

# 塔西南高地应力地层井壁失稳特征及影响因素分析

李佳欣<sup>1</sup>, 陈勉<sup>1</sup>, 夏阳<sup>1</sup>, 卢运虎<sup>1</sup>, 周波<sup>2</sup>, 张樱曦<sup>3</sup>, 项建<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油塔里木油田分公司油气工程研究院, 新疆 库尔勒 841000; 3. 中国石油大港油田公司石油工程研究院, 天津 300280)

**摘要:**塔西南高地应力地层裂缝发育、破碎性强。为了准确反映高地应力地层井壁失稳规律,应用强度应力比判别塔西南高地应力地层,分析井壁失稳工程表现、黏土矿物特征、掉块形态及岩石力学特性;考虑高地应力地层非连续性,建立基于受力平衡的离散构元井壁稳定模型,分析地应力、地应力差及钻井液滤失因数对井壁稳定性的影响。结果表明:当地层强度应力比小于2.5时,井壁失稳风险显著增加,工程表现为漏失与挂卡;较高的地应力或较大的水平地应力差导致安全钻井液密度区间缩小,增加井壁失稳风险。钻井液滤失因数每增加0.25,井壁失稳风险提高1.2倍。该结果为高地应力地层钻井液参数设计与井壁稳定性控制提供参考。

**关键词:**高地应力地层;井壁稳定性;坍塌压力;钻井液密度;塔西南

**中图分类号:**TE21 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)02-0084-13

## 0 引言

塔里木盆地西南(塔西南)坳陷山前冲断带为重要的油气勘探目标区。塔西南坳陷地质构造复杂,地应力分布不均匀<sup>[1-2]</sup>,井壁失稳严重,制约油气勘探开发<sup>[3]</sup>,在高地应力条件下井壁失稳特征与影响因素更加复杂<sup>[4-5]</sup>。复杂的地质条件、地应力状态和岩石物理力学性质加剧井壁失稳,导致井壁坍塌或剥落<sup>[6-9]</sup>。LI Jiixin等<sup>[10]</sup>和ZHANG Zhen等<sup>[11]</sup>分析电测井曲线特征、岩石理化特征及工程掉块特征,建立井壁失稳分析流程,探讨塔西南碳酸盐岩和泥页岩地层井壁失稳机理。卢运虎等<sup>[12]</sup>开展高温高压岩石力学实验,发现在高地应力条件下岩体裂缝发育且破碎性增强,为高地应力地层中井壁失稳分析提供实验依据。高书阳等<sup>[13]</sup>研究裂缝发育地层井壁失稳特征,井筒内外压差引发钻井液沿裂缝侵入,导致近井区孔隙压力升高,加剧井壁失稳风险。

在井壁失稳影响因素分析方面,基于非连续介质力学方法,陈勉等<sup>[14]</sup>构建坍塌压力离散构元模型,研究井眼大小和泥浆压力对不连续块体煤层井壁稳定性的影响。DOKHANI V等<sup>[15]</sup>采用修正的Jaeger准则,考虑岩石强度各向异性和钻井液不稳定性,建立井壁稳定性分析模型。李翰群<sup>[16]</sup>建立白云岩地层多场耦合井壁崩落力学模型,分析高地应力对白云岩地层井壁稳定性的影响。程万等<sup>[17-18]</sup>考虑实际钻井过程中井壁失稳机理,利用合理的强度准则,预测井壁坍塌风险区域和方向。RAHMATI H等<sup>[19]</sup>建立基于离散元方法的井周围岩石的数值模型,分析钻井过程中诱导裂缝破裂程度的影响因素,指出岩石破裂程度主要受平均地应力和地应力差的影响。

这些研究为井壁失稳机制提供实验数据和理论分析,但对塔西南高地应力地层的岩石特征及井壁失稳影响因素认识不清。笔者应用强度应力比判别塔西南高地应力地层,分析井壁失稳工程表现和岩石特征,明确井壁失稳原因;考虑塔西南高地应力地层裂缝发育、破碎性强且不连续的特征,建立基于受力平衡的离散构元井壁稳定模型,确定安全钻井液密度区间,探讨地应力、地应力差及钻井液性能对井壁稳定性的影响。

