



不同钻井液浸泡下泥页岩力学特性及损伤本构模型

耿殿栋 亓宪寅 付鹏 王胜伟 柯婷

引用本文:

耿殿栋, 亓宪寅, 付鹏, 等. 不同钻井液浸泡下泥页岩力学特性及损伤本构模型[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(10): 109–118.
GENG Diandong, QI Xianyin, FU Peng. Mechanical properties and damage constitutive model of mud shale under different drilling fluids immersion[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(10): 109–118.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-1491>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

基于能量原理不同含水率下煤岩体变形破坏能量损伤演化机制

Mechanical properties and damage constitutive model of coal with different water content based on energy principle
煤炭科学技术. 2024, 52(6): 67–80 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1871>

冻融受荷砂岩力学性能劣化与统计损伤模型研究

Study on deterioration of mechanical properties and statistical damage model of freeze–thaw loaded sandstone
煤炭科学技术. 2024, 52(5): 84–91 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-0693>

N₂ / CO₂ 混合气注入对页岩力学特性影响规律研究

Study on effect of N₂/CO₂ mixed gas injection on shale mechanical properties of shale
煤炭科学技术. 2022, 50(6): 176–185 <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/2d7b91b9-1139-43e0-a3e8-3d97121f7c2d>

水岩作用下煤岩组合体力学特性与损伤特征

Mechanical properties and damage characteristics of coal–rock combined samples under water–rock interaction
煤炭科学技术. 2023, 51(4): 37–46 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2020-1385>

不同孔隙压力和围压下煤岩渗透及力学特性试验研究

Experimental study on permeability and mechanical properties of coal under different pore pressure and confining pressure
煤炭科学技术. 2023, 51(8): 150–159 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-0568>

含水率对泥质粉砂岩损伤劣化规律影响研究

Study on influence of water content to damage and degradation laws of argillaceous siltstone
煤炭科学技术. 2019(2) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/09838812-9350-4939-bcf0-7cc27596ea8b>



关注微信公众号，获得更多资讯信息



移动扫码阅读

耿殿栋, 亓宪寅, 付 鹏, 等. 不同钻井液浸泡下泥页岩力学特性及损伤本构模型[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(10): 109–118.

GENG Diandong, QI Xianyin, FU Peng, *et al.* Mechanical properties and damage constitutive model of mud shale under different drilling fluids immersion[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(10): 109–118.

不同钻井液浸泡下泥页岩力学特性及损伤本构模型

耿殿栋¹, 亓宪寅^{1,2}, 付 鹏¹, 王胜伟¹, 柯 婷¹

(1. 长江大学 城市建设学院, 湖北 荆州 434023; 2. 中国科学院武汉岩土力学研究所 岩土力学与工程国家重点实验室, 湖北 武汉 430071)

摘 要: 页岩油气钻探过程中, 钻井液长期的侵蚀弱化促使泥页岩微裂缝延伸扩张, 导致岩体强度降低, 并严重威胁井壁稳定。为了探究泥页岩在不同钻井液浸泡环境下的力学特性及损伤演化规律, 首先运用 X 射线衍射法和环境扫描电镜, 从微观角度分析了泥页岩的矿物组成及结构; 然后开展了不同浸泡体系、不同浸泡时间下泥页岩的单轴压缩试验, 并研究了在钻井液弱化作用下泥页岩峰值强度、弹性模量、泊松比等力学参数的变化机理; 最终基于应变等效原理和 Weibull 统计分布理论, 建立了岩石在钻井液浸泡和单轴加载作用下的损伤本构模型。结果表明: 泥页岩层主体黏土矿物含量高, 脆性矿物丰富, 微裂缝分布密集; 泥页岩的弹性模量随浸泡环境的不同及浸泡时间的增加而改变, 与油基钻井液浸泡条件下的岩样相比, 水基钻井液浸泡对其强度、弹性模量的削弱作用更加明显; 通过拟合不同钻井液弱化作用下泥页岩的力学参数变化趋势, 分别得出了水基钻井液和油基钻井液浸泡后岩样的弹性模量关于浸泡时间的预测模型; 针对钻井液弱化作用下的泥页岩, 引入了考虑孔隙压缩阶段影响的单轴加载岩石损伤本构模型, 该模型较好地表征了在钻井液弱化和单轴加载耦合作用下岩样的损伤演化规律, 揭示了泥页岩在不同钻井液浸泡下的弱化损伤机理。

关键词: 钻井液; 泥页岩; 力学特性; 损伤演化; 本构模型

中图分类号: TD163

文献标志码: A

文章编号: 0253-2336(2023)10-0109-10

Mechanical properties and damage constitutive model of mud shale under different drilling fluids immersion

GENG Diandong¹, QI Xianyin^{1,2}, FU Peng¹, WANG Shengwei¹, KE Ting¹

(1. Research Center of Geomechanics and Geotechnical Engineering, Yangtze University, Jingzhou 434023, China; 2. State Key Laboratory of Geomechanics and Geotechnical Engineering, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan 430071, China)

Abstract: In the process of shale oil and gas drilling, the long-term erosion and weakening of drilling fluids promotes the extension and expansion of micro-fractures on mud shale, which leads to the reduction of rock mass strength and seriously threatens the stability of bore-hole wall. In order to explore the mechanical properties and damage evolution rules of mud shale under different drilling fluids immersion, Firstly, the mineral composition and structure of shale were analyzed by X-ray diffraction and environmental scanning electron microscopy. Then, uniaxial compression tests were carried out under different immersion systems and different immersion times, and the variation mechanism of mechanical parameters such as peak strength, elastic modulus and Poisson's ratio of shale under the weakening of drilling fluids were studied. Finally, based on the strain equivalence principle and Weibull statistical distribution theory, the damage constitutive model of rock under drilling fluids immersion and uniaxial loading was established. The results showed that the main body of mud shale has high content of clay minerals, abundant brittle minerals and dense distribution of micro-fractures. the elastic modulus of shale varied with the immersion environment and the increase of immersion time. Compared with the rock samples immersed in oil-based drilling fluid, the weakening effect of water-based drilling fluid soaking on its strength and elastic modulus is more obvious; by fitting the change trend of the mechanical parameters of shale under the weakening effect of different drilling fluids, the prediction model of elastic

收稿日期: 2022-09-15 责任编辑: 黄小雨 DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2022-1491

基金项目: 湖北省自然科学基金资助项目(2020CFB367)

作者简介: 耿殿栋(1998—), 男, 山西晋中人, 硕士研究生。E-mail: 1196051927@qq.com

通讯作者: 亓宪寅(1986—), 男, 山东泰安人, 硕士生导师, 副教授, 博士。E-mail: qixianyin001@163.com

modulus of rock samples soaked in water-based drilling fluid and oil-based drilling fluid with respect to soaking time was proposed; For the mud shale under the weakening of drilling fluid, a uniaxial loading rock damage constitutive model considering the effect of pore compression stage is introduced. The evolution rules revealed the weakening damage mechanism of shale under different drilling fluids immersion.

