝 8 条(其中巨缝 21 条、大缝 25 条、中缝 39 条、小缝 20 条), 整体开启程度低, 多被透明次生方解石全充填(局部半充填)。从产状来看, 裂缝与岩心呈垂直相交为立缝, 水平相交为直立缝, 斜交为斜缝。从开度来看, 大于 10 mm 为巨缝, 5~10 mm 为大缝、1~5 mm 为中缝, 0.1~1 mm 为小缝, 0.01~0.1 mm 为微缝。小于 0.01 mm 为超微缝。岩心见缝合线 8 条, 较清晰, 延伸较长, 与岩心斜交, 产状一致, 密度 1.78 条/m, 开启程度低, 被灰黑色有机质全充填。岩心性硬、脆, 断口呈贝壳状, 岩心未见溶蚀孔洞, 裂缝发育; 岩心表面具有因断裂造成的坍塌构造发育, 坍塌形成角砾状构造在岩心表面不均匀分布, 角砾之间被灰白色方解石全充填, 形成网状裂缝, 沟通性好, 表明储层为裂缝性碳酸盐岩储层。岩心填充物可见晶体, 解理面

清晰平滑, 性质硬脆、致密, 受力易沿解理面开裂。W 井岩心裂缝发育情况如图 3 所示。

1.3 矿物组分测试

取 W 井岩样进行矿物组分分析, 将岩样基质及填充物取样研磨为 400 目粉末, 放入 Ultima IV 型 X 射线衍射仪测定矿物能谱, 分析矿物组分, 为消除实验误差, 共制备 5 组实验样品。结果表明, 基质成分为 90% 方解石及 10% 石英, 填充物成分为 99% 方解石及 1% 石英(能谱见图 4)。表明岩样主要成分为方解石, 且填充物纯度更高。

1.4 纳米压痕测试

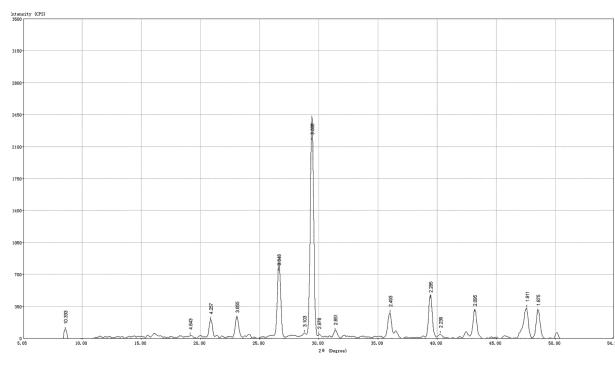
(1) 实验设备及样品

选取顺北 8 号带储层岩样进行纳米压痕力学特性



图 3 W 井岩心裂缝发育情况图

Fig. 3 Core fracture development of well W



分析, 测定矿物基质和填充物的弹性模量及硬度, 研究两者力学性质。共选取基质8个压痕点、填充物8个压痕点, 取平均值消除误差。填充物压痕点记为#1-#8, 基质压痕点记为#9-#16。

实验设备采用Keysight G200 纳米压痕仪。该仪器通过驱动压头压入试样, 自动测量施加的载荷和压入试样的深度, 基于压入力学模式识别出材料的硬度 H 和弹性模量 E , 力学参数计算公式如下:

压痕硬度反映出材料抵抗变形破碎的能力, 通过最大压痕载荷 P_{\max} 与投影接触面积 A_h 的比值计算:

$$H = \frac{P_{\max}}{A_h} \quad (1)$$

其中, P_{\max} 为最大载荷, A_h 为压头与岩样接触面积, H 为硬度。

弹性模量反映出材料抵抗形变的能力, 其计算公式如下:

$$\frac{1}{E_r} = \frac{(1-\nu^2)}{E} + \frac{(1-\nu_i^2)}{E_i} \quad (2)$$

其中, E 和 ν , E_i 和 ν_i 分别为测试材料和压头的弹性模量和泊松比, 对于Berkovich压头, 弹性模量 $E_i=1141$ GPa, 泊松比 $\nu_i=0.07$ 。

式中 E_r 为等效弹性模量, 计算公式如下:

$$E_r = \frac{\sqrt{\pi}}{2\beta} \frac{S}{\sqrt{A(h)}} \quad (3)$$

其中, 对于Berkovich压头, $\beta=1.034$ 。

(2) 实验结果

岩样硬度及弹性模量结果如表1所示, 实验压头深度与载荷曲线见图5。从实验结果可知, 基质弹性模量最高为72.9 GPa, 最低为63.7 GPa, 平均值69.88 GPa; 填充物弹性模量最高为77 GPa, 最低为52.2 GPa, 平均值66.3 GPa。基质硬度最高为

2.04 GPa, 最低为1.61 GPa, 平均值1.84 GPa; 填充物硬度最高为2 GPa, 最低为1.43 GPa, 平均值1.77 GPa; 从结果来看, 基质弹性模量均值较填充物高5.1%, 硬度均值较填充物高3.5%。在相同条件下, 基质产生的弹性变形量更小, 韧性更低, 脆性更大。

2 划痕测试

2.1 实验原理

通过尖刀头对岩样进行切削, 产生塑形破坏, 可以确定岩样的单轴抗压强度(图6)。Detournay^[24]等人将切削过程中的尖刀头受力进行分解, 建立了塑形破坏模式下的力学模型, 基于该模型定义了单轴抗压强度。

如图所示为尖刀头对岩样进行划痕测试的示意图。在塑性破坏模式下, 尖刀头以0.18 mm深度对岩样进行切削, 刀头对岩样的作用力 F_c 可以分解为法向作用力 F_n^c 和切向作用力 F_s^c 。

$$F_n^c = \zeta \varepsilon w d \quad (4)$$

$$F_s^c = \varepsilon w d \quad (5)$$

其中, c 表示作用于岩石的力的方向, n 表示法向, s 表示切向; F_n^c 为刀头切削面法向力, N; F_s^c 为刀头切削面切向力, N; ε 为岩石固有破碎比功, MPa; w 为划痕刀头宽度, mm; d 为刮痕深度, mm; $\zeta=\tan(\theta+\varphi)$, 为法向力与切向力的比值; θ 为刀头后倾角, °; φ 为界面摩擦角, °。

划痕强度 S 定义如下:

$$S = F_n / w d \quad (6)$$

其中, S 为划痕强度, MPa。

结合(4)(6)式, 可以得到尖刀头获取划痕强度的关系式:

表1 纳米压痕测试结果

Table 1 Nanoindentation test results

填充物序号	模量/GPa	硬度/GPa	基质序号	模量/GPa	硬度/GPa
#1	71.0	1.95	#9	69.2	1.97
#2	68.5	1.78	#10	72.1	1.86
#3	52.2	1.5	#11	72.9	2.04
#4	53.9	1.43	#12	71.7	1.89
#5	75.3	1.72	#13	64.8	1.61
#6	64.8	1.87	#14	74.0	1.8
#7	67.7	2.0	#15	70.7	1.96
#8	77.0	1.98	#16	63.7	1.61
均值	66.3	1.78	均值	69.9	1.84