## 1 区域地质概况

塔里木盆地西南坳陷地质背景复杂,构造演化受强烈造山作用的影响<sup>[20]</sup>。作为塔里木盆地的一级构

收稿日期:2024-11-25;编辑:蔡田田

基金项目:国家自然科学基金重点项目(52334001)

作者简介:李佳欣(1998—),女,博士研究生,主要从事井壁稳定、钻井液技术方面的研究。

通信作者:陈勉,chenm@cup.edu.cn

造单元,西南坳陷包括 7 个二级构造单元:西昆仑冲断带、西天山冲断带、喀什凹陷、叶城凹陷、麦盖提斜坡、玛东构造带和塘沽凹陷(见图 1)。该区域北邻南天山褶皱带,西南侧为西昆仑山褶皱带,东接中央隆起。受双重造山带挤压作用的影响,地层发生强烈的挤压、拉伸等地质构造运动,形成复杂的断裂系统和高地应力区<sup>[2]</sup>。

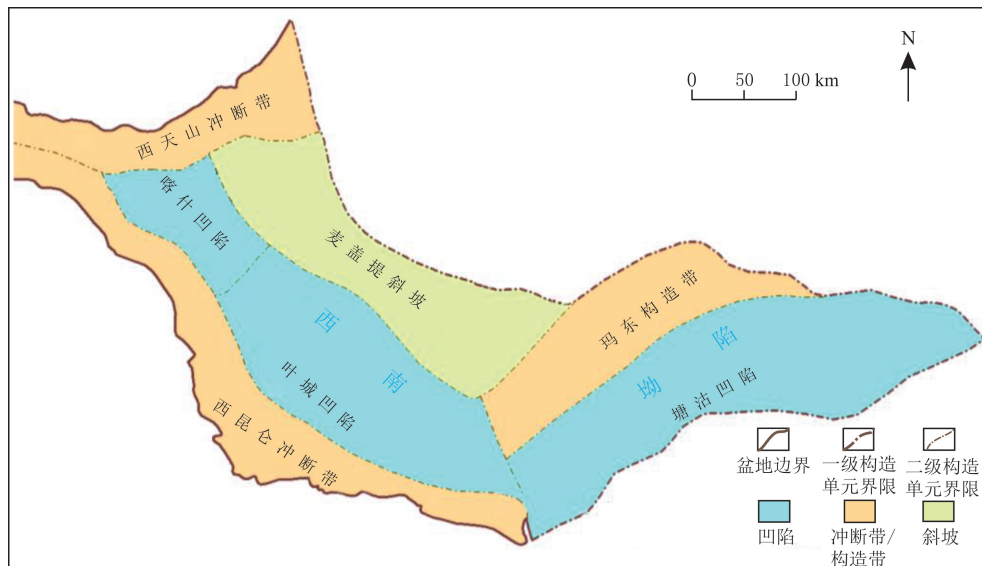


图 1 塔西南坳陷二级单元构造分布

Fig. 1 Tectonic distribution of secondary units in the Southwest Depression of Tarim Basin

塔西南坳陷是典型的前陆盆地,以沉积岩为主,广泛分布泥岩、砂岩和碳酸盐岩等典型沉积岩,其中碳酸盐岩储层表现良好的油气储集能力<sup>[21]</sup>。在高地应力地层中,沉积岩主要由泥岩、砂岩和砂泥岩等交替组成。这些岩层在强烈的造山运动作用下经历挤压破碎,形成多尺度的非连续结构,从微裂缝到大规模断层系统,岩石的力学性能发生改变,力学强度显著下降。