Key words: drilling fluids; mud shale; mechanical properties; damage evolution; constitutive model

0 引言

近年来随着我国非常规油气开采规模和商业化程度的提高,在油气藏开发领域中基础理论的研究愈发受到重视。泥页岩作为非常规油气的重要储层,其物理力学性质的研究一直是研究的热点问题之一^[1]。泥页岩是一种沉积岩,有结构复杂、微裂缝发育等特点^[2-3]。在油气钻探过程中,钻井液的侵入会对泥页岩造成一定的弱化作用,促使微裂缝沿地层继续延伸和扩张,形成复杂的裂缝网络,降低岩体强度,影响泥页岩井壁的稳定,甚至出现井眼坍塌裂解或漏失等钻井事故,给油气工业造成了大量的经济损失^[4-5]。

关于钻井液对岩石的弱化影响,有学者^[6-9]针对水基钻井液进行了分析研究:如刘向君等^[6]研究了水基钻井液对泥页岩的弱化效应,分析了水化对地层井周应力分布状态的影响;DOKHANI 等^[7]指出弱面的存在是导致页岩井壁失稳的关键因素,黏土矿物与水基钻井液的作用影响页岩井壁的早期稳定性;卢运虎等^[8]通过对水基钻井液浸泡下深部泥岩进行室内试验分析得出钻井液滤液的渗入会影响岩石裂缝的缝尖应力强度因子及临界断裂韧性,从而弱化岩石强度;闫传梁等^[9]采用三轴试验和直剪试验分别研究了钻井液对页岩基质和层理面强度的影响,得出水基钻井液主要影响层理面强度。也有部分学者^[10-12]针对油基钻井液进行了深入研究:ZHEN 等^[10]从化学侵蚀及力学损伤的角度分析了油基钻井液对岩石力学特性的影响;康毅力等^[11]开展了油基钻井完井液与页岩强度的力学试验,利用脆性指数模型表征了页岩的脆性变化机制,指出油基钻井液对页岩的脆性影响更大。梁大川等^[12]通过研究油基钻井液和泥页岩间的传递和相互作用及其对井眼稳定性的影响,得出水力压差和化学势差是泥页岩弱化的主要因素。以上分析表明,国内外针对钻井液对岩石弱化机理的研究多是在单一浸泡体系下进行的;目前不同钻井液浸泡下岩石力学特性的对比试验研究还较为欠缺,适用于不同钻井液浸泡环境下的岩石损伤本构模型还有待总结。

针对以上问题,笔者以南堡泥页岩为研究对象,通过控制浸泡体系,浸泡时长等条件,对泥页岩进行

室内力学试验,研究不同钻井液弱化作用对泥页岩抗压强度及其相应参数的影响,分析得出泥页岩在钻井液浸泡情况下的力学特性;基于试验力学参数提出了在不同钻井液弱化作用下泥页岩的弹性模量随浸泡时间演化的预测模型;以此为基础进一步得出了泥页岩在钻井液弱化作用下的损伤本构模型,此模型对石油钻井与开采过程中钻井液的设计及井壁稳定问题具有一定的指导意义。

1 泥页岩组分及微观结构分析

1.1 XRD 组分结构分析

试验所用岩心取自南堡 L 号构造的东二街组,取样位置为渤海湾盆地黄骅坳陷北部的南堡凹陷。采用 X 射线衍射法对不同层位试样进行 X-Ray Diffraction(XRD)矿物组分分析测试,结果如图 1 所示。由图 1a 可知,该段泥页岩所含矿物组分以黏土、石英为主,同时不同程度发育有长石、白云石、方解石

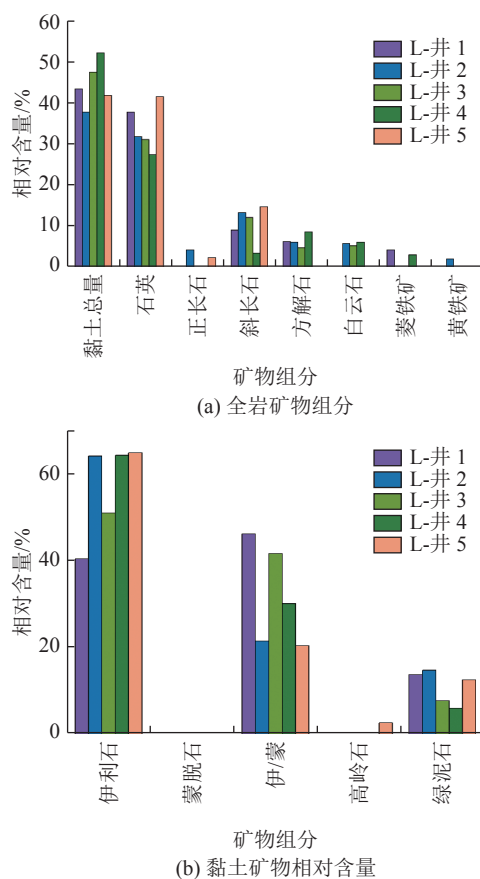


图 1 XRD 全岩矿物组分

Fig.1 XRD analysis of whole rock mineral composition

等。其中作为该段主要的脆性矿物, 石英相对含量为 27.27%~41.40%, 平均值为 33.79%, 脆性矿物会使岩石在外力作用下, 更易形成天然裂隙和诱导裂隙, 是影响泥页岩孔隙、微裂缝发育程度的重要因素之一。与此同时该段泥页岩中黏土相对含量为 37.64%~52.03%, 平均值为 44.41%, 黏土矿物遇水易水化膨胀, 是岩石劣化损伤的关键因素之一, 易诱发井壁失稳。由于不同黏土矿物的水化膨胀性不同, 因此需针对黏土矿物做进一步的分析, 结果如图 1b 所示。

结果表明岩样中黏土矿物以伊利石为主, 并混有一定伊/蒙夹层, 其中伊利石相对含量为 40.32%~64.77%, 平均值为 56.83%。在浸泡条件下, 钻井液中

的水分子会与伊利石结合, 在其表面形成一层水化膜, 使其表面水化, 导致泥页岩中的孔隙、裂缝膨胀延伸, 进而诱发井壁失稳。因此, 对该地层进行钻井液设计及井壁性能优化时, 需要考虑钻井液对井壁岩石的弱化作用。

1.2 微观结构分析

除组分结构外, 泥页岩中微裂缝的发育程度、开度大小同样会诱发水力劈裂作用, 加剧地层岩石破碎, 进而影响到泥页岩井壁的稳定性^[13]。采用环境扫描电镜可有效观察研究泥页岩内部黏土矿物的定向排列、胶结结构及微裂缝分布等微观结构。经扫描电镜分析 L 号构造东二街组泥页岩黏土矿物的微观结构、赋存形态及孔喉发育特征, 结果如图 2 所示。

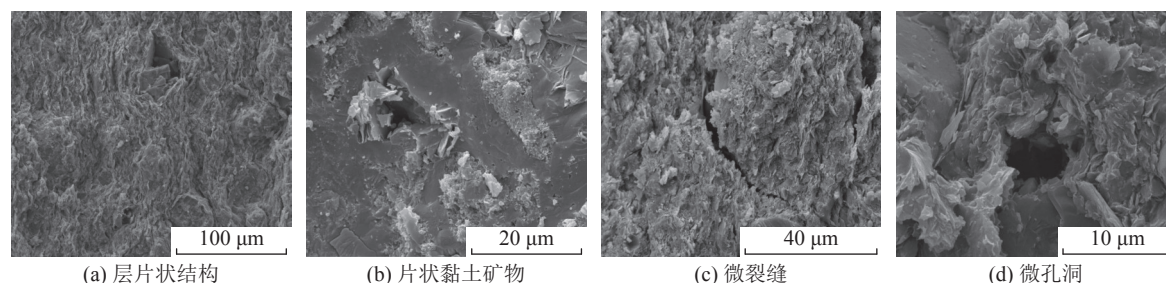


图 2 L-55 井泥页岩扫描电镜图

Fig.2 Scanning Electron Microscope image of mud shale in Well L-55

由图 2 可知: 该段泥页岩层理和微裂隙发育, 泥页岩易沿微裂缝、层理面发生破坏; 尤其是在微裂隙发育程度高、构造应力集中的部位, 更为钻井液的侵入提供了通道条件, 在外界作用下极易发生泥页岩的破裂和剥落, 导致井壁失稳破坏。同时, 分析微观结构可知该段泥页岩结构较为致密, 渗透率较低, 这使得钻井液经微裂缝侵入地层的过程相对缓慢, 泥页岩不会快速软化膨胀。因此有必要就钻井液浸泡条件下, 浸泡时间对泥页岩结构及强度特性的影响进行深入研究。

