

# 钻井液驱替下古龙页岩力学特性及弱化规律

索 或<sup>1,2,3</sup>, 李芬芬<sup>1</sup>, 何文渊<sup>4</sup>, 付晓飞<sup>2</sup>, 潘哲君<sup>5</sup>, 齐 悦<sup>6</sup>, 董牧宇<sup>1</sup>

(1. 东北石油大学 石油工程学院, 黑龙江 大庆 163318; 2. 大庆油田有限责任公司博士后科研工作站, 黑龙江 大庆 163458; 3. 黑龙江省油气藏压裂改造与评价重点实验室, 黑龙江 大庆 163318; 4. 中国石油国际勘探开发有限公司, 北京 100034; 5. 东北石油大学 非常规天然气研究院, 黑龙江 大庆 163318; 6. 中国石油大庆钻探工程公司 钻井工程技术研究院, 黑龙江 大庆 163413)

**摘要:**在页岩油钻井过程中,造斜段和水平段井眼周围地应力的重新分布及水化作用加剧,开展古龙页岩油层的微观理化性质和宏观力学性质分析。结果表明:古龙页岩油层层理缝平均孔径为 160.94  $\mu\text{m}$ ,砂质条带孔隙平均孔径为 1.50  $\mu\text{m}$ ;页岩具有显著的各向异性渗透特征,其中,平行层理方向的渗透率大约是垂直层理方向的 2 倍;明确页岩层理面破坏的上下极限夹角,制作在不同围压下页岩强度随弱面倾角分布图表,建立考虑页岩油层理面的破坏模型并验证实验结果,平均误差为 8.25%。在垂直层理方向,水基钻井液、醇基钻井液、油基钻井液驱替后,岩石三轴抗压强度分别降低 20.31%、17.67%、13.69%;在水平层理方向,水基钻井液、醇基钻井液、油基钻井液驱替后,岩石三轴抗压强度分别降低 36.15%、31.78%、22.44%,同时,修正弱化后页岩破坏准则。根据现场数据,结合古龙页岩井壁失稳研究进展,确定青山口组安全钻井液密度窗口为 1.71 ~ 1.73  $\text{g}/\text{cm}^3$ ,可对井壁形成有效的力学支撑,有助于预防地层剥落,并明确主、辅助乳化剂最优配比调整方向。该结果对古龙页岩油钻井工程的安全钻进具有指导意义。

**关键词:**古龙页岩油;井壁失稳;钻井液;各向异性;破坏模型;力学特性;弱化规律

**中图分类号:**TE21 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)02-0097-10

## 0 引言

页岩油储存于富有机质、纳米级孔径为主的页岩层系,其储量丰富且分布广泛,是继页岩气后非常规资源勘探的热点领域之一<sup>[1]</sup>。松辽盆地作为中国重要的油气生产基地,资源丰富,油藏类型多样,近 50 年来,累计产油量达  $2.5 \times 10^9 \text{ t}$ <sup>[2]</sup>。页岩油的高效开发对保障国家能源安全起至关重要作用,中国陆相页岩油开发处于起步阶段,尤其是古龙页岩油水平井勘探缺少可借鉴的、成熟的理论、技术和经验<sup>[3-4]</sup>。由于页岩中纳微米级孔缝发育,钻井液进入地层而引发膨胀应力,改变周应力分布,同时,页岩水化降低地层岩石强度,伊利石表面水化和钻井液侵入孔缝造成页岩强度变化是古龙页岩地层井壁失稳的主要诱因<sup>[5-12]</sup>。

人们开展井壁稳定性研究。徐加放等<sup>[13]</sup>分析泥页岩水化应力产生机理及其影响因素,建立泥页岩水化应力测试方法,为井壁周期性坍塌提供解释依据。温航等<sup>[14]</sup>建立考虑岩石结构和弱面水化作用的硬脆性泥页岩地层井壁稳定力学化学耦合模型。丁乙等<sup>[15]</sup>采用三轴实验与剪切实验,以横观各向同性理论与弱面准则为依据,融合钻井液卸载与水化作用下的力学损伤,建立应力卸载—水化协同作用下的页岩井壁稳定模型,开展页岩地层井壁稳定性影响因素分析。在力学化学耦合作用下,金衍等<sup>[16]</sup>阐述硬脆性泥页岩井壁失稳的基本原理,从微观、细观和宏观角度,总结硬脆性泥页岩与入井流体间的作用机理、细观结构损伤演化的定量表征,以及泥页岩水化宏观力学劣化效应和井壁稳定性定量分析。刘向君等<sup>[17]</sup>分析页岩的层理和水化损伤对钻井过程中井壁稳定性的影响,开展岩石三轴力学实验测试页岩原始状态和钻井液作用下不同时间的力学特性,基于孔隙弹性理论和岩石弱面强度理论,综合考虑层理产状和水化损伤对页岩强度的影响,建立页岩地层井壁稳定性分析模型。基于弱面破坏准则,考虑弱面产状、各向异性、井眼轨迹的影响,林海等<sup>[18]</sup>建立硬脆性泥页岩坍塌压力的计算模型,确定不同地应力状态下地层各向异性对

收稿日期:2024-09-27;编辑:关开澄

基金项目:新时代龙江优秀硕士、博士论文资助项目(LJYXL2022-002);黑龙江省博士面上基金资助项目(LBH-Z22044);黑龙江省博士后特别资助基金项目(LBH-TZ2301);黑龙江省“揭榜挂帅”科技攻关项目(DQYT-2022-JS-758)