在西天山冲断带钻井过程中,钻遇高地应力地层时,井壁失稳现象严重;多次遇阻,并伴随大量掉块现象;提高钻井液密度后多次发生井漏,导致漏垮同层和恶性卡钻。与传统的易坍塌地层井壁失稳机制不同,需要研究高地应力地层井壁失稳机制和影响因素,从而优化钻井设计,减少井壁失稳风险,提高钻井作业的安全性和效率。

## 2 工程失稳表现

### 2.1 高地应力地层判别

分析塔西南地区井壁失稳地层的强度应力比及井径扩大率关系,参考文献<sup>[22-23]</sup>的高地应力判别指标,建立适用于塔西南地区的地层应力分级判别图版(见图 2),评价指标包括最大水平地应力  $\sigma_H$ 、井壁围岩三轴抗压强度  $\sigma_c$  和强度应力比  $\sigma_c/\sigma_H$ 。定义三轴抗压强度小于 40 MPa 的岩石为软弱岩石,最大水平地应力小于 20 MPa 的地层为绝对低地应力地层;对于其他区域,根据强度应力比进行划分。

基于测井数据计算岩石力学基础参数<sup>[24-25]</sup>,应用莫尔—库伦准则计算三轴抗压强度,利用黄氏模型计算地应力<sup>[26]</sup>。

上覆岩层压力为

$$\sigma_v^i = \frac{\rho_w H_w + \rho_0 H_0 + \sum_{i=1}^{i=n} \rho_i h_i}{H_w + H_0 + \sum_{i=1}^{i=n} h_i}, \quad (1)$$

式中: $\sigma_v^i$  为  $i$  点的上覆压力梯度; $\rho_w$ 、 $H_w$  分别为补心段泥浆密度和补心高度; $\rho_0$ 、 $H_0$  分别为上部无密度

井数据段平均密度和高度;  $\rho_i$  为  $i$  点测井密度;  $h_i$  为  $i$  点测井层段厚度。

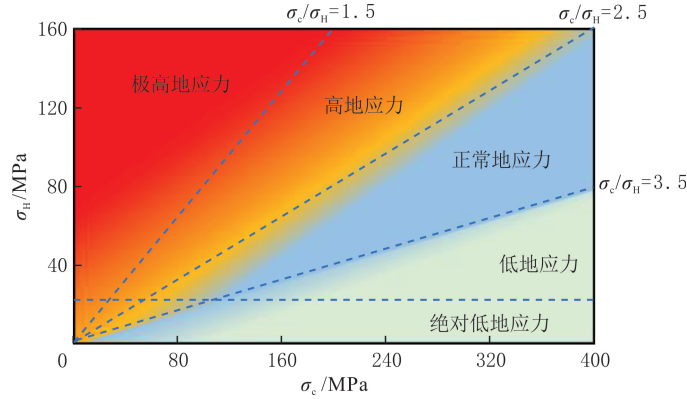


图 2 塔西南地区地层应力分级判别图版

Fig. 2 In-situ stress level classification chart of the Southwest Tarim Basin

最大水平地应力  $\sigma_H$  为

$$\sigma_H = \frac{1}{2} \left[ \frac{\zeta_1 E}{1-\nu} + \frac{2\nu(\sigma_v - \alpha p_p)}{1-\nu} + \frac{\zeta_2 E}{1+\nu} \right] + \alpha p_p, \quad (2)$$

式中:  $\zeta_1$ 、 $\zeta_2$  为构造应力因数, 取  $\zeta_1 = 0.956$ ,  $\zeta_2 = 0.876$ ;  $E$  为弹性模量;  $\nu$  为泊松比;  $\alpha$  为孔隙压力系数;  $p_p$  为孔隙压力。

最小水平地应力  $\sigma_h$  为

$$\sigma_h = \frac{1}{2} \left[ \frac{\zeta_1 E}{1-\nu} + \frac{2\nu(\sigma_v - \alpha p_p)}{1-\nu} - \frac{\zeta_2 E}{1+\nu} \right] + \alpha p_p. \quad (3)$$