2 不同钻井液浸泡作用下泥页岩的力学特性试验

2.1 岩样制备及试验方案

由泥页岩组分结构分析可知, 该岩层主体黏土含量较高, 具有水敏性; 脆性矿物丰富, 微裂缝分布密集。因此, 针对该段泥页岩的理化特性, 取芯的钻头采用液氮冷却, 成功取心后将其两端切片, 在液氮条件下将岩芯柱断面打磨平整。

在试样制备时, 为了降低各向异性对岩样轴向变形的影响, 结合原岩层实际应力情况, 需沿层理面

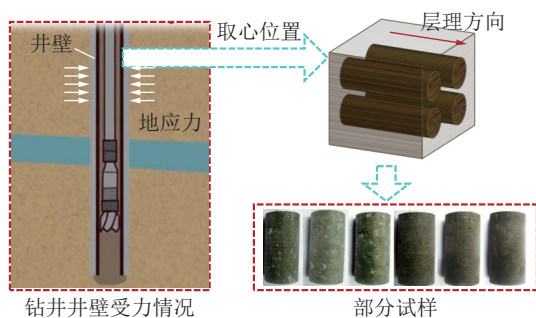
钻取 $\phi 50\text{ mm}\times 100\text{ mm}$ 的标准圆柱试样^[14], 试件两端面平整度误差不超过 0.5 mm, 直径误差不超过 0.3 mm, 岩样制备流程如图 3a 所示。

试验前先将制备的标准岩样进行烘干处理, 避免岩样本身的含水率对试验结果造成影响。依据外观、尺寸、密度等条件把岩样分为 6 组, 每组 8 个。将 6 组岩样分别置于水基钻井液(SH-1,2,3 组)和油基钻井液(UH-1,2,3 组)环境中浸泡, 对每组的 8 个岩样分别进行 8 种时间梯度(0、2、4、8、12、16、20、24 d)的浸泡处理, 并及时在单轴应力测试系统设备(图 3b)下通过位移控制加载模式进行试验, 通过分析深层泥页岩的力学特性及水化特征, 探究不同钻井液对泥页岩水化作用的影响。

2.2 不同钻井液浸泡作用下泥页岩力学特性分析

观察在不同浸泡体系、不同浸泡时间下的岩样外观特征(图 4)并进一步分析得: 在试验浸泡初期, 油基钻井液中浸泡的岩样在宏观上无明显变化; 浸泡至第 12 天, 部分岩样表面开始出现少量裂纹, 并随着浸泡时间的延长岩样表面的裂纹略有扩张。而水基钻井液中浸泡的岩样在浸泡初期就表现出轻微的膨胀软化现象, 岩样质量略有增加, 表面的细小裂

纹不断发育分叉、扩张;浸泡至 24 d 后,表面岩层剥落严重,但依旧保留有一定强度。



(a) 岩样制备示意



(b) 单轴压缩试验设备

图 3 岩样制备及单轴压缩试验设备

Fig.3 Rock sample preparation and uniaxial compression experimental equipment

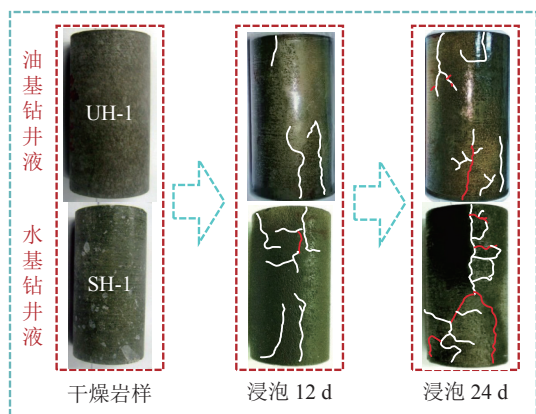
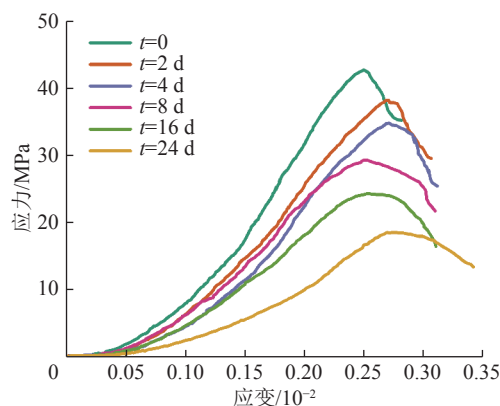


图 4 不同浸泡条件下的岩样对比

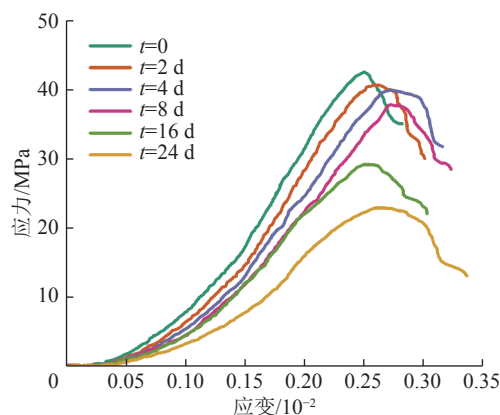
Fig.4 Comparison of samples under different drilling fluids immersion

对不同浸泡体系下的岩样进行单轴压缩试验,其应力-应变曲线如图 5 所示。在加载初期应力-应变曲线斜率较小,岩样所受轴向应力随应变增长缓慢,曲线由孔隙压缩阶段逐渐过渡到弹性变形阶段,之后曲线整体呈“弹-塑型”,这说明泥页岩含有的孔隙、裂隙较多,岩样结构较为松散。在同一浸泡体系下,随着浸泡时间的增加岩样的应力-应变曲线表现出孔隙压缩段的延长,峰值强度降低,峰后强度跌落速度放缓等一系列延性特征,这说明泥页岩在钻井

液弱化作用下其力学特性由脆性逐渐向延性演化^[15]。在不同浸泡体系下,经水基钻井液浸泡后的岩样抗压强度明显降低,应力-应变曲线中的孔隙压缩阶段、屈服阶段显著延长,这是由于在水化作用下岩样内部的孔隙、裂隙、微裂纹在不断扩展,孔隙率增大,导致岩样致密程度降低,脆性减弱,延性增强,因此曲线表现出了明显的塑性特征。而经油基钻井液浸泡的岩样其应力-应变曲线走势更偏向于未浸泡岩样,其孔隙压缩段更短,曲线峰后跌落趋势更快。