作者简介:索 或(1990—),男,博士,副教授,主要从事岩石力学及非常规储层改造方面的研究。

通信作者:李芬芬,E-mail: ff123\_2023@163.com

坍塌压力的影响。LI Jia 等<sup>[19]</sup>研究水基钻井液对滤饼性能和井壁稳定性的影响,基于孔隙弹性模型,分析随时间变化的滤饼性质对孔隙压力分布、井筒周围有效应力状态和安全钻井液密度窗口的影响。SUO Yu 等<sup>[20]</sup>开展不同高温下岩石物理及力学实验,发现 400 °C 为花岗岩性质阈值点,建立分段式井壁稳定模型,探究不同温度对井壁稳定的影响规律。WEI Yaoran 等<sup>[21]</sup>采用离散裂缝网络与离散元相结合的方法,研究各向同性和各向异性应力状态下,泥浆侵入及相关裂缝强度减弱对裂隙岩石井眼稳定性的影响。人们研究传统井壁稳定性,为古龙页岩油区块井壁稳定性分析提供思路。齐悦等<sup>[22]</sup>对松辽盆地古龙页岩层理发育,层理密度高,黏土矿物以伊利石为主,质地偏硬脆性,在水平井施工中反复出现坍塌卡钻、井眼扩大等井壁失稳问题,开展岩石力学测试,建立有限元应力—流场耦合模型,求取不同工况条件下井壁稳定的坍塌压力上限,确定最佳钻井液密度窗口。以松辽盆地北部陆相页岩为研究对象,李士斌等<sup>[23]</sup>通过 XRD 衍射实验分析页岩的矿物组分,利用单三轴抗压强度实验测定页岩各向异性弹性参数和强度参数,基于孔隙弹性力学,建立层理性页岩各向异性井壁稳定模型。

笔者测定古龙页岩油实验区块页岩的矿物组分、孔隙分布及渗透率各向异性,测试不同围压下干燥页岩岩心的力学性质,明确页岩层理面破坏的上下极限夹角,探讨古龙页岩油区井壁失稳机理。在不同钻井液体系浸泡下,通过修正页岩强度数据,进一步完善页岩弱化破坏准则;基于现场数据,明确青山口组的安全钻井液密度窗口,为古龙页岩油钻井中的井壁稳定性提供研究思路。

## 1 储层地质特征

古龙页岩油主要分布在松辽盆地北部中央坳陷半深湖—深湖相区,青山口组主要为中高成熟度页岩油,资源潜力巨大。微观上,古龙页岩油主要的储集空间为微米基质孔与页理缝,微米孔(孔径为 0.5~500.0  $\mu\text{m}$ )、微米缝(缝宽为 0.5~500.0  $\mu\text{m}$ )及基质孔普遍含油,页理缝内油气连续富集;宏观上,古龙页岩油呈东西向连续分布、纵向立体富油,古龙凹陷中心 11 口井高产稳产。根据沉积和地质特点,中国陆相页岩油储集层“甜点”大致可分为夹层型、混积型、页岩型 3 种类型<sup>[24]</sup>,其中,松辽盆地青山口组古龙页岩油属于页岩型,页岩型“甜点”的特点为层理缝发育,多为脆性矿物。

在对古龙页岩油区青山口组钻进时,储层应力复杂、裂缝发育,井眼的形成破坏地层原始的力学平衡,且井眼周围裂缝从萌生到扩展对岩石强度产生弱化作用。由于页岩的结构和组分特点,钻井液的侵入对古龙页岩油水平井的稳定性造成极大影响,同时,在水化作用、压力传递、弱面结构等综合因素作用下,页岩裂缝微观结构发生改变,引起地层力学性能发生变化(见图 1)。这些原因加剧井眼的破坏,从而造成井壁失稳,影响页岩油高效开发。

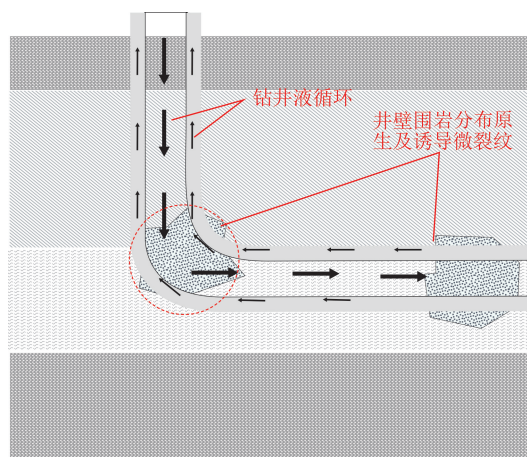


图 1 古龙页岩油微裂缝、水化等缺陷诱导的井壁坍塌示意

Fig. 1 The wellbore collapse induced by microfractures and hydration defects in Gulong shale oil

## 2 储层微观实验及特征

### 2.1 页岩层矿物组分分析

分别采集古龙页岩油区青山口组一段、二段、三段、四段不同角度(水平、15°、30°、45°、75°、垂直)的两块页岩岩心并制成标准岩样,每段共计 12 块岩心。以青山口组一段为例,主要矿物成分包括黏土、石英、白云石、方解石和斜长石,其中,石英和斜长石属于脆性矿物且质量分数较高(见图 2(a))。脆性矿物在页岩中的质量分数越高,对基质孔隙和微裂缝的发育程度影响越显著。页岩中的黏土矿物主要以伊利石和