地层孔隙压力梯度  $G_p$  为

$$G_p = G_0 - (G_0 - G_h) \left( \frac{k}{k_n} \right)^n, \quad (4)$$

式中:  $G_0$  为上覆岩层压力梯度;  $G_h$  为静液压力梯度;  $k$  为计算点时差、电导率和视密度测井参数;  $k_n$  为计算点对应的正常趋势线的时差、电导率和视密度测井参数;  $n$  为 Eaton 指数。

### 2.2 典型井失稳特征

由测井数据计算岩石力学基础参数与强度应力比, 典型井——Q、K 井的地层应力特征及工程表现见图 3-4。高地应力地层主要分布于新近系和二叠系, 在正常地应力地层中井壁稳定性较好; 钻遇高地应力地层后, 井径扩大率显著增大, 井壁失稳严重。在强度应力比为 0~1.5 的极高地应力地层中, 井径扩大率超过 25%, 常伴随严重挂卡和漏失现象。在强度应力比为 1.5~2.5 的高地应力地层中, 井径扩大率在 15%~25% 之间, 易出现卡钻与遇阻问题。与塔西南地区水敏性、裂缝性易坍塌地层相比, 高地应力地层的井壁失稳更为复杂: 钻具在高地应力地层易发生卡钻与划眼困难, 在钻井过程中常出现扭矩异常、顶驱憋停及井漏, 随后频繁遇阻, 导致漏垮同层, 引发恶性卡钻。在强度应力比大于 2.5 的正常地应力地层中, 井径扩大率一般不超过 15%, 井壁稳定性较好, 偶有挂卡。

### 2.3 黏土矿物特征

分析塔西南地区高地应力地层中的非黏土和黏土矿物组分, 采用 MiniFlex II 台式 X 线衍射仪 (XRD) 检测各层段矿物组成。新近系含有较高比例的石英、方解石等脆性矿物, 二叠系含有较高比例的钾长石和白云石 (见图 5(a))。塔西南高地应力地层岩性主要为泥质岩、粉砂岩和玄武岩。塔西南高地应力地层黏土矿物以伊利石为主 (见图 5(b)), 属于硬脆性地层。

### 2.4 掉块特征

井壁失稳与地层的应力状态、矿物成分及裂缝发育程度密切相关。在高地应力或应力集中的地层, 岩石内部的弱面和裂缝成为应力释放的主要通道, 诱发掉块现象。掉块的形状、大小和矿物成分等能够反映

岩石的弱面结构和应力状态。板状或片状掉块通常表明岩石存在多条弱面结构,岩石在应力传递过程中更易失稳;块状掉块与岩体的脆性破坏、裂缝高度发育密切相关<sup>[27]</sup>。在塔西南地区高地应力地层中,岩体完整度低,裂缝发育明显,掉块现象显著,主要呈板状和块状(见图 6),反映岩体内部弱面结构发育,深部地层岩体破碎程度较高。