(a) 水基钻井液浸泡



(b) 油基钻井液浸泡

图 5 不同钻井液浸泡下泥页岩的应力-应变曲线

Fig.5 Stress-strain curves of shale soaked under different drilling fluids immersion

通过泥页岩的单轴压缩试验可以得到峰值强度、弹性模量、泊松比等一系列力学参数,各组数据如图 6—图 8 所示。在浸泡条件下,岩样的峰值强度和弹性模量均呈下降趋势,且在水基钻井液中浸泡的岩样下降速率更快,在 24 d 内其弹性模量和峰值强度分别降低了 41.45% 和 56.51%;而经油基钻井液浸泡的岩样下降幅度一开始较为平缓,15 d 后下降幅度逐渐变快,在 24 d 内其弹性模量和峰值强度分别降低了 28.29% 和 45.91%。岩样的泊松比随浸泡时间的延长略有增长,但在不同钻井液浸泡下岩样的泊松比区别并不明显。

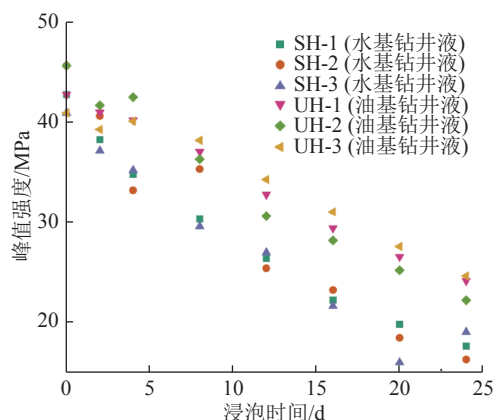


图6 不同钻井液浸泡下泥页岩的峰值强度变化规律

Fig.6 Rule of peak strength of mud shale under different drilling fluids immersion

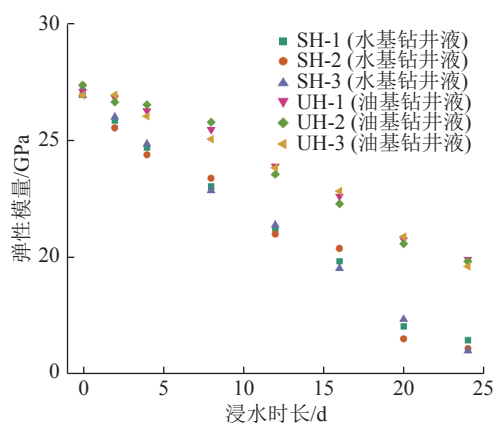


图7 不同钻井液浸泡下泥页岩的弹性模量变化规律

Fig.7 Rule of elastic modulus of mud shale under different drilling fluids immersion

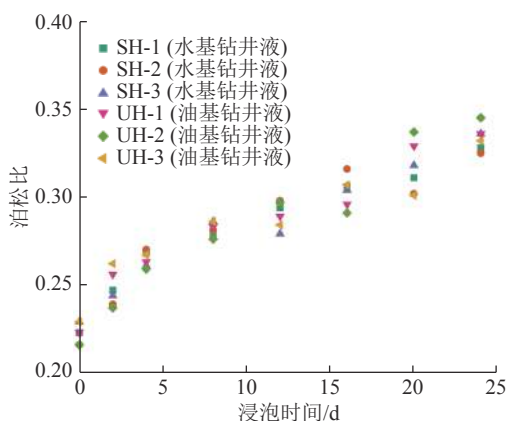


图8 不同钻井液浸泡下泥页岩的泊松比变化规律

Fig.8 Rule of Poisson's ratio of mud shale under different drilling fluids immersion

不同钻井液浸泡下岩样力学参数的差异表明,经油基钻井液浸泡后的泥页岩强度损失更小。这是由于水基钻井液含水率高,水化作用会直接影响到

岩样强度,使得力学参数整体呈现快速下降趋势^[16]。而油基钻井液密度大,且连续相为油相,对水化作用具有抑制性,仅有小部分内相盐水中的自由水会向泥页岩内部迁移,造成少量黏土矿物的水化运移,轻微影响到岩样强度,因此油基钻井液可以有效降低水化作用对泥页岩层的影响。但随着浸泡时间的延长,在水力压差、毛细管作用、化学渗透压等作用下,油基钻井液同样会沿泥页岩层理或微裂缝发育部位侵入岩样内部,造成孔隙压力的上升;同时油相的渗入作用会导致孔隙及微裂缝的开裂、扩展、分叉、再扩展,同样会对岩样内部结构造成破坏,最终表现为浸泡后期泥页岩力学参数的削弱^[17]。通过对上述试验数据的分析可知,弹性模量、峰值强度等力学参数与浸泡时间之间存在相应的量化关系,这可为后续的数值模拟提供理论支持。

2.3 基于不同钻井液弱化作用下泥页岩的力学参数预测模型

关于岩石浸泡时间与力学参数关系的拟合,黄智刚等^[18]采用线性函数得出了页岩弹性模量与浸水时间的关系;凌斯祥等^[19]以指数型函数来拟合岩石模量与浸泡时间之间的关系。鉴于此,笔者基于图7的各组数据,选用不同方程对岩样弹性模量随浸泡时间的变化规律进行拟合总结,结果见表1。

表1 不同拟合曲线方程分析

Table 1 Analysis of different fitting curve equations

编号	拟合方程	参数	R^2	拟合结果
1	$E_t = -at + b$	a, b	0.876 3	拟合程度低, 参数较多
2	$E_t = at^2 + bt + c$	a, b, c	0.993 7	拟合程度高, 参数多
3	$E_t = E_0 \exp\left(-\frac{t}{a}\right)$	a	0.992 1	拟合程度高, 参数少
4	$E_t = a - b \ln t$	a, b	0.987 6	拟合程度较高, 参数较多

由拟合方程分析得,表1中方程3与试验数据拟合度高,所含参数少且有明确的物理意义。因此选用方程3对水基钻井液浸泡下泥页岩的弹性模量变化规律进行拟合,拟合结果如图9所示。在水基钻井液浸泡下岩样弹性模量与浸泡时间关系的预测模型为

$$E_t = E_0 \exp\left(-\frac{t}{a}\right) \quad (1)$$

式中: t 为浸泡时间, d; E_t 为浸泡 t 天时泥页岩的弹性模量, MPa; E_0 为未浸泡状态下泥页岩的弹性模量, MPa; a 为水基钻井液浸泡对岩样的弱化系数。

由于泥页岩在不同钻井液浸泡下的变化规律存在差异^[20],因此在拟合油基钻井液浸泡下岩样弹性

模量与浸泡时间关系曲线时,在式(1)的基础上结合油基钻井液浸泡下岩样弹性模量的变化趋势特征,得出类似的预测模型为

$$E_t = E_0 \left[2 - \exp\left(\frac{t}{b}\right) \right] \quad (2)$$

式中: b 为油基钻井液浸泡对岩样的弱化系数。

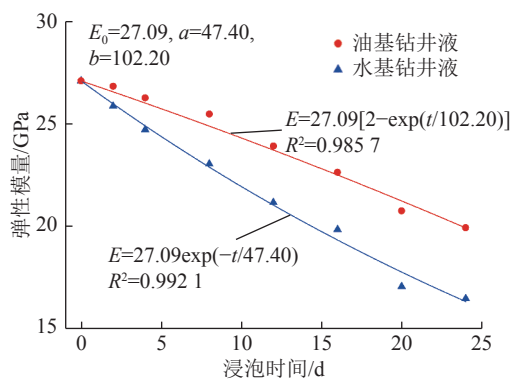


图9 泥页岩弹性模量随浸泡时间的演化

Fig.9 Evolution of elastic modulus of mud shale with immersion time

如图10所示,为进一步验证预测模型的合理性,采用了贾利春等^[21]对不同钻井液浸泡的页岩单轴压缩试验数据进行拟合,结果显示页岩的弹性模量随浸泡时间的增加而减小,且在不同钻井液浸泡下岩样弹性模量的变化趋势与上文试验的分析结果一致。拟合结果显示本文所提出的模型具备相当的合理性,可为不同钻井液浸泡下岩样的弹性模量演化预测提供可靠的理论依据。