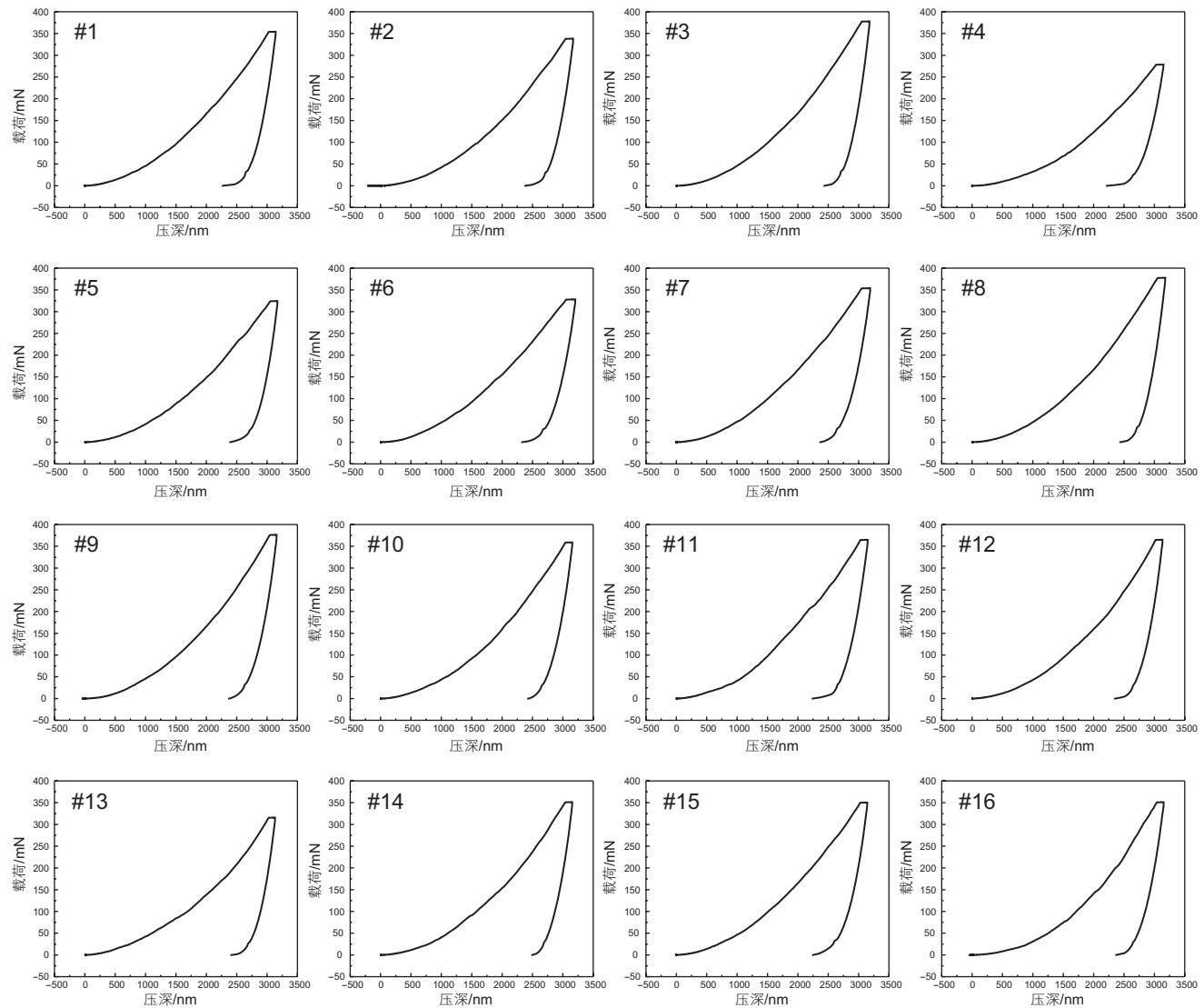


图 5 基质及填充物压深—载荷曲线

Fig. 5 Matrix and filling epth-load curve

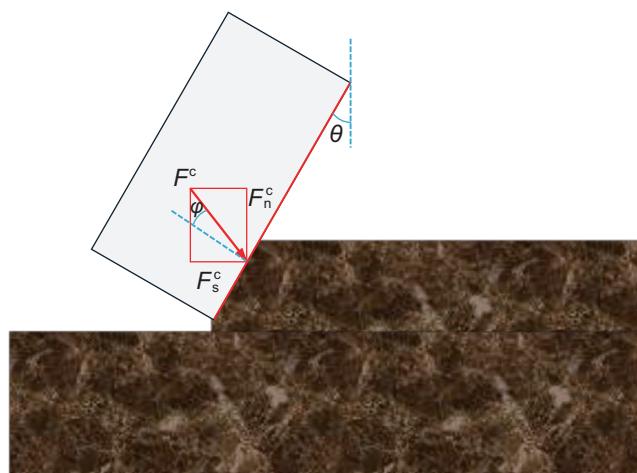


图 6 划痕示意图

Fig. 6 Schematic diagram of scratches

$$S = \zeta \varepsilon \quad (7)$$

其中, ε 为岩石固有破碎比功, MPa₀。 $\zeta = \tan(\theta + \varphi)$, 为法向力与切向力的比值; θ 为刀头后倾角, °; φ 为界面摩擦角, °。

2.2 实验方案

(1) 实验设备

因破碎性储层取心成本高、周期长, 岩心较少, 因此采用划痕实验测量岩样的抗压强度, 与常规三轴实验相比, 划痕实验所需样品制作简单, 测试时间短, 对试样破坏性小, 可重复进行实验, 对于评价钻井液作用前后岩样的力学性能具有显著优势。

① 划痕测试设备

划痕实验仪器为美国 TerraTek 连续划痕测试仪(图 7),由动力加载装置、位移测量模块、载荷测量模块、划痕刀具、试样夹持装置、数据采集及分析系统组成,设备技术参数如表 2 所示。通过记录尖刀头以固定刻划深度和刻划速率进行划痕时的法向和切向受力情况,获得岩石力学参数。

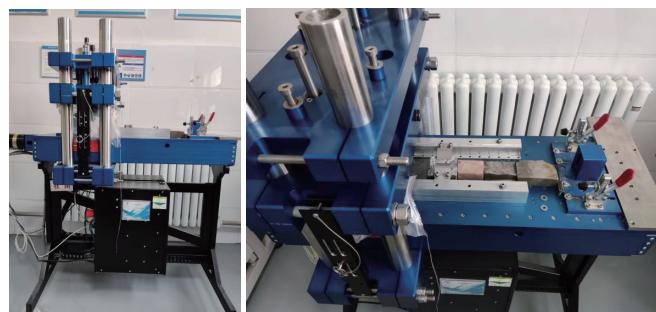
②浸泡反应釜

钻井液浸泡试样在自制设备中进行,设备流程图如图 8。将钻井液、试样放入浸泡釜。通过手摇泵推动加压泵加压,将压力传导至浸泡釜,通过温度面板

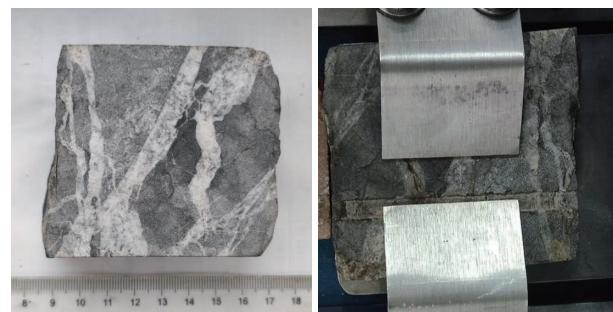
控制浸泡釜温度,保持浸泡釜内压力及温度恒定。据现场资料,储层段实际温度超过 150 °C,压力范围在 78~95 MPa。因实验设备温度、压力上限较低,设计浸泡温度为 90 °C,压力为 20 MPa,钻井液为顺北区块水基聚磺高效低摩阻钻井液。钻井液成分如表 3 所示。