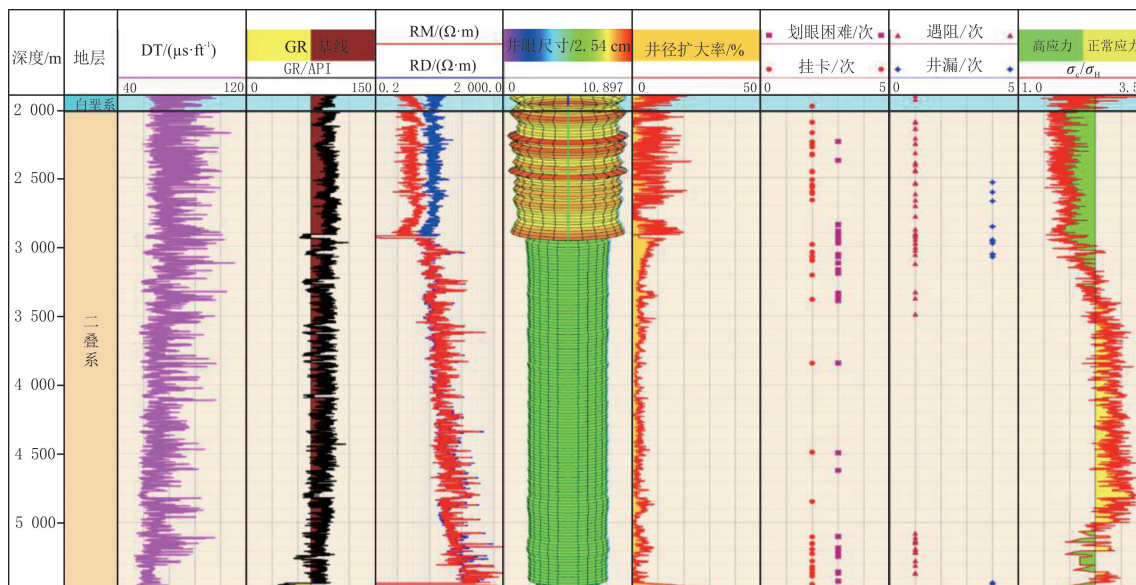


图 3 Q 井地层应力特征及工程表现

Fig. 3 In-situ stress characteristics and engineering overview of well Q

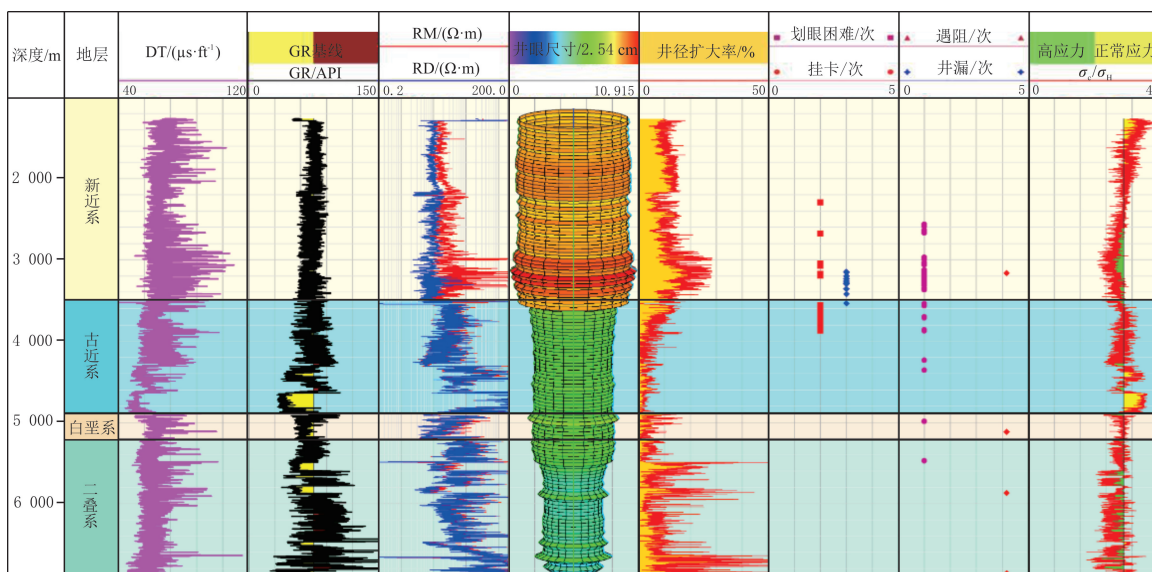


图 4 K 井地层应力特征及工程表现

Fig. 4 In-situ stress characteristics and engineering overview of well K

### 2.5 岩石力学特征

岩石力学性质对井壁稳定性分析具有重要作用。对取自塔西南地区高地应力地层的标准岩心柱进行岩石力学实验,分析高地应力地层岩石力学特征,预测井壁稳定性。将标准岩心放入 GCTS 高温高压三轴岩石力学测试设备,根据应力应变曲线计算抗压强度、弹性模量和泊松比;根据围压与抗压强度规律,结合莫尔—库仑准则,计算岩体的内摩擦角和内聚力<sup>[28]</sup>;岩石抗拉强度由巴西劈裂实验获得。