绿泥石为主,且含有少量的伊/蒙混层,不含纯蒙脱石矿物,在伊/蒙混层中的蒙脱石质量分数不高,表明具有一定的水化特征,但吸水膨胀性不强(见图 2(b))。

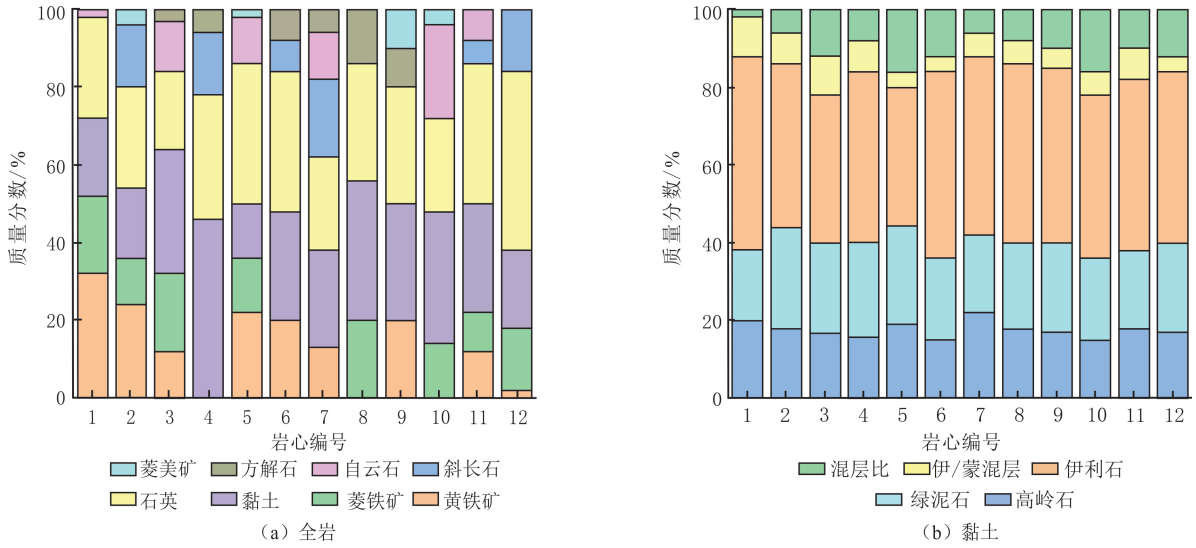


图 2 全岩和黏土矿物组分变化  
Fig. 2 Composition changes of whole rock and clay minerals

### 2.2 页岩孔缝分布特征

对水平和垂直两个方向的原始页岩试样进行拍摄并做后期处理,得到二维灰度图像,渲染试样图像中的纹层,通过计算将纹层在试样上的三维状态在数字图像中展示(见图 3)。初步构建古龙页岩的数字岩心模型,定量化表征孔隙结构,其中层理缝平均孔径为 160.94  $\mu\text{m}$ ,砂质条带孔隙平均孔径为 1.50  $\mu\text{m}$ 。

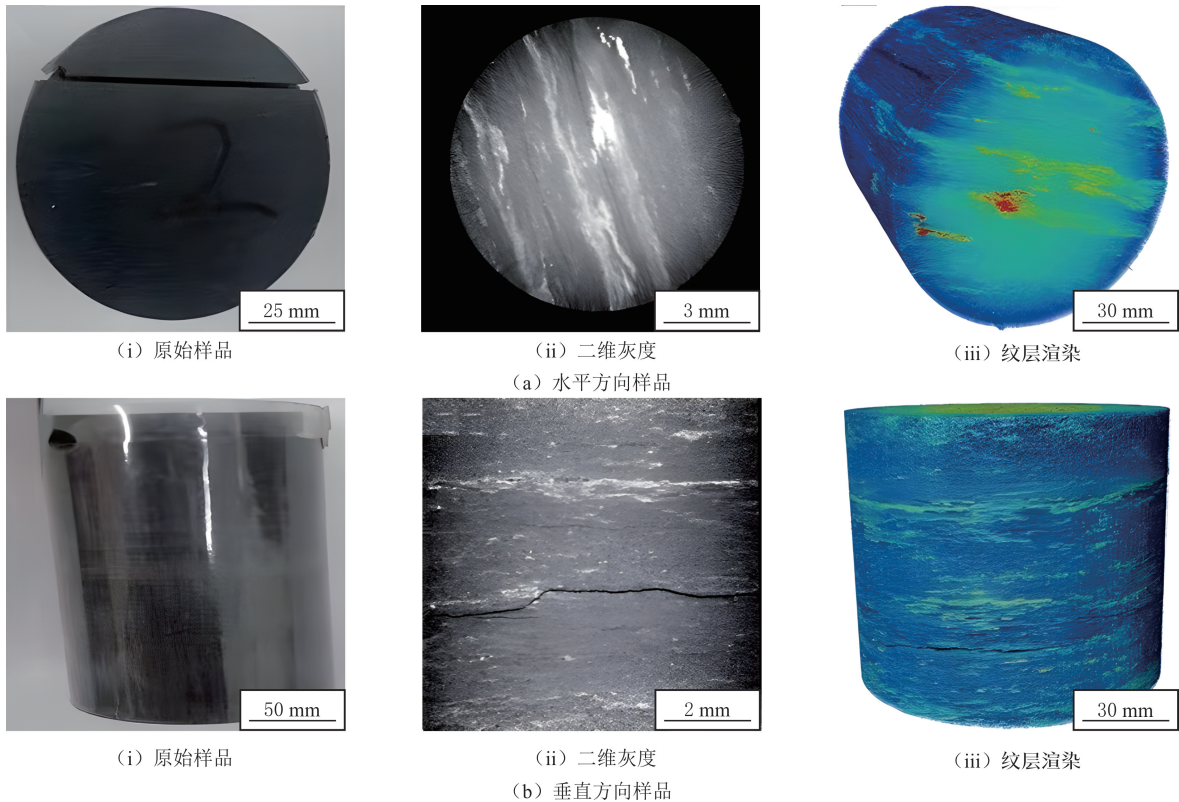


图 3 数字岩心图像  
Fig. 3 Digital core images

### 2.3 页岩渗透率各向异性测定

页岩渗透率取决于孔隙的大小与分布,在一定压差下,流体可在孔隙中流动。对于各向异性地层,可采用三维达西定律公式<sup>[25]</sup>表示。渗透率张量为

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}_{xx} & \mathbf{K}_{xy} & \mathbf{K}_{xz} \\ \mathbf{K}_{yx} & \mathbf{K}_{yy} & \mathbf{K}_{yz} \\ \mathbf{K}_{zx} & \mathbf{K}_{zy} & \mathbf{K}_{zz} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

式中: $\mathbf{K}$ 为渗透率张量,具有与应力张量完全相同的形式, $\mathbf{K}$ 是对称张量; $\mathbf{K}_{xx}$ 、 $\mathbf{K}_{xy}$ 、 $\mathbf{K}_{xz}$ 、 $\mathbf{K}_{yx}$ 、 $\mathbf{K}_{yy}$ 、 $\mathbf{K}_{yz}$ 、 $\mathbf{K}_{zx}$ 、 $\mathbf{K}_{zy}$ 、 $\mathbf{K}_{zz}$ 为渗透率张量的分量。渗透率张量具有与应力张量类似的性质,存在相应的主张量。当渗透率主轴与坐标轴方向重叠时,渗透率主张量表示为

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}_x & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{K}_y & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{K}_z \end{bmatrix} = \text{diag}(\mathbf{K}_x, \mathbf{K}_y, \mathbf{K}_z), \quad (2)$$

式中: $\mathbf{K}_x$ 、 $\mathbf{K}_y$ 、 $\mathbf{K}_z$ 为渗透率主值。

对于具有显著层理的页岩,渗透方向与层理结构关系见图 4,可将其视为横观各向同性地层。当渗透率主张量与局部坐标系重合,渗透率张量退化,渗透率在横观各向同性面内为  $\mathbf{K}_{11}$ ,在纵向方向上为  $\mathbf{K}_{33}$ 。渗透率主张量表达式为