(2)实验制样

试样形状无固定要求,为便于测试,将岩样上下两端打磨平整,岩样的有效长度为 60 mm,有效宽度为 55 mm。实验样品取自顺北区块 8 号断裂带奥陶系鹰山组。



(a) TerraTek 连续划痕测试系统



(b) 试样

图 7 TerraTek 连续划痕测试系统及试样

Fig. 7 Terratek continuous scratch test system and specimens

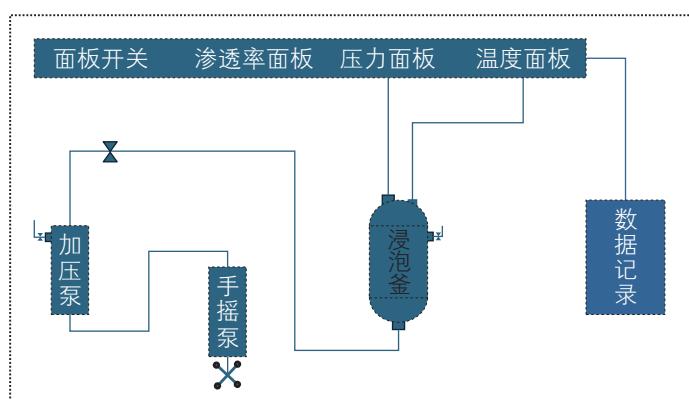
表 2 划痕测试设备技术参数

Table 2 Technical parameters of scratch test equipment

技术指标	参数数值
尖刀头宽度	10 mm
水平位移精度	0.1 mm
划痕深度精度	0.001 mm
数据点精度	10 pts/mm
刀头刮深	0.18 mm



(a) TerraTek 连续划痕测试系统



(b) 试样

图 8 实验设备及流程图

Fig. 8 Experimental equipment and flow chart

表 3 目的层钻井液材料

Table 3 Drilling fluid materials of the target layer

材料名称	代号	材料名称	代号
抗盐土(凹凸棒石)	/	固体润滑剂(石墨粉)	CNS
烧碱	NaOH	除硫剂	GHT-95
纯碱	Na ₂ CO ₃	有机减摩剂	HWJM-1
刚性堵漏剂(1250 目)	QS-2	无荧光生物质润滑剂	ZYRH-1
磺化褐煤	SMC	抗盐高温高压降滤失剂	HTASP
磺化酚醛树脂 3 型	SMP-3	重晶石粉(4.20 g/cm ³)	BaSO ₄
石灰石粉	CaCO ₃	抗高温提粘提切剂	MSG

(3) 实验方案

将原始状态下的岩样进行划痕测试, 分析抗压强度。随后将岩样放置于浸泡釜中, W 井岩样隔 4 h、12 h、24 h 取出, 进行划痕测试; X 井岩样隔 4 h、12 h、24 h、48 h 取出, 进行划痕测试。分析钻井液作用对岩样基质、填充物、胶结面及裂缝抗压强度弱化规律。

在划痕测试中, 8 号断裂带 W 井岩样胶结面与刀头存在一定角度, 为非平行接触, 因此刀头划过胶结面起点与终点的位置并不相同, 计算起点与终点范围内强度的均值, 作为 W 井岩样的抗压强度。4 号断裂带 X 井岩样胶结面与刀头平行, 为平行接触, 因此测量刀头划过胶结面的长度, 可以直接得到胶结面强度, 图 9 为刀头与胶结面接触角度示意图。

2.3 顺北 8 号带 W 井岩样分析

在钻井液影响下的试样力学性质变化规律如图 10 所示。结果表明, 未浸泡时试样强度高于钻井液

浸泡后强度。在基质强度上, 初始强度范围在 125~175 MPa, 钻井液作用 24 h 后, 基质强度降至 75~125 MPa。说明在高温高压条件下, 钻井液持续浸泡对岩样强度有一定影响。