岩石力学实验参数测试结果见表 1。由表 1 可知,山前冲断带高地应力地层岩石内聚力低,胶结性差,压缩实验后岩体破裂度较高,产生贯穿裂纹。与塔西南地区泥页岩、白云岩等易坍塌地层的岩石力学

性质相比<sup>[10]</sup>,高地应力地层岩石内摩擦角和内聚力更低。在高地应力条件下,泥质岩和粉砂岩易发生塑性变形与微裂缝扩展,玄武岩坚硬致密且易产生脆性破坏。

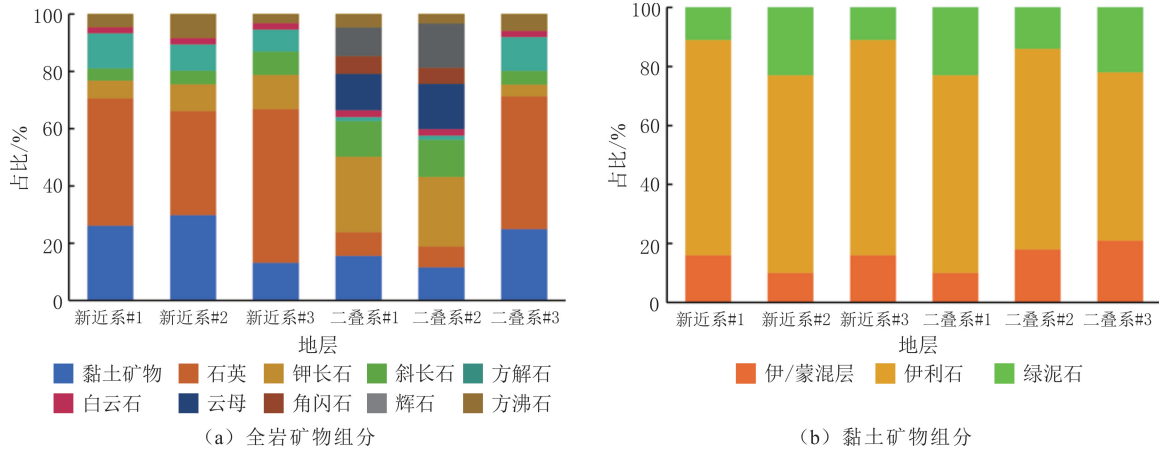


图 5 塔西南地区高地应力地层全岩矿物组分及黏土矿物组分

Fig. 5 Mineral components of whole rock and clay mineral composition in high in-situ stress formations in the Southwest Tarim Basin

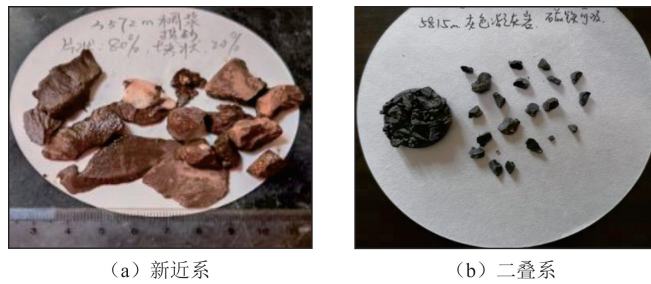


图 6 塔西南地区高地应力地层掉块特征

Fig. 6 Casing characteristics in high in-situ stress formations of the Southwest Tarim Basin

表 1 岩石力学实验参数测试结果

Table 1 Test results of rock mechanics experiments

| 样品来源  | 围压/MPa | 抗压强度/MPa | 抗拉强度/MPa | 弹性模量/GPa | 泊松比   | 内聚力/MPa | 内摩擦角/(°) |
|-------|--------|----------|----------|----------|-------|---------|----------|
| 新近系#1 | 0      | 41.45    | 7.71     | 36.52    | 0.298 |         |          |
| 新近系#2 | 15     | 106.43   | —        | 44.54    | 0.254 | 9.95    | 38.67    |
| 二叠系#1 | 0      | 64.77    | 8.33     | 52.80    | 0.291 |         |          |
| 二叠系#2 | 15     | 131.56   | —        | 59.14    | 0.242 | 15.34   | 39.28    |