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{K}_{11} & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{K}_{33} \end{bmatrix}. \quad (3)$$

分别从不同角度取样并测试页岩渗透率,测试方法为氮气瞬态压力脉冲衰减法,测试结果及取样角度见表 1。其中,平行层理方向的渗透率分别为  $(5.12、4.84、8.56) \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$ ,垂直层理方向的渗透率分别为  $(2.76、3.44、3.43) \times 10^{-7} \mu\text{m}^2$ 。平行层理方向的渗透率大约是垂直层理方向的 2 倍,实验数据表明页岩平行层理和垂直层理之间的渗透率具有差异性。

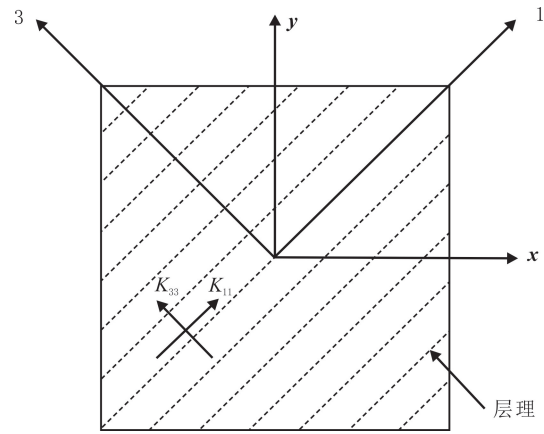


图 4 渗透主方向与层理关系示意

Fig. 4 The relationship between main direction of infiltration and bedding

表 1 渗透率测试结果及取样角度

Table 1 Permeability test results and sampling angles

样品编号	试样长度/cm	试样截面积/cm <sup>2</sup>	温度/℃	渗透压力/MPa	渗透率/ $10^{-7} \mu\text{m}^2$	与层理夹角/(°)
1-1	4.978	4.916	20	6.80	5.12	0
1-2	4.976	4.922	20	6.80	4.84	0
1-3	4.980	4.922	20	6.80	8.56	0
2-1	5.020	4.922	20	6.80	3.51	30
2-2	5.021	4.922	20	6.80	5.77	30
2-3	5.021	4.922	20	6.80	4.50	30
3-1	4.976	5.059	20	6.80	7.71	45
3-2	4.985	5.059	20	6.80	2.31	45
3-3	4.985	5.059	20	6.80	4.87	45
4-1	4.987	5.071	20	6.80	5.84	60
4-2	4.986	5.059	20	6.80	2.84	60
4-3	4.983	5.067	20	6.80	2.61	60
5-1	4.985	5.043	20	6.80	2.76	90
5-2	4.985	5.015	20	6.80	3.44	90
5-3	4.991	5.047	20	6.80	3.43	90





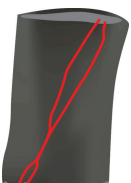



### 3 页岩力学实验及特性

开展不同层理面角度干燥页岩岩心及驱替不同钻井液体系后页岩岩心的单轴及三轴力学实验, 分析强度参数与不同钻井液之间的关系, 明确页岩强度劣化的时敏特征。

#### 3.1 干燥条件

对不同层理面角度的干燥页岩岩心样品施加围压(0、10、20、30 MPa), 加载速率为 0.05 mm/min, 岩石破坏图像见表 2。由表 2 可知, 岩石破坏形态分为三个阶段(0~90°), 即本体破坏→弱面破坏→本体破坏。破坏形式主要分为张拉破坏、剪切破坏及复合破坏, 张拉破坏比剪切破坏产生更多的复杂裂缝, 试样的破坏程度相对较高, 页岩沿层理面容易发生拉伸破坏。当层理面角度小于 30°时, 破坏主要是页岩本体的劈裂破坏; 当层理面角度大于 30°并小于 60°时, 页岩破坏沿层理面产生剪切滑移且形成多组碎片; 当层理面角度大于 60°并小于 90°时, 破坏主要为页岩本体的剪切破坏。在高围压条件下, 页岩中天然裂缝、层理缝逐渐被压实, 导致页岩的各向异性特征减弱, 岩石强度逐渐增大;  $\beta_1$ 、 $\beta_2$  为页岩沿层理面破坏的上下极限夹角, 当夹角  $\beta_1 < \beta < \beta_2$  时, 弱面先于本体发生破坏。随抗压强度、 $\beta_1$  增大及  $\beta_2$  减小, 弱面破坏对应的倾角范围减小。

表 2 不同层理面角度的岩石破坏情况  
Table 2 Rock failure conditions with different bedding plane angles

层理面角度/ (°)	破坏形态 (低/高围压)	破坏模式	控制因素	层理面角度/ (°)	破坏形态 (低/高围压)	破坏模式	控制因素
0		穿越基质和层理面的张拉破坏	本体和层理面	60		沿层理面的剪切滑移破坏	层理弱面
		穿越基质和层理的张剪破坏	本体			局部沿层理弱面和穿越基质的复合破坏	本体和层理面
30		沿层理弱面的剪切滑移破坏	层理弱面	90		本体的剪切破坏	本体
		沿层理面的共轭剪切破坏	本体和层理弱面			穿越基质和层理面的张剪破坏	本体

页岩具有较强的弱面特性, 沿主体破坏的模型和沿弱面破坏的模型不相同。对于页岩地层, 在实际工程中, 井壁往往出现多弱面同时存在的情况, JAEGER J C<sup>[26]</sup> 提出的适用于单一弱面条件下对页岩破坏后的强度预测出现偏差。采用 Mohr-Coulomb 破坏模型, 在单弱面的基础上分析多弱面破坏, 不同产状的弱面形态和强度特征各不相同。

由弱面的强度线与摩尔应力圆的几何关系可得

$$\tau_{\beta_i} = C_{wi} + \sigma_{\beta_i} \tan \varphi_{wi}, i = 1, 2, \dots, k, \quad (4)$$

其中

$$\tau_{\beta_i} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\beta_i, \quad (5)$$

$$\sigma_{\beta_i} = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\beta_i, \quad (6)$$

即

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \frac{2(C_{wi} + \sigma_3 \tan \varphi_{wi})}{(1 - \tan \varphi_{wi} \cot \beta_i) \sin 2\beta_i}, \quad (7)$$