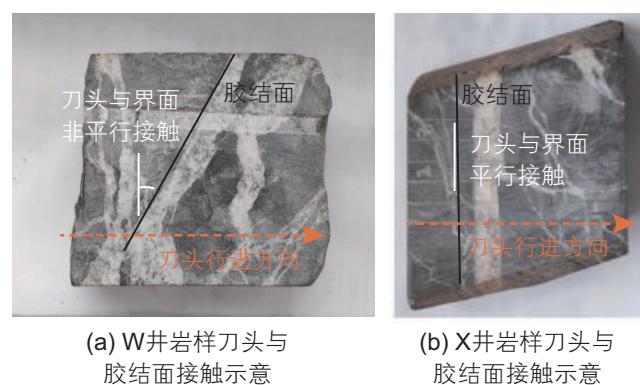


图 9 刀头与胶结面接触示意图

Fig. 9 Schematic diagram of the contact between the cutter head and the cemented

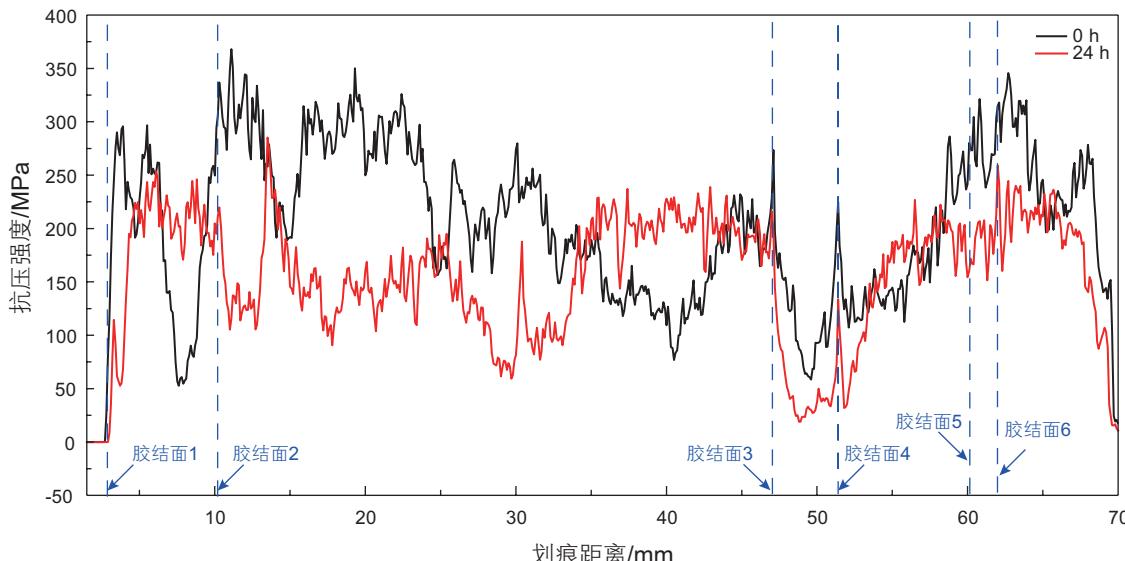


图 10 钻井液作用下试样强度变化规律

Fig. 10 Variation rule of sample strength under drilling fluid action

本文分析了钻井液对胶结面的强度影响规律(图11)。因存在6个胶结面,取6个胶结面的强度的平均值。在胶结面强度上,初始试样强度为134.18 MPa,钻井液作用4 h后强度为119.29 MPa,12 h后强度为115.15 MPa,24 h后强度为108.23 MPa。在钻井液作用24 h后,试样强度降低25.95 MPa,降幅达到19.69%。从表4可以看出,胶结面5在钻井液作用下降幅最大,为32.41%。胶结面6降幅最小,为

10.21%。表明胶结面存在弱胶结,钻井液作用于弱胶结面,侵入试样内部,使得试样强度降低,且岩样非均质性较强,在钻井液作用下,各胶结面强度降低程度不同。胶结面在钻井液作用下强度变化如表4所示。

试样中存在一条内嵌裂缝,在初始条件下,裂缝较短,强度为58.47 MPa,明显低于基质及胶结面强度。钻井液作用4 h后强度为52.67 MPa,12 h后强度为20.51 MPa,24 h后强度为18.86 MPa。在钻井液作用24 h后,试样强度降低39.60 MPa,降幅达到67.73%。在钻井液作用下,可以看到裂缝逐渐开启(图12a-d),实验后静置一段时间,试样沿裂缝面断裂(图12e),断面呈黑色。表明钻井液侵入钻井液内部,裂缝不断开启,最终岩样沿裂缝面断裂。

填充物为纯度较高的方解石,在初始条件下,填充物强度为130.60 MPa,钻井液作用4 h后强度为118.73 MPa,12 h后强度为110.38 MPa,24 h后强度为100.12 MPa。在钻井液作用24 h后,试样强度降低30.48 MPa,降幅达到23.32%。填充物强度明显低于基质(图14),且受钻井液作用强度降幅较大。表明岩样受外力作用易沿填充物断裂,发生破碎。

2.4 顺中4号带X井岩样分析

对于顺中4号带试样基质,图15展示了X井岩样及钻井液作用不同时间岩样及划痕,该岩样的实验结

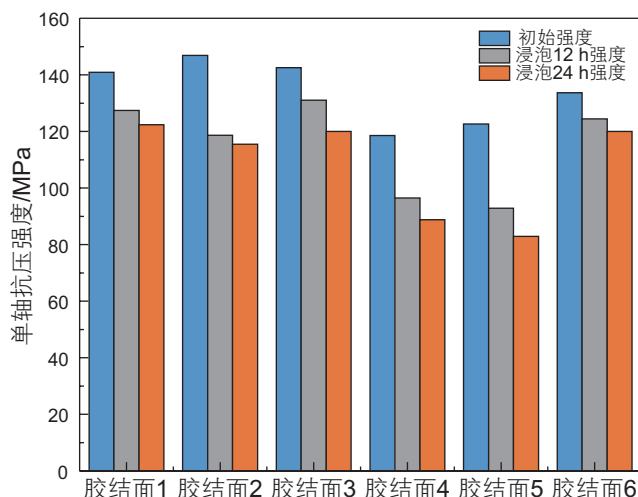


图11 钻井液作用下胶结面强度变化规律

Fig. 11 Variation of cemented surface strength under the action of drilling fluid

表4 胶结面强度随时间变化规律

Table 4 Bonding surface strength changes with time

浸泡时间/h	胶结面强度/MPa					
	胶结面1	胶结面2	胶结面3	胶结面4	胶结面5	胶结面6
0	140.87	146.89	142.51	118.54	122.59	133.69
4	125.97	121.79	137.61	96.89	101.58	131.88
12	127.39	118.68	131.08	96.50	92.86	124.40
24	122.34	115.44	119.96	88.76	82.86	120.04
降幅/%	13.15	21.41	15.83	25.12	32.41	10.21