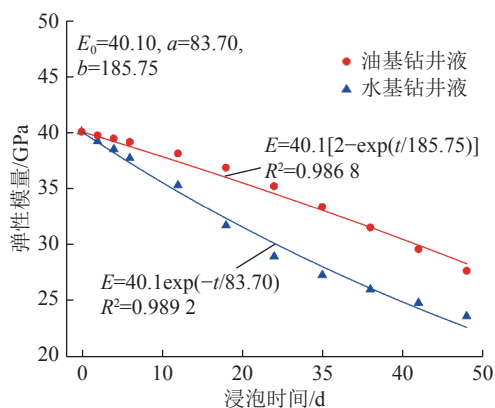


图10 JIA 试验弹性模量随浸泡时间的演化^[21]

Fig.10 Evolution of elastic modulus with immersion time in JIA's experiments^[21]

3 钻井液弱化作用下泥页岩的损伤本构模型

3.1 钻井液弱化作用下的泥页岩损伤本构关系

当岩石受钻井液弱化作用影响时,由于水化等

劣化因素的持续作用,岩石损伤会逐渐累积。而钻井液弱化损伤主要通过影响岩石内部结构来影响岩石力学参数^[22]。因此,根据连续介质力学中提出的弹性模量法,钻井液弱化引起的损伤因子可定义为

$$D_t = \frac{E_0 - E_t}{E_0} = 1 - \frac{E_t}{E_0} \quad (3)$$

式中: D_t 为浸泡时间 t 天时的损伤变量。

基于等效应变原理,假设岩石内部损伤是各向同性的^[23],材料在单轴加载下的损伤本构方程基本形式为

$$\varepsilon = \frac{\bar{\sigma}}{E^*} = \frac{\sigma^*}{E^*(1-D)} \quad (4)$$

式中: ε 、 D 分别为岩石不同状态下的应变变量和损伤变量; $\bar{\sigma}$ 为岩石的有效应力, MPa; σ^* 、 E^* 分别为未损伤岩石的应力和弹性模量, MPa。

根据 ZHANG 等^[24]对等效应变原理的推广研究,当岩石受到外力作用或环境变化时,任意取两种损伤状态,第一损伤状态的有效应力对第二损伤状态引起的应变等效于第二损伤状态的有效应力对第一损伤状态引起的应变。将岩石的初始损伤状态定义为第一损伤状态,钻井液弱化后的损伤状态定义为第二损伤状态,式(4)可以推广为

$$\sigma_t = E_0(1 - D_t)\varepsilon_t \quad (5)$$

式中: σ_t 、 ε_t 分别为浸泡时间 t 天时的应力和应变。

同理,将钻井液弱化后的损伤状态定义为第一损伤状态,钻井液弱化后再经过单轴加载的损伤状态定义为第二损伤状态,则等效应变原理可进一步推广为

$$\sigma = E_t(1 - D_m)\varepsilon \quad (6)$$

式中: D_m 为单轴加载所引起的损伤变量; σ 、 ε 为同时考虑钻井液弱化作用和单轴加载作用的应力、应变。

类比式(5)、式(6),依据等效应变原理对先经过钻井液浸泡,再进行单轴加载的岩样进行全过程推广,其本构关系为

$$\sigma = E_0(1 - D_w)\varepsilon \quad (7)$$

式中: D_w 为同时考虑钻井液弱化作用和单轴加载的损伤变量。

根据式(3)、式(6)和式(7)得,泥页岩在钻井液弱化作用和单轴加载的耦合作用下的损伤变量 D_w 可定义为

$$D_w = D_m + D_t - D_m D_t \quad (8)$$

由式(8)可知,岩石的整体损伤变量由钻井液弱化损伤和单轴加载的损伤以及两者之间的耦合作用

组成。因此, 损伤变量呈现典型的非线性特征^[25]。此外, 由于耦合项前存在负号, 钻井液弱化与单轴加载的耦合作用实际上削弱了岩石的总损伤。

3.2 钻井液弱化作用下的泥页岩损伤演化模型

公式 (8) 是在假设岩石内部损伤是各向同性的基础上推导得出的。但事实上, 岩石作为一种非均质材料是各向异性的, 其内部的微裂纹、孔隙等微观缺陷的产生都是随机分布的^[26]。而不同缺陷对岩石力学特性的影响可能会有差异, 这使得岩石强度的差异具有随机性, 为了从细观尺度描述岩石的各向异性, 采用 Weibull 统计分布理论来描述随机分布^[27]。因此, 岩石微单元破坏的概率密度函数可以表示为

$$P(\varepsilon) = \frac{m}{F} \left(\frac{\varepsilon}{F} \right)^{m-1} \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon}{F} \right)^m \right] \quad (9)$$

式中: m 、 F 为分布函数的形状参数和尺度参数, 可由试验数据拟合得到。

若将岩石单轴加载引起的损伤变量 D_m 定义为失效微单元数 N_f 与总微单元数 N 的比值, 则可以得到

$$D_m = \frac{N_f}{N} = \frac{N \int_0^F \frac{m}{F} \left(\frac{\varepsilon}{F} \right)^{m-1} \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon}{F} \right)^m \right] d\varepsilon}{N} = \frac{1 - \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon}{F} \right)^m \right]}{1} \quad (10)$$

结合式 (3)、式 (8) 和 (10) 最终得到钻井液弱化和单轴加载共同作用下泥页岩的总损伤变量为

$$D_w = 1 - \frac{E_t}{E_0} \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon}{F} \right)^m \right] \quad (11)$$

基于连续损伤力学, 将公式 (11) 代入式 (7) 表示泥页岩在钻井液弱化和单轴加载共同作用下的应力-应变关系, 则有

$$\sigma = E_t \varepsilon \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon}{F} \right)^m \right] \quad (12)$$

如图 5 所示, 在试验得到的泥页岩应力-应变曲线中存在孔隙压缩阶段, 尤其在长时间的钻井液浸泡下更加明显; 在该阶段随着应变的增加曲线斜率也在增大, 曲线呈下凹型。为更准确地模拟泥页岩的应力-应变关系, 需在模型中考虑孔隙压缩阶段。

在钻井液弱化和单轴加载共同作用下, 泥页岩整体的应力-应变关系可以分为孔隙压缩阶段前后两段进行描述, 因此假设应力-应变曲线中孔隙压缩阶段终点的应力、应变分别为 σ_c 、 ε_c , 则:

$$\sigma = \begin{cases} E_t \varepsilon \left\{ 1 - \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon}{F_1} \right)^{m_1} \right] \right\}, & (\varepsilon \leq \varepsilon_c) \\ \sigma_c + E_t (\varepsilon - \varepsilon_c) \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon - \varepsilon_c}{F_2} \right)^{m_2} \right], & (\varepsilon > \varepsilon_c) \end{cases} \quad (13)$$