式(4-7)中： $\tau_{\beta_i}$ 为弱面剪应力； $C_{wi}$ 为弱面黏聚力； $\sigma_{\beta_i}$ 为平面上法向应力； $\varphi_{wi}$ 为弱面内摩擦角； $\sigma_1$ 为最大主应力； $\sigma_3$ 为最小主应力； $\beta_i$ 为结构面*i*法线与最大主应力方向的夹角。

由正弦定律可得

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)/2}{\sin \varphi_{wi}} = \frac{(\sigma_1 + \sigma_3)/2 + C_{wi}/\tan \varphi_{wi}}{\sin(2\beta_i - \varphi_{wi})}. \quad (8)$$

以 Mohr-Columb 准则为依据,根据  $\beta_i$  判断岩石是沿本体还是沿弱面破坏, $\beta_i$  的上下界限极值  $\beta_{1i}$  和  $\beta_{2i}$  分别为

$$\begin{cases} \beta_{1i} = \frac{\varphi_{wi}}{2} + \frac{1}{2} \arcsin \frac{(\sigma_1 + \sigma_3 + 2C_{wi} \cot \varphi_{wi}) \sin \varphi_{wi}}{\sigma_1 - \sigma_3}; \\ \beta_{2i} = \frac{\pi}{2} + \frac{\varphi_{wi}}{2} + \frac{1}{2} \arcsin \frac{(\sigma_1 + \sigma_3 + 2C_{wi} \cot \varphi_{wi}) \sin \varphi_{wi}}{\sigma_1 - \sigma_3}. \end{cases} \quad (9)$$

岩石沿弱面破坏条件为： $\beta_{1i} < \beta_i < \beta_{2i}$ ,同时, $\beta_i$  代入式(7)后关系式成立。若  $\beta_i$  不处于式(9)所在夹角区间,且不满足式(9),岩石沿本体破坏。采用常规 Mohr-Coulomb 准则计算,即

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \frac{2(C_0 + \sigma_3 \tan \varphi_0)}{(1 - \tan \varphi_0 \cot \beta_0) \sin 2\beta_0}, \quad (10)$$

式中： $C_0$ 为岩石本体黏聚力； $\varphi_0$ 为岩石本体内摩擦角； $\beta_0$ 为破坏面法线与最大主应力方向的夹角。

根据单一弱面强度模型,当  $C_w = 5.0$  MPa,  $\varphi_w = 20^\circ$ ,  $C_0 = 15$  MPa 和  $\varphi_0 = 40^\circ$  的情况下,不同围压下井壁围岩强度见图 5。将不同围压条件下的抗压强度测试实验结果与模型预测值对比,实验值与模型预测值基本吻合,平均误差为 8.25%。由于页岩油储层中存在大量微裂缝和微孔隙,导致岩石强度出现较强的各向异性,从而出现应力集中而导致某些数据跳跃。

### 3.2 钻井液驱替

在钻井过程中,钻井液在压差作用下侵入地层,尤其是对层理裂缝发育良好的页岩,引起页岩水化膨胀、破碎和解体。为研究不同钻井液对不同层理方向上页岩强度的影响,分别选取页岩层理为垂直方向和水平方向的试样驱替不同钻井液,探究不同钻井液对不同层理方向页岩强度的弱化情况。

驱替实验共准备 18 块岩心,页岩层理垂直方向和水平方向分别进行 3 组实验,每组实验进行 3 次,利用驱替装置使钻井液不断侵入页岩样品,注入压力为 20 MPa,围压为 10 MPa,驱替时间为 0~50 h,驱替后进行力学测试,实验结果见图 6。沿垂直层理方向加载时,三轴抗压强度与不同钻井液驱替时间关系式不同,水基钻井液驱替后的岩石三轴抗压强度下降最大,为 20.31%；油基钻井液对岩石三轴抗压强度下降最小,为 13.69%；醇基钻井液对岩石三轴抗压强度影响在水基钻井液和油基钻井液之间,岩石三轴抗压强度下降 17.67%。沿水平层理方向加载时,三轴抗压强度与不同钻井液驱替时间的关系式不同,钻井液驱替对岩石三轴抗压强度影响较大,水基钻井液、醇基钻井液、油基钻井液对岩石三轴抗压强度分别降低 36.15%、31.78%、22.44%,钻井液对水平层理方向上岩石强度的影响大于垂直方向的。随钻井液驱替时间的增加,水平方向加载的岩石三轴抗压强度在前 10 h 内迅速下降,之后下降速度减缓。沿垂直层理方向加载发生层间裂缝起裂,但对抗压强度的影响较小。这是因为页岩的基质强度几乎不受钻井液侵入的影响,而垂直方向加载需要克服页岩本体基质的抗剪强度。

通过对页岩的渗透率各向异性测定可知,沿水平层理方向的渗透率大约是垂直层理方向的 2 倍。在不同钻井液驱替实验中,选取页岩层理作为垂直方向和水平方向的试样,钻井液驱替对水平方向三轴抗压强度

的下降程度大约是垂直方向三轴抗压强度的 2 倍, 进一步验证页岩的渗透率各向异性对井壁失稳的影响。

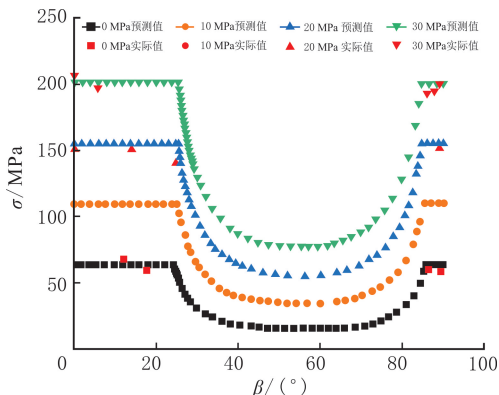


图 5 不同围压下页岩强度随弱面倾角分布预测曲线

Fig. 5 Prediction curves of shale strength distribution with weak plane inclination under different confining pressures