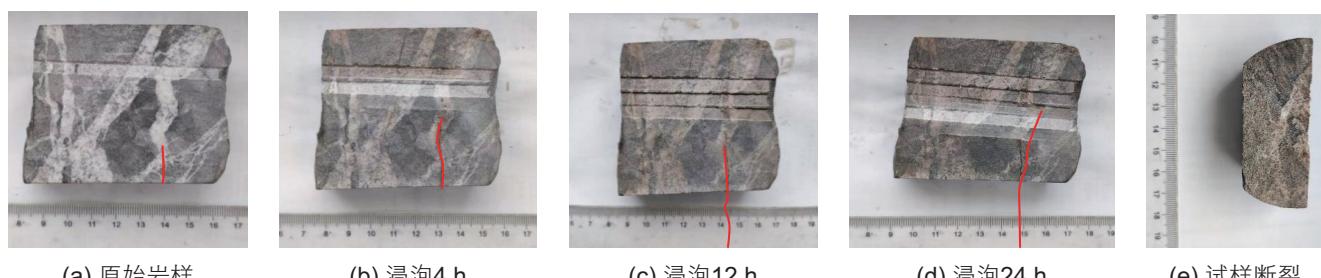


图12 钻井液作用下裂缝逐渐开启

Fig. 12 Cracks gradually open under the action of drilling fluid

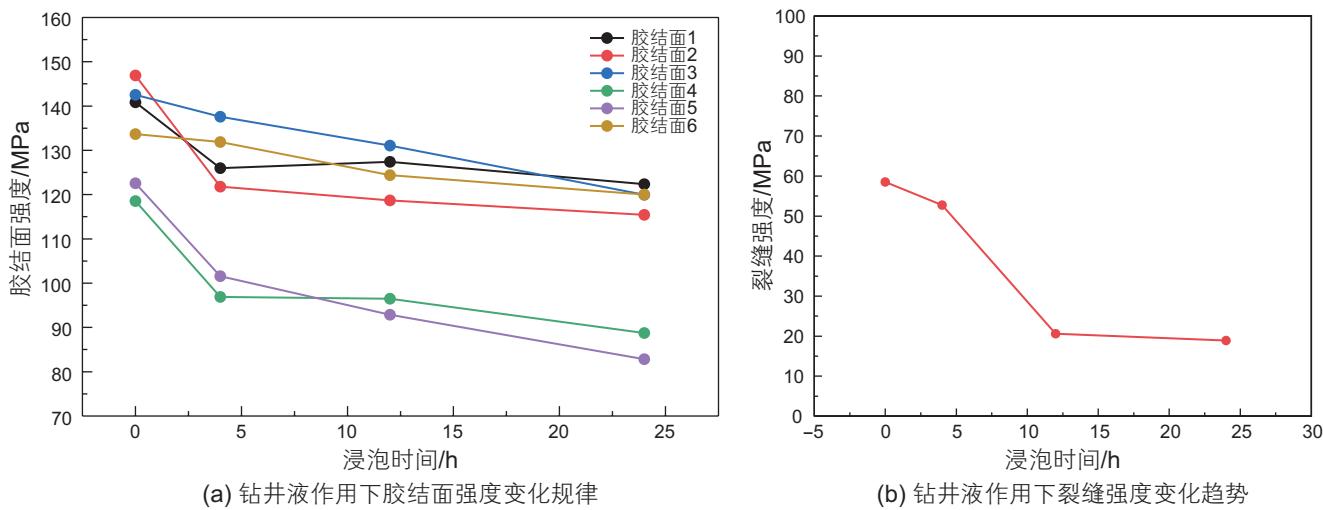


图 13 胶结面及裂缝强度随时间变化规律

Fig. 13 The change of bonding surface and fracture strength with time

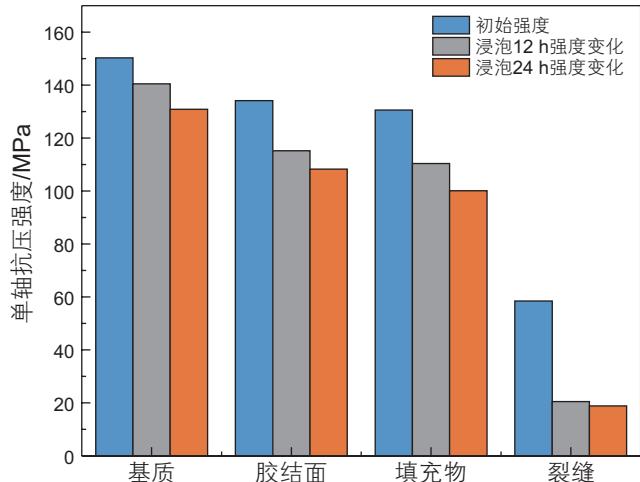


图 14 钻井液作用下岩样强度变化规律

Fig. 14 Variation of rock sample strength under the action of drilling fluid

果如表 5 所示, 不同划痕强度曲线如图 16 至图 18 所示。基质、填充物强度曲线见图 19。

对于基质, 划痕 I 初始强度为 114.90 MPa, 在钻井液作用 48 h 后, 试样强度为 96.94 MPa, 降低 17.96 MPa, 降幅为 15.63%; 对于划痕 II, 初始强度为 119.13 MPa, 钻井液作用 48 h 后, 强度为 102.69 MPa, 强度降低 16.44 MPa, 降幅为 13.80%。划痕 III 初始强度为 116.80 MPa, 在钻井液作用 48 h 后, 试样强度为 97.60 MPa, 降低 19.20 MPa, 降幅为 16.44%; 表明钻井液对试样基质有一定影响。

对于填充物(图 19 右), 划痕 I 的初始强度为 51.35 MPa, 钻井液作用 48 h 后, 强度为 46.56 MPa, 降低 4.79 MPa, 降幅为 9.33%; 划痕 II 的初始强度为

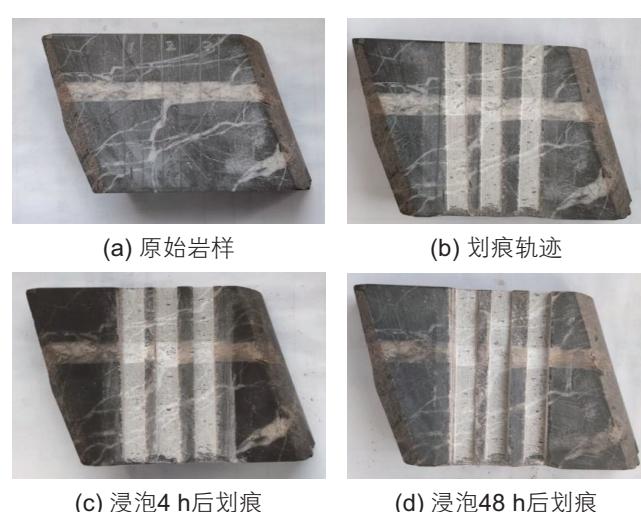


图 15 X 井试样图片

Fig. 15 X well sample picture

57.86 MPa, 钻井液作用 48 h 后, 强度为 50.34 MPa, 降低 7.52 MPa, 降幅为 13.00%; 划痕 III 的初始强度为 58.64 MPa, 钻井液作用 48 h 后, 强度为 52.57 MPa, 降低 6.07 MPa, 降幅为 10.35%。

每个划痕均存在两个胶结面, 其强度变化曲线如图 20 所示。划痕 I, 胶结面 1 的初始强度为 87.56 MPa, 钻井液作用 48 h 后强度 72.82 MPa, 强度降低 14.74 MPa, 降幅 16.83%。胶结面 2 的初始强度为 88.06 MPa, 钻井液作用 48 h 后强度为 74.02 MPa, 降低 14.04 MPa, 降幅 15.94%。划痕 II, 胶结面 1, 初始强度为 98.6 MPa, 钻井液作用 48 h 后, 强度为 90.23 MPa, 降低 8.37 MPa, 降幅 8.49%; 胶结面 2, 初始强度为 103.3 MPa, 钻井液作用 48 h 后, 强度为

表 5 胶结面强度数据

Table 5 Bonding surface strength data

浸泡时间/h	划痕 1 强度/MPa		划痕 2 强度/MPa		划痕 3 强度/MPa	
	胶结面 1	胶结面 2	胶结面 1	胶结面 2	胶结面 1	胶结面 2
0	87.56	88.06	98.6	103.3	86.39	100.06
4	76.64	80.62	95.03	98.65	83.25	93.65
12	73.91	76.05	92.1	97.63	80.63	91.57
24	72.82	74.02	90.23	96.86	79.5	89.53
48	87.56	88.06	98.6	103.3	86.39	100.06
降幅/%	16.83	15.94	8.49	6.23	7.98	10.52