式中: m_1 、 F_1 分别为在孔隙压缩阶段, 分布函数随钻井液浸泡时间 t 变化的形状参数和尺度参数; m_2 、 F_2 分别为除孔隙压缩阶段外, 分布函数随钻井液浸泡时间 t 变化的形状参数和尺度参数。

根据以往的研究, 在单轴压缩试验的孔隙压缩阶段, 岩样内部孔隙体积逐渐减小, 原始微裂纹趋于闭合, 导致该阶段微裂纹扩展不明显。此外, 从统计损伤力学的角度认为岩石损伤是岩石内部微裂纹产生、扩展和合并的过程。因此, 可以近似地认为在孔隙压缩阶段岩样没有损伤积累, 在此阶段损伤变量可以视为常数。可得总伤害变量为

$$D_w = \begin{cases} 1 - \frac{E_t}{E_0}, & (\varepsilon \leq \varepsilon_c) \\ 1 - \frac{E_t}{E_0} \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon - \varepsilon_c}{F_2} \right)^{m_2} \right], & (\varepsilon > \varepsilon_c) \end{cases} \quad (14)$$

式 (14) 即为钻井液弱化和单轴加载共同作用下泥页岩的损伤变量。但由于其中 m_1 、 F_1 、 m_2 、 F_2 等参数还未确定, 该结果还无法应用于泥页岩损伤的定量分析。已知在单轴压缩过程中应力-应变曲线的峰值强度点处的斜率为 0, 因此可以引入峰值强度来确定这些参数。假设峰值强度点的应力、应变分别为 σ_p 、 ε_p , 则代入式 (13) 得:

$$\begin{aligned} \frac{d\sigma}{d\varepsilon} \Big|_{\varepsilon=\varepsilon_p} &= E_t \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon_p - \varepsilon_c}{F_2} \right)^{m_2} \right] - \\ E_t (\varepsilon_p - \varepsilon_c) \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon_p - \varepsilon_c}{F_2} \right)^{m_2} \right] \frac{m_2}{F_2} \left(\frac{\varepsilon_p - \varepsilon_c}{F_2} \right)^{m_2-1} &= 0 \end{aligned} \quad (15)$$

解得:

$$m_2 = \frac{1}{\ln \left[E_t (\varepsilon_p - \varepsilon_c) / (\sigma_p - \sigma_c) \right]} \quad (16)$$

$$F_2 = (\varepsilon_p - \varepsilon_c) m_2^{\frac{1}{m_2}} \quad (17)$$

在式 (13) 中两应力-应变方程均通过孔隙压缩阶段终点 (ε_p , σ_p), 且斜率相同。将该点分别代入两方程, 求导并联立可得:

$$\begin{aligned} \frac{d\sigma}{d\varepsilon} \Big|_{\varepsilon=\varepsilon_c} &= -E_t \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon_c}{F_1} \right)^{m_1} \right] \left[1 - \varepsilon_c \frac{m_1}{F_1} \left(\frac{\varepsilon_c}{F_1} \right)^{m_1-1} \right] = \\ E_t \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon_c - \varepsilon_c}{F_2} \right)^{m_2} \right] - E_t (\varepsilon_c - \varepsilon_c) \exp \left[- \left(\frac{\varepsilon_c - \varepsilon_c}{F_2} \right)^{m_2} \right] & \\ \frac{m_2}{F_2} \left(\frac{\varepsilon_c - \varepsilon_c}{F_2} \right)^{m_2-1} &= E_t \end{aligned} \quad (18)$$

由式 (13) 和式 (18) 解得:

$$m_1 = \left(1 - \frac{1}{1 - \frac{\sigma_c}{\varepsilon_c E_t}} \right) / \ln \left(1 - \frac{\sigma_c}{\varepsilon_c E_t} \right) \quad (19)$$

$$F_1 = \varepsilon_c \left[-\ln \left(1 - \frac{\sigma_c}{\varepsilon_c E_t} \right) \right]^{-\frac{1}{m_1}} \quad (20)$$

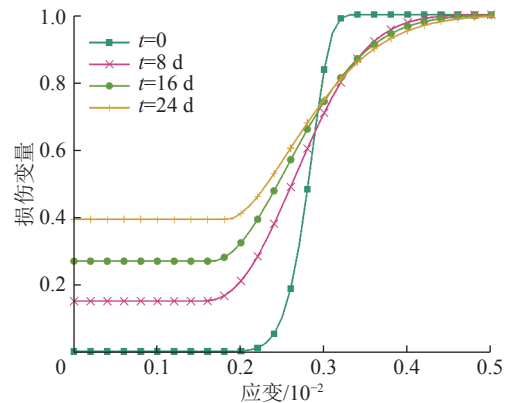
综上可知, 钻井液弱化和单轴加载共同作用下泥页岩的损伤变量与钻井液经时间 t 浸泡后的弹性模量 E_t 、孔隙压缩阶段终点的应力 σ_c 和应变 ε_c 、峰值强度点的应力 σ_p 和应变 ε_p 有关。

3.3 损伤模型验证及结果分析

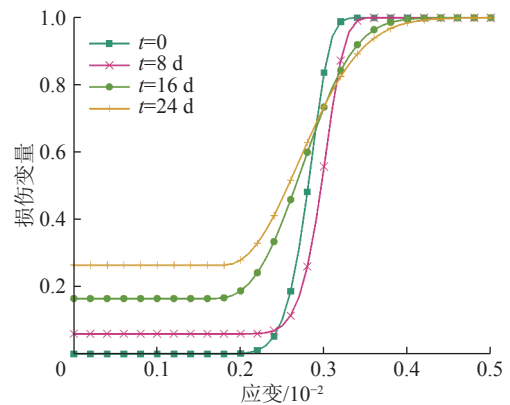
为验证式 (14) 中损伤模型的合理性, 将模型通过程序嵌入到 MATLAB 软件中, 拟合得出了不同浸泡时间下, 岩样在两种钻井液中的损伤-应变曲线, 如图 11 所示。

由图 11 可知由于浸泡环境及时间的影响, 岩样的初始损伤不同。泥页岩在钻井液中浸泡时间越长, 岩样的初始损伤值越大。在相同浸泡时间内, 水基钻井液中的岩样比油基钻井液中的岩样初始损伤积累的更快; 同样浸泡 24 d 后, 油基钻井液中岩样的初始损伤为 0.265, 而水基钻井液中的岩样初始损伤高达 0.392, 比油基钻井液浸泡下的岩样高出了 32.40%; 充分说明水基钻井液对泥页岩结构的破坏作用更加明显。对岩样进行单轴压缩试验时, 在孔隙压缩阶段泥页岩内部的微裂缝、孔隙逐渐减小至闭合, 这一阶段内岩样损伤很小, 假设其恒定为常数; 随后在继续单轴加载过程中, 岩样内原始微裂缝开始扩张, 新的微裂缝开始分裂, 岩样的损伤迅速积累和增长^[28]; 随着孔隙及微裂缝的开裂、扩展、分叉、再扩展, 直至宏观裂纹出现, 岩样内部结构被破坏, 当岩样破坏完全时, 其损伤变量接近 1.0。