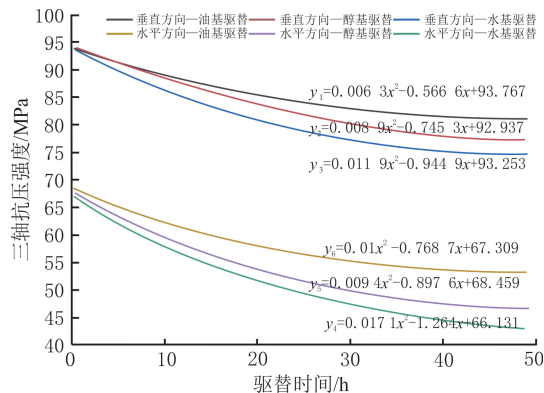


图 6 不同钻井液驱替后岩石强度变化曲线

Fig. 6 Changing curves in rock strength after displacement with different drilling fluids

### 3.3 页岩弱化破坏准则修正

古龙页岩油层发育大量纳米级孔隙和高密度页理缝, 导致页岩强度出现较强的各向异性。格里菲斯提出一种材料破坏起因的内部微裂隙不断扩展的强度理论。裂隙椭圆长轴为  $x$  轴、短轴为  $y$  轴,  $x$  轴与  $\sigma_1$  最大主应力方向夹角为  $\beta_{xl}$ 。在  $\sigma_1$ 、 $\sigma_3$  应力场作用下, 裂隙周围产生的坐标应力分别为  $\sigma_x$ 、 $\sigma_y$  及  $\tau_{xy}$ 。

$\sigma_x$ 、 $\sigma_y$  及  $\tau_{xy}$  的关系式为

$$\begin{cases} \sigma_x = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\beta_{xl}; \\ \sigma_y = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} - \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\beta_{xl}; \\ \tau_{xy} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\beta_{xl}. \end{cases} \quad (11)$$

对于裂隙椭圆周围产生的切向应力 ( $\sigma_b$ ), 用弹性力学中的英格里斯公式表示为

$$\sigma_b = \frac{\sigma_y X + \sigma_x Y - \tau_{xy} Z}{m^2 \cos^2 \alpha_x + \sin^2 \alpha_x}, \quad (12)$$

式中:  $X = m(m+2)\cos^2 \alpha_x - \sin^2 \alpha_x$ ;  $Y = (1+2m)\sin^2 \alpha_x - m^2 \cos^2 \alpha_x$ ;  $Z = 2(1+m)^2 \sin^2 \alpha_x \cos^2 \alpha_x$ ;  $m = b/a$ ,  $a$ 、 $b$  分别为裂隙椭圆的长半轴及短半轴;  $\alpha_x$  为裂隙椭圆对  $x$  轴的偏心角。

由于仅考虑裂隙尖端周边应力, 裂隙椭圆偏心角  $\alpha_x$  非常小, 当  $\alpha_x \rightarrow 0$  时, 有  $\sin \alpha_x \rightarrow 0$ ,  $\cos \alpha_x \rightarrow 1$ 。将其代入式(12), 并略去高次项, 可得

$$\sigma_b = \frac{2(m\sigma_y - \alpha_x \tau_{xy})}{m^2 + \alpha_x^2}. \quad (13)$$

令  $\frac{d\sigma_b}{d\alpha_x} = 0$ . (14)

将式(13)代入式(14), 得

$$\sigma_y = \frac{\alpha_x^2 - m^2}{2\alpha_x m} \tau_{xy}. \quad (15)$$

将式(15)代入式(13), 得

$$\sigma_b = \frac{\tau_{xy}}{\alpha_x}. \quad (16)$$

联立式(13)和式(16), 可得裂隙尖端周边最大切向应力为

$$\sigma_b = \frac{1}{m} (\sigma_y \pm \sqrt{\sigma_y^2 + \tau_{xy}^2}). \quad (17)$$

当裂缝尖端的最大切向应力( $\sigma_b$ )达到某一临界值时,裂缝开始扩展。这一临界值为材料抗拉强度  $\sigma_t$ 。在单轴拉伸至破坏时,将  $\sigma_y = \sigma_t, \tau_{xy} = 0$  代入式(17),有

$$\sigma_b = \frac{2\sigma_t}{m} \quad (18)$$

再将(18)代入式(17),可得岩石初始强度破坏公式(格里菲斯强度准则):

$$2\sigma_t \leq \sigma_y + \sqrt{\sigma_y^2 + \tau_{xy}^2} \quad (19)$$

当岩石满足式(19)时,裂缝开始扩展。

麦克林托克考虑裂缝闭合后摩擦力的影响,对格里菲斯强度理论做修正。修正的格里菲斯强度理论的强度条件可表示为

$$\sigma_1 = \frac{-4\sigma_t}{(1 - \frac{\sigma_3}{\sigma_1}) \sqrt{1 + f^2} - (1 + \frac{\sigma_3}{\sigma_1}) f} \quad (20)$$

式中: $f = \tan \varphi_i, \varphi_i$  为微裂缝闭合后的内摩擦角。

在单轴压缩的条件下,当处于受力极限状态时, $\sigma_1 = \sigma_c$  ( $\sigma_c$  为单轴抗压强度),  $\sigma_3 = 0$ , 代入式(20),可得

$$\sigma_c = -\frac{4\sigma_t}{\sqrt{1 + f^2} - f} \quad (21)$$

联立式(20-21),可得

$$\sigma_1 = \frac{\sqrt{1 + f^2} + f}{\sqrt{1 + f^2} - f} \sigma_3 + \sigma_c \quad (22)$$

在不同钻井液驱替下,三轴抗压强度发生变化。在水平方向上三轴抗压强度变化为

$$\begin{cases} \sigma_{3sy} = 0.017 1x^2 - 1.264x + 66.131; \\ \sigma_{3sc} = 0.009 4x^2 - 0.897 6x + 68.459; \\ \sigma_{3ss} = 0.01x^2 - 0.768 7x + 67.309. \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\sigma_{3sy}, \sigma_{3sc}, \sigma_{3ss}$  分别为水平方向上在油基驱替、醇基驱替和水基钻井液驱替时的三轴抗压强度变化。

在垂直方向上三轴抗压强度变化为

$$\begin{cases} \sigma_{3cy} = 0.006 3x^2 - 0.566 6x + 93.767; \\ \sigma_{3cc} = 0.008 9x^2 - 0.745 3x + 92.937; \\ \sigma_{3cs} = 0.011 9x^2 - 0.944 9x + 93.253. \end{cases} \quad (24)$$

式中: $\sigma_{3cy}, \sigma_{3cc}, \sigma_{3cs}$  分别为垂直方向上在油基驱替、醇基驱替和水基钻井液驱替时的三轴抗压强度变化。