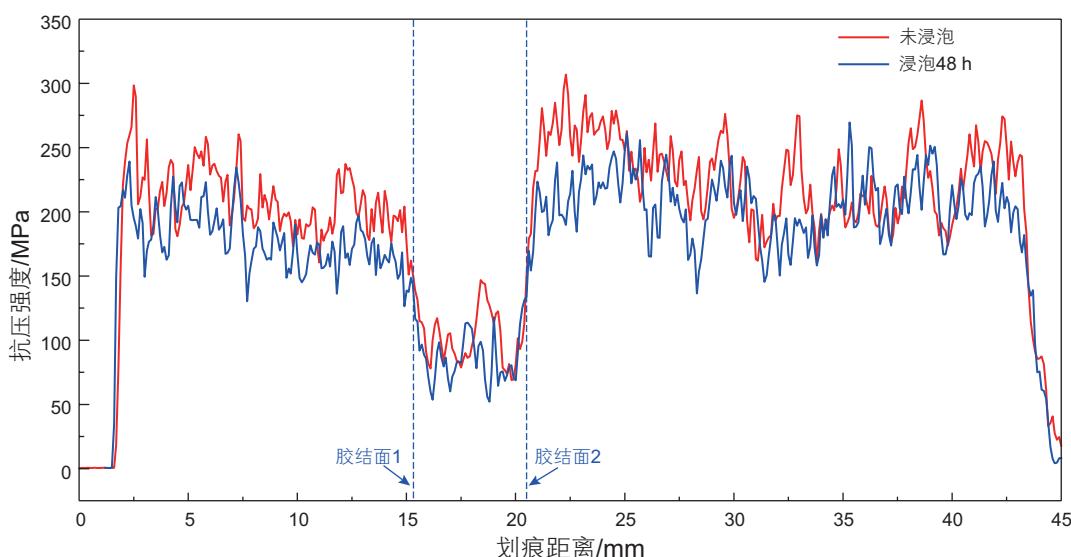


图 16 钻井液作用下划痕 I 强度变化规律

Fig. 16 Change rule of scratch I strength under drilling fluid action

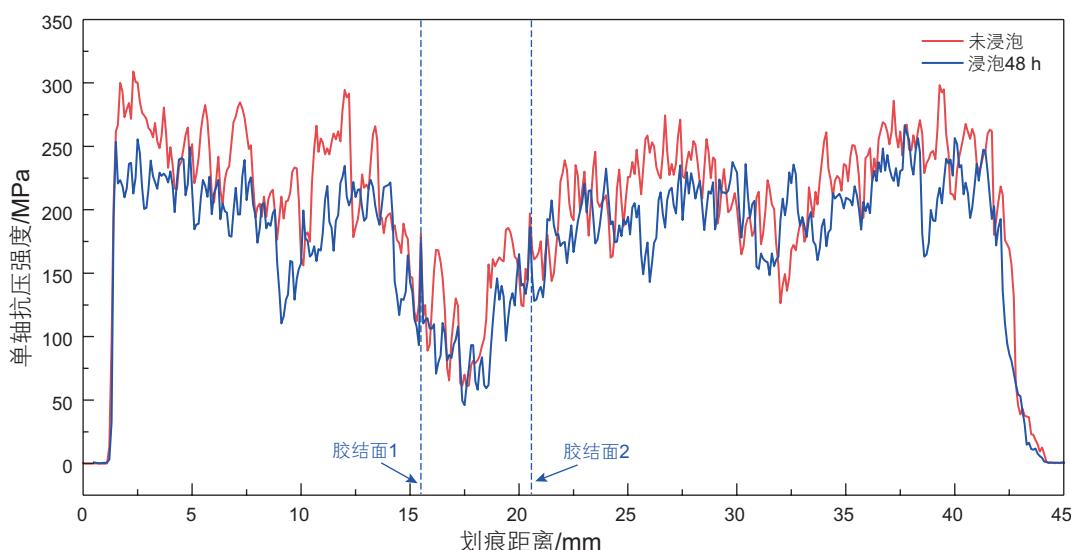


图 17 钻井液作用下划痕 II 强度变化规律

Fig. 17 Change rule of scratch II strength under drilling fluid action

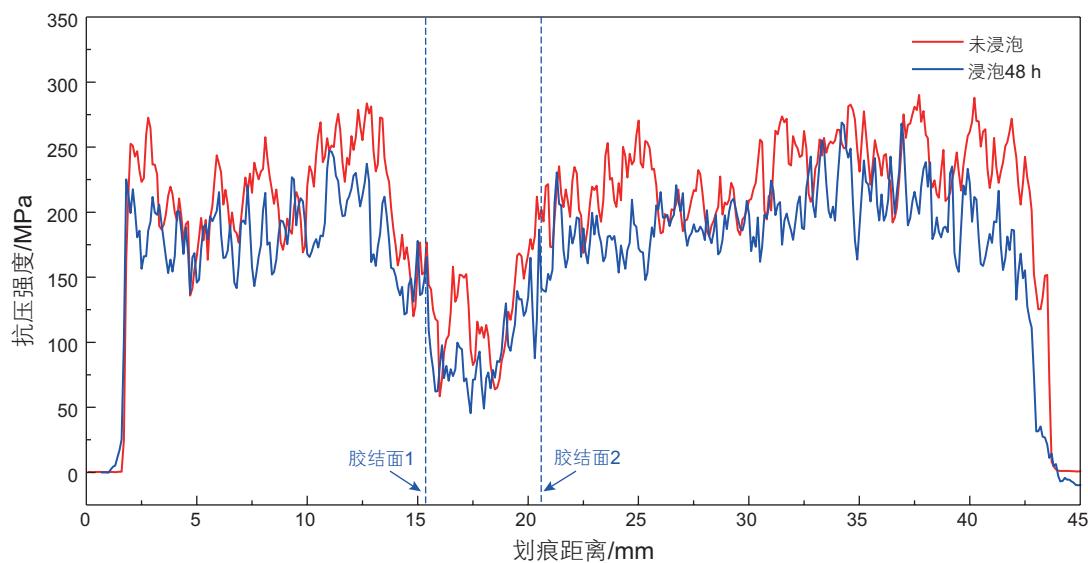


图 18 钻井液作用下划痕 III 强度变化规律

Fig. 18 Change rule of scratch III strength under drilling fluid action

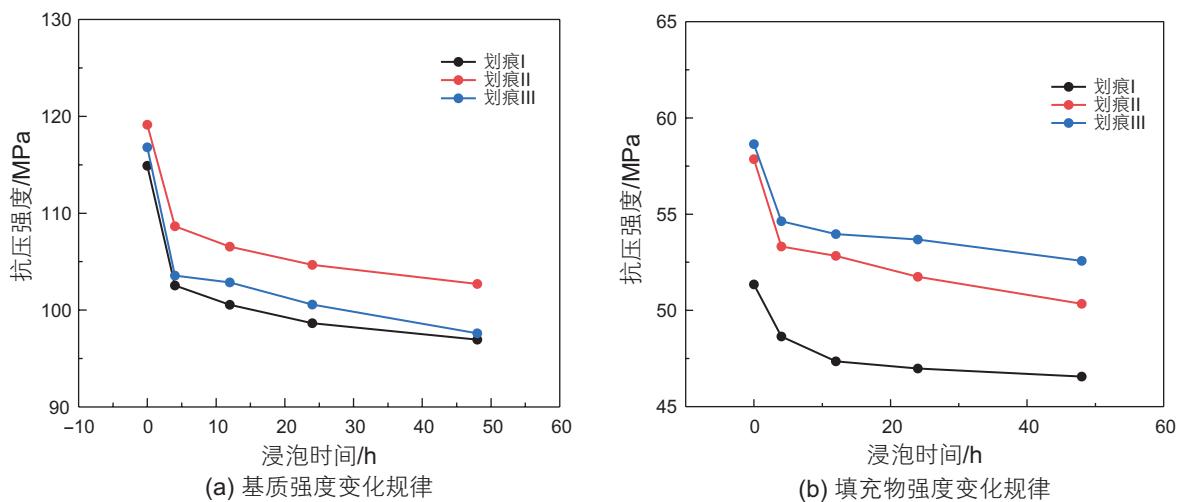


图 19 岩样在钻井液作用下强度变化规律

Fig. 19 Strength variation of rock samples under drilling fluid action

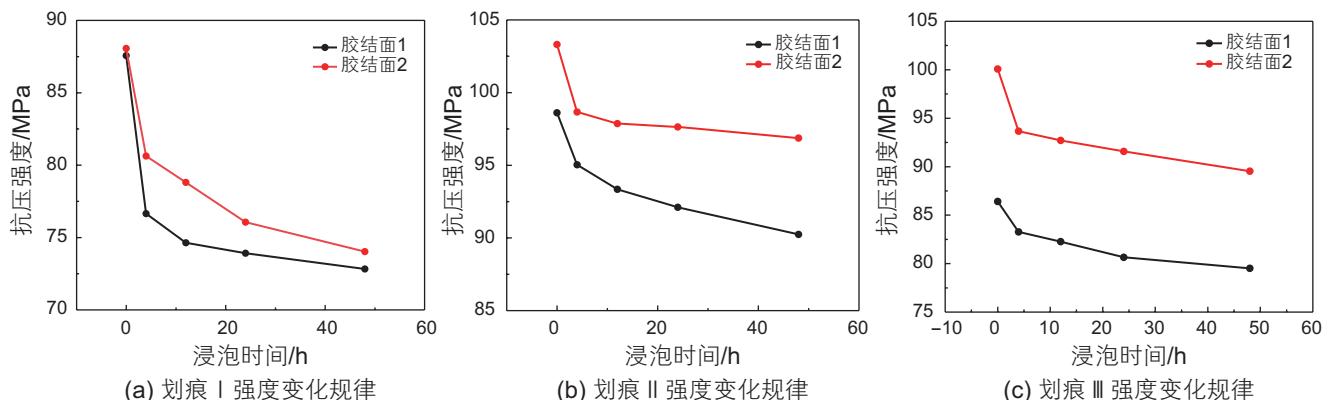


图 20 钻井液作用下不同胶结面强度变化规律

Fig. 20 Variation of strength of different cementation surface under drilling fluid action

96.86 MPa, 降低 6.44 MPa, 降幅 6.23%。划痕 III, 胶结面 1, 初始强度为 86.39 MPa, 钻井液作用 48 h 后, 强度为 79.5 MPa, 降低 6.89 MPa, 降幅 7.98%; 胶结面 2, 初始强度为 100.06 MPa, 钻井液作用 48 h 后, 强度为 89.53 MPa, 降低 10.53 MPa, 降幅 10.52%。划痕胶结面强度在钻井液作用下均有降低, 且降幅差异较大, 表明胶结面非均质性强。基质、填充物、胶结面强度对比柱状图如图 21 所示。

上述实验结果表明, 在高温高压环境下, 钻井液

对岩样的强度弱化规律明显, 基质、填充物、胶结面强度均随浸泡时间的增加逐渐下降, 由于天然裂缝的存在, 降低了岩样整体强度, 在高压钻井液浸泡环境下, 裂缝易沿天然弱面扩展, 导致岩样沿裂缝面断裂。该研究通过室内试验, 明确了顺北区块深部碳酸盐岩力学性质, 揭示了现用钻井液对岩样的强度弱化规律。对于指导深部破碎性碳酸盐岩的坍塌压力计算及钻井液密度优化具有重要意义。