表 2 为不同钻井液浸泡下岩样的试验数据及模型参数。结合式 (13)、式 (14) 分析, 在孔隙压缩阶段,



(a) 水基钻井液浸泡



(b) 油基钻井液浸泡

图 11 不同钻井液浸泡下泥页岩的应变-损伤曲线
Fig.11 Strain-damage curves of mud shale under different drilling fluids immersion

即 ($\varepsilon \leq \varepsilon_c$) 时, 形状参数 m_1 的范围在 1.146 ~ 1.318 之间, 总体变化不大, 因此在该段岩石的力学性质由参数 E_t 主导, 又由式 (1)、式 (2) 可知 E_t 是由钻井液的种类及浸泡时间 t 所决定的, 因此在孔隙压缩阶段更多表征出的是不同钻井液、不同浸泡时间对泥页岩力学特性的弱化规律, 即初始损伤的影响; 在其余阶段, 即 ($\varepsilon > \varepsilon_c$) 时, 形状参数 m_2 的变化范围在 1.684 ~ 8.097, 变化幅度较大, 因此该阶段所表现出的力学特性受钻井液弱化及单轴加载作用的耦合影响, 而损伤的累积大部分由单轴加载提供, 且形状参数 m_2 越

表 2 不同钻井液浸泡下岩样的试验数据及模型参数

Table 2 Experimental data and model parameters of rock samples under different drilling fluids immersion

浸泡体系	浸泡时间/d	试验数据				模型参数			
		σ_c /MPa	ε_c / 10^{-2}	σ_p /MPa	ε_p / 10^{-2}	m_1	F_1	m_2	F_2
无	0	13.52	0.130	42.73	0.252	1.287	0.002 28	8.097	0.001 58
水基	8	14.66	0.155	29.28	0.253	1.318	0.001 52	2.301	0.001 41
水基	16	13.09	0.165	24.18	0.259	1.305	0.002 76	1.924	0.001 32
水基	24	8.61	0.185	18.58	0.276	1.146	0.005 85	1.684	0.001 24
油基	8	16.59	0.175	38.03	0.273	1.274	0.003 19	6.577	0.001 31
油基	16	15.35	0.165	29.36	0.254	1.318	0.002 67	2.755	0.001 29
油基	24	12.62	0.180	23.11	0.263	1.252	0.003 51	2.198	0.001 19

大对应的应变-损伤曲线越陡, 损伤累积越快。

图 12 为水基钻井液和油基钻井液弱化作用下泥页岩损伤演化模型数据与试验数据的应力-应变曲线对比, 由图可知本损伤本构模型能够有效描述在不同浸泡时间下岩样单轴压缩试验曲线的特征, 且还原精度高达 90% 以上; 同时本损伤模型还考虑了初始孔隙压缩阶段, 使得模型曲线在孔隙压缩阶段的应力-应变曲线更加符合试验数据, 大幅提高了模型的准确性。虽然损伤模型的拟合曲线在部分浸泡时间段内其峰后破坏阶段的跌落幅度与试验数据存在一定的差异, 但整体跌落趋势一致, 说明所建立的损伤模型对峰后破坏阶段也可以进行较好的描述。所以, 上文建立的损伤本构模型较为全面的表征了泥页岩在钻井液弱化效应及单轴加载作用下岩样的应力-应变曲线特征。

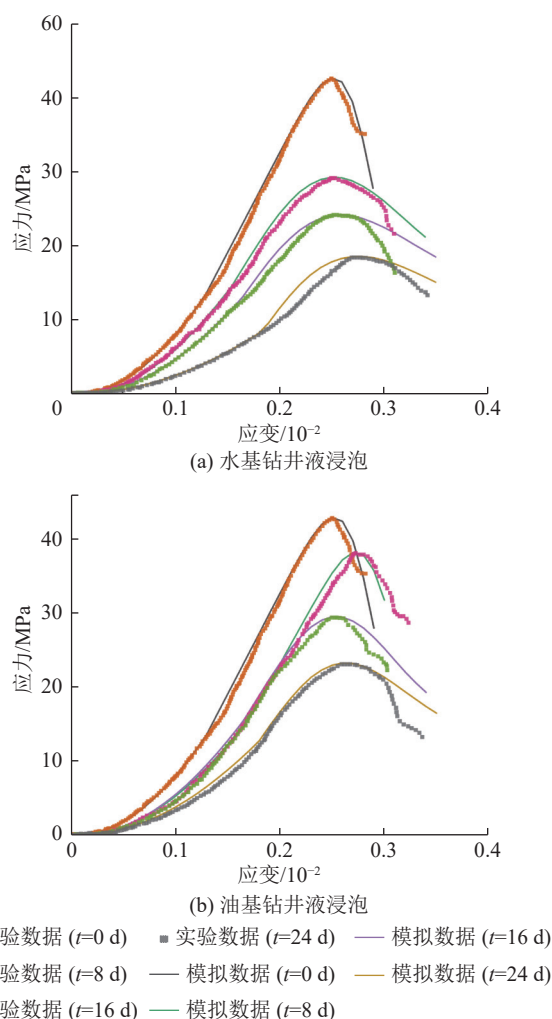


图 12 不同钻井液浸泡下试验与模拟结果的应力-应变曲线

Fig.12 Stress-strain curves of experimental and simulated results under different drilling fluids immersion

4 结 论

1) 在不同钻井液的浸泡作用下, 泥页岩的抗压强度、弹性模量等力学特性均被削弱。与油基钻井液相比水基钻井液对岩样强度的弱化作用更加显著; 经过 24 d 浸泡后水基钻井液中岩样抗压强度降低了 56.51%, 而油基钻井液中的岩样抗压强度降低了 45.91%。在钻井液浸泡作用下岩样的力学特性由脆性向延性转化。

2) 通过拟合不同钻井液弱化作用下泥页岩的力学参数变化趋势, 分别得出了水基钻井液和油基钻井液浸泡后岩样的弹性模量 E_t 关于浸泡时间变化的预测模型。

3) 提出的钻井液弱化和单轴加载共同作用下泥页岩的损伤变量演化模型, 通过不同钻井液浸泡下的弹性模量 E_t 反映了不同钻井液对于泥页岩的损伤程度, 同时结合 Weibull 统计分布理论推导的泥页岩损伤本构模型较好的还原了钻井液浸泡后单轴加载条件下的泥页岩全应力应变变化曲线。由损伤曲线可知, 油基钻井液和水基钻井液的弱化作用对岩样的初始损伤随浸泡时间的增加而增大, 且水基钻井液浸泡后的岩样初始损伤更大。

参考文献(References):

- [1] 马天寿, 陈平. 层理性页岩水平井井壁稳定性分析[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2015, 46(4): 1375-1383.
MA T T, CHEN P. Analysis of wellbore stability for horizontal wells in stratification shale[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2015, 46(4): 1375-1383.
- [2] 贾立龙, 舒建生, 姜在炳, 等. 黔南海陆过渡相煤系页岩气成藏条件及储层特征研究[J]. 煤炭科学技术, 2021, 49(10): 201-207.
JIA Lilong, SHU Jiansheng, JIANG Zaibing *et al.* Study on formation conditions and reservoir characteristics of marine-terrestrial facies coal measures shale gas in western Guizhou[J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(10): 201-207.
- [3] 肖志强, 贾善坡, 元宪寅, 等. 流-固-化耦合条件下硬脆性泥页岩井壁渐进破坏效应探讨[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2019, 50(10): 2464-2480.
XIAO Zhiqiang, JIA Shanpo, QI Xianyin, *et al.* Hydraulic-mechanical-chemical coupling evaluation for progressive failure of hard brittle shale wellbore[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2019, 50(10): 2464-2480.
- [4] ZHANG Q, JIA W, FAN X, *et al.* A review of the shale wellbore stability mechanism based on mechanical-chemical coupling theories[J]. Petroleum, 2015, 1(2): 91-96.
- [5] TALAL A L B. The impact of water content and ionic diffusion on the uniaxial compressive strength of shale[J]. Egyptian Journal of Petroleum, 2013, 22(2): 249-260.
- [6] 刘向君, 熊健, 梁利喜. 龙马溪组硬脆性页岩水化实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(3): 178-186.