## 4 现场应用

青山口组是古龙页岩油的主要层位,岩性特征为灰黑、黑灰、灰色泥岩夹灰色粉砂岩、钙质粉砂岩及灰褐色油页岩,其中,青二段和青三段中上部造浆性较强,青二段和青三段下部和青一段易剥落掉块。该井组以强抑制性和封堵性为主,采用补充包被剂和抑制剂强化封堵效果。钻井老浆性能:密度为  $1.63 \text{ g/cm}^3$ ,初/终动切力比为 3:6,动切力为  $6.5 \text{ Pa}$ ,塑性黏度为  $46 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ,动塑比为 0.14,油水质量比为 77:23,破乳电压为 308 V,主乳化剂和辅乳化剂质量分数为 4% 主乳化剂 + 2% 辅乳化剂。第 3 开次井段钻完后,备用  $60 \text{ m}^3$  老浆。利用  $60 \text{ m}^3$  老浆和  $60 \text{ m}^3$  新浆 1:1 混合,密度增大至  $1.70 \text{ g/cm}^3$  后维护钻井液性能和用量,钻井液性能满足该井施工需求。钻井液性能数据见表 3。

将优化后的钻井液在 GLXXX 井应用,同区块临井 GYXXX 井使用未优化的钻井液体系,在深度为 3 922 m 处 GYXXX 井发生严重卡钻,导致最终填井侧钻。GLXXX 井施工过程中,青山口组井壁稳定,一次性安全完钻,井壁稳定效果突出,实现 2 020 m 长水平段的安全施工。整个钻进过程中,返屑正常,青山口组没有发生井壁剥落和掉块等问题;起下钻顺利,全程未发生遇阻和卡钻现象,后期下套管一次到底。

表3 钻井液性能数据  
Table 3 Drilling fluid performance data

井深/ m	密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	黏度/ (mPa·s)	R600/ R300	R200/ R100	R6/ R3	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	初/终动 切力比/ Pa	HTHP 滤失/ mL	ω(固相)/ %	m(油)/ m(水)	碱度	ω(砂)/ %	ρ(Cl <sup>-</sup> )/ (g·L <sup>-1</sup> )	E <sub>v</sub>
2 120	1.71	68	128/78	59/38	12/8	50	14.0	6.0/14.0	1.8	32	82/18	2.2	0.5	29.8	425
2 227	1.72	71	131/84	70/43	10/8	47	18.5	4.5/10.0	1.8	30	82/18	2.0	0.5	30.8	568
2 360	1.71	71	129/79	54/30	9/7	50	14.5	5.5/10.0	1.6	30	83/17	2.4	0.4	30.2	812
2 434	1.72	66	122/74	52/29	9/6	48	13.0	5.5/9.5	1.6	31	81/19	2.4	0.5	30.0	730
2 533	1.71	66	123/75	51/29	9/7	48	13.5	5.0/9.9	1.4	30	82/18	2.4	0.4	30.6	890
2 736	1.71	66	122/74	50/28	10/8	48	13.0	5.5/10.0	1.8	32	81/19	2.2	0.4	30.6	889
2 938	1.71	69	126/76	51/28	9/8	50	13.0	5.0/9.5	1.6	31	82/18	2.4	0.5	30.4	966
3 120	1.71	66	123/74	50/28	8/6	49	12.5	5.0/11.0	1.4	33	82/18	2.5	0.4	30.5	948

注:R600为钻井液在600 r/min时的表现黏度;R300为钻井液在300 r/min时的表现黏度;R200为钻井液在200 r/min时的表现黏度;R100为钻井液在100 r/min时的表现黏度;R6为钻井液在6 r/min时的表现黏度;R3为钻井液在3 r/min时的表现黏度;PV为塑性黏度;YP为动切力;HTHP为高温高压;E<sub>v</sub>为有效体积模量。

## 5 结论

(1)古龙页岩油相关层位的矿物组分主要以伊利石、绿泥石为主,含有少量伊/蒙混层;层理缝平均孔径为160.94 μm,砂质条带孔隙平均孔径为1.50 μm;平行层理方向的渗透率大约是垂直层理方向的2倍,体现平行层理和垂直层理之间的渗透率具有各向异性。

(2)不同围压下干燥页岩心层理面破坏的上下极限夹角为24.23°~85.86°,随围压增加,夹角逐渐减小。在垂直层理方向,水基钻井液、醇基钻井液、油基钻井液驱替后岩石三轴抗压强度分别降低20.31%、17.67%、13.69%;在水平层理方向,水基钻井液、醇基钻井液、油基钻井液驱替后岩石三轴抗压强度分别降低36.15%、31.78%、22.44%,从而修正页岩弱化破坏准则公式。

(3)为井壁有效力学支撑提供安全参数,确定目标层位安全钻井液密度窗口为1.71~1.73 g/cm<sup>3</sup>,调整主乳化剂和辅乳化剂质量分数为4%主乳化剂+2%辅乳化剂。将优化后的钻井液在GLXXX井应用,整个钻进过程中,返屑正常,青山口组没有发生井壁剥落和掉块等。

## 参考文献(References):

- [1] 赵文智,胡素云,侯连华,等.中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J].石油勘探与开发,2020,47(1):1-10.  
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020,47(1):1-10.
- [2] 庞彦明,张元庆,蔡敏,等.松辽盆地古龙页岩油水平井开发技术经济界限[J].大庆石油地质与开发,2021,40(5):134-143.  
PANG Yanming, ZHANG Yuanqing, CAI Min, et al. Technical and economic limit of horizontal well development for Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021,40(5):134-143.
- [3] 张瀚之,翟晓鹏,楼一珊.中国陆相页岩油钻井技术发展现状与前景展望[J].石油钻采工艺,2019,41(3):265-271.  
ZHANG Hanzhi, ZHAI Xiaopeng, LOU Yishan. Development status and prospect of the drilling technologies used for continental shale oil reservoirs in China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019,41(3):265-271.
- [4] 王玉华,梁江平,张金友,等.松辽盆地古龙页岩油资源潜力及勘探方向[J].大庆石油地质与开发,2020,39(3):20-34.  
WANG Yuhua, LIANG Jiangping, ZANG Jinyou, et al. Resource potential and exploration direction of Gulong shale oil in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020,39(3):20-34.
- [5] SUO Yu, SU Xianheng, WANG Zijian, et al. A study of inter-stratum propagation of hydraulic fracture of sandstone-shale interbedded shale[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2022,275:108858.
- [6] SUO Yu, ZHAO Yanjie, FU Xiaofei, et al. Acoustic and mechanical tests of sandstone-shale composites in Songliao Basin and prediction of uniaxial compressive strength[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2023,228:12034.
- [7] 索彧,李芬芬,何文渊,等.钻井液侵入层状页岩的模型[J].工程科学学报,2024,46(3):547-555.  
SUO Yu, LI Fenfen, HE Wenyuan, et al. Invasion of drilling fluid into laminated shale model[J]. Chinese Journal of Engineering, 2024,46(3):547-555.