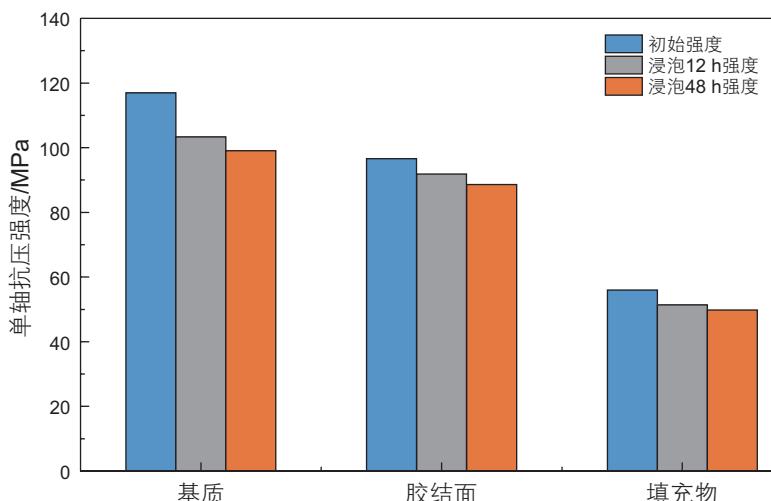


图 21 钻井液作用下岩样强度变化规律

Fig. 21 Variation of rock sample strength under the action of drilling fluid

3 结论

(1) 顺北区块奥陶系鹰山组岩样为灰岩, 矿物组分分析表明, 基质成分为 90% 方解石及 10% 石英, 填充物成分为 99% 方解石及 1% 石英。纳米压痕实验表明, 基质与填充物的弹性模量及硬度略有差异, 基质弹性模量均值较填充物高 5.1%, 硬度均值较填充物高 3.5%。

(2) 顺北区块岩样基质、胶结面、填充物、裂缝强度依次降低, 且强度差异较大。顺北 W 井, 初始基质强度为 150.32 MPa, 初始胶结面强度均值 122.58 MPa, 初始填充物强度均值为 130.60 MPa, 初始裂缝强度为 58 MPa; 顺中 X 井初始基质强度为 114.90 MPa, 初始胶结面强度均值 96.58 MPa, 初始填

充物强度均值为 55.95 MPa。岩样非均质性强, 在钻井液作用下, W 井基质强度降幅 12.94%, 胶结面降幅均值为 19.69%, 填充物降幅均值 23.33%; X 井基质强度降幅均值 15.29%, 胶结面降幅均值为 8.24%, 填充物降幅均值 10.89%。

(3) 高温高压下钻井液作用对岩样裂缝影响最为明显, 钻井液作用 24 h 后, W 井岩样裂缝强度降幅达 67.73%。且在钻井液作用下, 裂缝面不断扩展, 导致岩样沿裂缝面断裂。表明钻井液侵入对岩样裂缝面强度影响显著。

(4) 该研究通过室内试验, 明确了顺北区块深部碳酸盐岩的硬度、弹性模量、单轴抗压强度等力学性质, 揭示了现用钻井液对岩样的强度弱化规律。为实际工况中钻井坍塌压力的计算和钻井液密度的优化提供了理论依据。

参考文献

- [1] 伍齐乔, 李景瑞, 曹飞, 等. 顺北 1 井区奥陶系断溶体油藏岩溶发育特征[J]. 中国岩溶, 2019, 38(3): 444–449. [WU Q Q, LI J R, CAO F, et al. Karst development characteristics of Ordovician fault-karst reservoirs in Well Area 1 of Shunbei[J]. Karst in China, 2019,