- LIU Xiangjun, XIONG Jian, LIANG Lixi. Hydration experiment of hard brittle shale of the longmaxi formation[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(3): 178–186.
- [7] DOKHANI V, YU M, MISKA S Z, *et al.* Effects of adsorptive characteristics of shale on wellbore stability[C]//49th US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium. OnePetro, 2015.
- [8] 卢运虎, 陈 勉, 金 衍, 等. 钻井液浸泡下深部泥岩强度特征试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2012, 31(7): 1399–1405.
- LU Yunhu, CHEN Mian, JIN Yan, *et al.* Experimental study of strength properties of deep mudstone under drilling fluid soaking[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(7): 1399–1405.
- [9] 闫传梁, 邓金根, 蔚宝华, 等. 页岩气储层井壁坍塌压力研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2013, 32(8): 1595–1602.
- YAN Chuanliang, DENG Jingen, YU Baohua, *et al.* Research on collapsing pressure of gas shale[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013, 32(8): 1595–1602.
- [10] ZHEN G F, JING G L, HU W J, *et al.* The research of the oil base drilling fluid hard brittle shale sidewall instability mechanism[C]//Applied Mechanics and Materials, 2014.
- [11] 康毅力, 余继平, 林 冲, 等. 钻井完井液浸泡弱化页岩脆性机制[J]. 力学学报, 2016, 48(3): 730–738.
- KANG Yili, SHE Jiping, LIN Chong, *et al.* Brittleness weakening mechanisms of shale soaked by drilling & completion fluid[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2016, 48(3): 730–738.
- [12] 梁大川, 王 林. 钻井液和泥页岩间的传递作用对井壁稳定的影响[J]. 天然气工业, 1999, 3: 71–73, 9–10.
- LIANG Dachuan, WANG Lin. Influence of transfer between drilling fluid and shale on wellbore stability[J]. Natural Gas Industry, 1999, 3: 71–73, 9–10.
- [13] 刘厚彬, 崔 帅, 朱达江, 等. 硬脆性页岩微观结构及力学性能研究[J]. 地下空间与工程学报, 2019, 15(S1): 34–39.
- LIU Houbin, CUI Shuai, ZHU Dajiang, *et al.* Study on micro-structure and mechanical properties of hard brittle shale[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2019, 15(S1): 34–39.
- [14] 李贤胜, 刘向君, 梁利喜, 等. 层理性页岩声波各向异性校正方法研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(5): 49–54, 62.
- LI Xiansheng, LIU Xiangjun, LIANG Lixi, *et al.* Correction methods for acoustic anisotropy of bedding shale[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 49–54, 62.
- [15] 梁利喜, 庄大琳, 刘向君, 等. 龙马溪组页岩的力学特性及破坏模式研究[J]. 地下空间与工程学报, 2017, 13(1): 108–116.
- LIANG Lixi, ZHUANG Dalin, LIU Xiangjun, *et al.* Study on mechanical properties and failure modes of longmaxi shale[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2017, 13(1): 108–116.
- [16] 万有维, 熊 健, 刘向君, 等. 钻井液浸泡对巴西改组岩石声学特性的影响[J]. 断块油气田, 2020, 27(4): 517–521.
- WAN Youwei, XIONG Yian, LIU Xiangjun, *et al.* The influence of drilling fluid soaking on rock acoustic characteristics in Baxigai Formation[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(4): 517–521.
- [17] LYU Q, LONG X, RANJITH P G, *et al.* Experimental investigation on the mechanical behaviours of a low-clay shale under water-based fluids[J]. Engineering Geology, 2018, 233: 124–138.
- [18] 黄智刚, 左清军, 吴 立, 等. 水岩作用下泥质板岩软化非线性机制研究[J]. 岩土力学, 2020, 41(9): 2931–2942.
- HUANG Zhigang, ZUO Qingjun, WU Li, *et al.* Nonlinear softening mechanism of argillaceous slate under water-rock interaction[J]. Rock and Soil Mechanics, 2020, 41(9): 2931–2942.
- [19] 凌斯祥, 巫锡勇, 孙春卫, 等. 水岩化学作用对黑色页岩的化学损伤及力学劣化试验研究[J]. 实验力学, 2016, 31(4): 511–524.
- LING Sixiang, WU Xiyong, SUN Chunwei, *et al.* Experimental study of chemical damage and mechanical deterioration of black shale due to water-rock chemical action[J]. Journal of Experimental Mechanics, 2016, 31(4): 511–524.
- [20] SUN L, ZHANG Y, QIN Z, *et al.* A damage constitutive model of rock under hydrochemical cyclic invasion[J]. Advances in Civil Engineering, 2020, 2020.
- [21] 贾利春, 刘殿琛, 张家振. 钻井液浸泡页岩动、静态弹性力学参数试验研究[C]//第32届全国天然气学术年会(2020)论文集. 重庆: 中国学术期刊电子出版社, 2020.
- JIA Lichun, LIU Dianchen, ZHANG Jiazhen. Experimental study on the dynamic and static elastic parameters of shale under drilling fluid environment[C]//The 32nd National Natural Gas Academic Annual Conference(2020). Chongqing: China Academic Journal Electronic Publishing House, 2020.
- [22] CHANGHAO W, LING Z, SHIBIN L, *et al.* Time-Sensitive Characteristics of Bedding Shale Deterioration under the Action of Drilling Fluid[J]. Lithosphere, 2022, 2022(Special 12): 3019090.
- [23] JIANG J, HOU Z M, HOU K P, *et al.* The damage constitutive model of sandstone under water-rock coupling[J]. Geofluids, 2022, 2022: 1731254.
- [24] ZHANG Q S, YANG G S, REN J X. New study of damage variable and constitutive equation of rock[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2003, 22(1): 30–34.
- [25] MIAO S, WANG H, CAI M, *et al.* Damage constitutive model and variables of cracked rock in a hydro-chemical environment[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2018, 11(2): 1–14.
- [26] BIAN K, LIU J, ZHANG W, *et al.* Mechanical behavior and damage constitutive model of rock subjected to water-weakening effect and uniaxial loading[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2019, 52(1): 97–106.
- [27] WANG W, DENG J, YU B, *et al.* Coupled effects of stress damage and drilling fluid on strength of hard brittle shale[J]. Journal of Central South University, 2016, 23(12): 3256–3261.
- [28] 罗 鸣, 高德利, 黄洪林, 等. 钻井液对页岩力学特性及井壁稳定性的影响[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(6): 693–700.
- LUO Ming, GAO Deli, HUANG Honglin, *et al.* Effects of drilling fluids on shale mechanical properties and wellbore stability[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(6): 693–700.