- [8] 唐国旺,于培志.油基钻井液随钻堵漏技术与应用[J].钻井液与完井液,2017,34(4):32-37.  
TANG Guowang, YU Peizhi. Mud loss control while drilling with oil base drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017, 34(4):32-37.
- [9] 姜逸明,张定宇,李大华,等.重庆地区页岩气钻井井壁稳定主控因素研究[J].中国石油勘探,2016,21(5):19-25.  
JIANG Yiming, ZHANG Dingyu, LI Dahua, et al. Major factors for wellbore stabilities of shale gas wells in Chongqing Area[J]. China Petroleum Exploration, 2016,21(5):19-25.
- [10] 谭秀华,熊鑫,曾强彦.渝东南地区页岩气钻井泥浆优化技术[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2018,20(1):67-70.  
TAN Xiuhua, XIONG Xin, ZENG Qiangshen. Optimization technology of shale gas drilling mud in Southeast Chongqing[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Science Edition), 2018,20(1):67-70.
- [11] 崔月明,郝忠宝,白向双,等.深井水平井欠平衡钻井液技术研究[J].中国石油勘探,2009,14(4):66-69.  
CUI Yueming, HAO Zhongbao, BAI Xiangshuang, et al. Research on underbalanced drilling techniques for deep horizontal wells [J]. China Petroleum Exploration, 2009,14(4):66-69.
- [12] SUO Yu, DONG Muyu, FU Xiaofei, et al. Experimental and Numerical simulation research on hot dry rock wellbore stability under different cooling methods[J]. Geothermics, 2024,119:102977.
- [13] 徐加放,邱正松.泥页岩水化应力模拟[J].大庆石油学院学报,2010,34(3):73-76.  
XU Jiafang, QIU Zhengsong. Laboratory simulation of shales hydration pressure[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(3):73-76.
- [14] 温航,陈勉,金衍,等.硬脆性泥页岩斜井段井壁稳定力耦合研究[J].石油勘探与开发,2014,41(6):748-754.  
WEN Hang, CHEN Mian, JIN Yan, et al. A chemo-mechanical coupling model of deviated borehole stability in hard brittle shale [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,41(6):748-754.
- [15] 丁乙,刘向君,梁利喜,等.应力卸载-水化协同作用下页岩井壁稳定性模型[J].石油勘探与开发,2023,50(6):1289-1297.  
DING Yi, LIU Xiangjun, LIANG Lixi, et al. Wellbore stability model in shale formation under the synergistic effect of stress unloading-hydration[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023,50(6):1289-1297.
- [16] 金衍,薄克浩,张亚洲,等.深层硬脆性泥页岩井壁稳定力学化学耦合研究进展与思考[J].石油钻探技术,2023,51(4):159-169.  
JIN Yan, BO Kehao, ZHANG Yazhou, et al. Advancements and considerations of chemo-mechanical coupling for wellbore stability in deep hard brittle shale[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023,51(4):159-169.
- [17] 刘向君,曾韦,梁利喜,等.页岩层理对井壁稳定性影响分析[J].中国安全生产科学技术,2016,12(11):88-92.  
LIU Xiangjun, ZENG Wei, LIANG Lixi, et al. Analysis on influence of shale bedding on wellbore stability[J]. Journal of Safety Science and Technology, 2016,12(11):88-92.
- [18] 林海,邓金根,谢涛,等.地层各向异性对硬脆性泥页岩井壁稳定性的影响[J].东北石油大学学报,2021,45(1):85-94.  
LIN Hai, DENG Jinggen, XIE Tao, et al. Effect of formation anisotropy on wellbore stability of hard brittle shale[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021,45(1):85-94.
- [19] LI Jia, QIU Zhengsong, ZHONG Hanyi, et al. Effects of water-based drilling fluid on properties of mud cake and wellbore stability [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022,208:109704.
- [20] SUO Yu, DONG Muyu, HE Wenyuan, et al. Modeling wellbore instability in hot dry rock under various temperature conditions[J]. Unconventional Resources, 2023,3:275-283.
- [21] WEI Yaoran, FENG Yongcun, TAN Zhenlai, et al. Borehole stability in naturally fractured rocks with drilling mud intrusion and associated fracture strength weakening: a coupled DFN-DEM approach[J]. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 2024,16(5):1565-1581.
- [22] 齐悦,陈绍云,李海,等.松辽盆地古龙页岩水平井井壁失稳机理[J].大庆石油地质与开发,2022,41(3):147-155.  
QI Yue, CHEN Shaoyun, LI Hai, et al. Mechanism of horizontal wellbore instability for Gulong shale in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022,41(3):147-155.
- [23] 李士斌,梁凯,王昶皓,等.层理性页岩各向异性井壁失稳机理研究[J].当代化工,2022,51(3):550-554.  
LI Shibin, LIANG Kai, WANG Changhao, et al. Study on anisotropic wellbore instability mechanism of bedding shale[J]. Contemporary Chemical Industry, 2022,51(3):550-554.
- [24] 金之钧,张谦,朱如凯,等.中国陆相页岩油分类及其意义[J].石油与天然气地质,2023,44(4):801-819.  
JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance[J]. Oil & Gas Geology, 2023,44(4):801-819.
- [25] 马天寿.页岩气水平井井眼坍塌失稳机理研究[D].成都:西南石油大学,2015:94-96.  
MA Tianshou. Research on the mechanisms of borehole collapse instability for horizontal wells in shale gas reservoirs[D]. Chengdou: Southwest Petroleum University, 2015:94-96.
- [26] JAEGER J C. Shear failure of anisotropic rocks[J]. Geological Magazine, 1960,97(1):65-72.