- 38(3): 444–449.]
- [2] 邓兴梁, 闫婷, 张银涛, 等. 走滑断裂断控碳酸盐岩油气藏的特征与井位部署思路——以塔里木盆地为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 21–29. [DENG X L, YAN T, ZHANG Y T, et al. Characteristics and well location deployment of carbonate reservoirs controlled by strike-slip faults: A case study of Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 21–29.]
- [3] 王清华, 杨海军, 汪如军, 等. 塔里木盆地超深层走滑断裂断控大油气田的勘探发现与技术创新[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(4): 58–71. [WANG Q H, YANG H J, WANG R J, et al. Exploration, discovery and technological innovation of large oil and gas fields controlled by ultra-deep strike-slip faults in the Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4): 58–71.]
- [4] 刘湘华, 于洋, 刘景涛. 顺北油气田特深井钻井关键技术现状与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 72–77. [LIU X H, YU Y, LIU J T. Current situation and development suggestions of key technologies for ultra-deep well drilling in Shunbei oil and gas field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 72–77.]
- [5] 王伟吉, 李大奇, 金军斌, 等. 顺北油气田破碎性地层井壁稳定技术难题与对策[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(13): 5205–5212. [WANG W J, LI D J, JIN J B, et al. Technical problems and countermeasures of wellbore stabilization in fractured formations in Shunbei oil and gas field[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(13): 5205–5212.]
- [6] 胡文革. 顺北油气田“深地工程”关键工程技术进展及发展方向[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 58–65. [HU W G. Progress and development direction of key engineering technology of “deep engineering” in Shunbei oil and gas field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 58–65.]
- [7] 柳贡慧, 查春青, 陈添, 等. 深层超深层油气安全高效开发若干关键问题与新型解决方案[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 24–30. [LIU G H, ZHA C Q, CHEN T, et al. Key Problems and new solutions for safe and efficient development of deep and ultra-deep oil and gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 24–30.]
- [8] 周舟, 李舜, 耿宇迪, 等. 超深破碎型地层岩石力学参数的大数据预测模型[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(5): 91–96. [ZHOU Z, LI B, GENG Y D, et al. Big data prediction model for rock mechanical parameters of ultra-deep fractured strata[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(5): 91–96.]
- [9] 高德利, 黄文君. 超深井工程理论与技术若干研究进展及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 1–11. [GAO D L, HUANG W J. Some research progress and development suggestions of ultra-deep well engineering theory and technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 1–11.]
- [10] 彭红利, 欧彪, 郭杰一, 等. 川西气田长水平段井壁失稳机理及对策[J]. 天然气技术与经济, 2023, 17(3): 48–54. [PENG H L, OU B, GUO J Y, et al. Borehole instability mechanism and countermeasures of long horizontal section of western Sichuan gas field[J]. Natural Gas Technology and Economics, 2023, 17(3): 48–54.]
- [11] 周延军, 耿应春, 王贵宾, 等. 深部地层岩石力学性质测试与分析研究[J]. 岩土力学, 2011, 32(6): 1625–1630. [ZHOU Y J, GENG Y C, WANG G B, et al. Measurement and analysis of mechanical properties of deep strata rocks[J]. Rock and Soil Mechanics, 2011, 32(6): 1625–1630.]
- [12] 秦本东, 何军, 谌伦建. 石灰岩和砂岩高温力学特性的试验研究[J]. 地质力学学报, 2009, 15(3): 253–261. [QIN B D, HE J, CHEN L J. Experimental study on high-temperature mechanical properties of limestone and sandstone[J]. Chinese Journal of Geomechanics, 2009, 15(3): 253–261.]
- [13] 吴勇. 不同含水条件下白云岩力学特性试验研究[D]. 昆明: 昆明理工大学, 2012. [WU Y. Experimental study on mechanical properties of dolomite under different water-bearing conditions[D]. Kunming: Kunming University of Science and Technology, 2012.]
- [14] 张强勇, 王超, 向文, 等. 塔河油田超埋深碳酸盐岩油藏基质的力学试验研究[J]. 实验力学, 2015, 30(5): 567–576. [ZHANG Q Y, WANG C, XIANG W, et al. Experimental study on the mechanics of ultra-buried deep carbonate reservoir matrix in Tahe Oilfield[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2015, 30(5): 567–576.]
- [15] 潘林华, 张士诚, 程礼军, 等. 围压-孔隙压力作用下碳酸盐岩力学特性实验[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014, 29(5): 17–20. [PAN L H, ZHANG S C, CHENG L J, et al. Experimental on mechanical properties of carbonate rock under confining pressure-pore pressure[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2014, 29(5): 17–20.]
- [16] SHESHDE E A, CHESHOMI A, GHARECHELOU S. Estimation of mode I static fracture toughness of carbonate rock using small rock fragments[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 218.
- [17] 陈俊. 微裂隙对白云岩力学特性的影响试验研究[D]. 贵阳: 贵州大学, 2018. [CHEN J. Experimental study on the influence of micro-fractures on the mechanical properties of dolomite[D]. Guiyang: Guizhou University, 2018.]
- [18] 刘厚彬, 崔帅, 孟英峰, 等. 裂缝性碳酸盐岩微细观组构及力学性能研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(1): 155–161. [LIU H B, CUI S, MENG Y F, et al. Study on microscopic structure and mechanical properties of fractured carbonate rocks[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1): 155–161.]
- [19] 杨斌, 张浩, 刘其明, 等. 超深层裂缝性碳酸盐岩力学特性及其主控机制[J]. 天然气工业, 2021, 41(7): 107–114. [YANG B, ZHANG H, LIU Q M, et al. Mechanical characteristics and main control mechanism of ultra-deep fractured carbonate rocks[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(7): 107–114.]

- [20] 陈军斌, 李育, 马焕焕, 等. 考虑裂缝影响的页岩三轴压缩实验研究[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(26): 10778–10782. [CHEN J B, LI Y, MA H H, et al. Experimental study on triaxial compression of shale considering the influence of fractures[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(26): 10778–10782.]
- [21] 尚根华, 孔强夫, 王强, 等. 断溶体油藏裂缝闭合规律数值模拟研究[J]. 内蒙古石油化工, 2021, 47(1): 105–110. [SHANG G H, KONG Q F, WANG Q, et al. Numerical simulation study on fracture closure law of faulted karst reservoir[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2021, 47(1): 105–110.]
- [22] KALLIMOGIANNIS V, SAROGLOU C. Mechanical properties of carbonate fault rocks[J]. International journal of rock mechanics and mining sciences (Oxford, England: 1997), 2024, 176: 105681.
- [23] DETOURNAY E, DEFOURNY P. A phenomenological model for the drilling action of drag bits[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1992, 29(1): 13–23.

(编辑 杨雅露)

第一作者: 陈超(1984年—), 本科, 高级工程师, 目前主要从事钻井、固井、井控等现场监督工作, chen-chao0018@163.com。

通信作者: 夏阳(1991年—), 博士, 副教授, 长期从事油藏模拟、石油工程岩石力学和井壁稳定性等方面研究, xiayang@vip.126.com。