### 3 井壁稳定模型

研究区易坍塌地层普遍表现为高地应力与低强度应力比的典型特征。黏土矿物、掉块及岩石力学特征分析表明,研究区地层具有弱面结构与脆性特征。在硬脆性高地应力地层中,以伊利石为主的黏土矿物层间结合力相对较弱,在应力作用下易发生层间滑移,成为应力集中的潜在弱面通道,为井壁失稳提供条件。在钻井过程中,原有应力平衡被破坏,井周应力场重新分布<sup>[29]</sup>。钻井液对井壁具有一定的支撑作用,当地层应力远高于岩石强度时,近井区域易发生脆性破坏;钻井液发生滤失,沿裂缝和层理面向地层渗透,削弱岩体有效应力支撑并改变孔隙流体压力分布,从而降低地层的有效应力承载能力<sup>[30-31]</sup>。在高地应力条件下,钻井液的液柱压力不足以有效平衡地层应力时,局部裂缝逐渐扩展并相互连通,表现为井壁坍塌和掉块失稳。

塔西南地区高地应力地层岩石脆性大、裂缝发育、破碎性强且非连续性显著,传统的井壁稳定模型不适用于高地应力地层井壁失稳预测。参考文献[32],考虑钻井液对井周应力影响,建立基于受力平衡的离散构元井壁稳定模型。简化高地应力地层井周单元体并进行受力分析,考虑地应力、钻井液及地层破碎程度影响的地层井周力学模型见图 7。其中, $\theta$  为井周角, $\theta_B$  为构元的倾角, $a$  和  $b$  分别为构元的长度和宽度, $\sigma_{a1}$ 、 $\sigma_{b1}$ 、 $\sigma_{c1}$  为离散块与不同接触面的压应力, $\tau_{a1}$ 、 $\tau_{b1}$ 、 $\tau_{c1}$  为离散块与不同接触面的剪应力, $p_i$  为钻井液液柱压力。

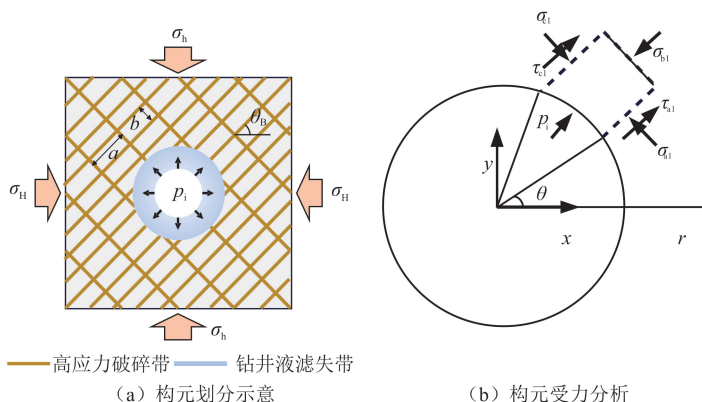


图 7 塔西南地区高地应力地层井周力学模型

Fig. 7 Mechanical model around well of the high-stress formation in the Southwest Tarim Basin

对于典型的弹性力学平面应变问题,在极坐标系下,忽略体积力的平衡方程<sup>[33]</sup>为

$$\begin{cases} \frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{r\theta}}{\partial \theta} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0; \\ \frac{\partial \tau_{r\theta}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_\theta}{\partial \theta} + \frac{2\tau_{r\theta}}{r} = 0. \end{cases} \quad (5)$$

式中: $r$  为极径; $\sigma_r$ 、 $\sigma_\theta$  分别为径向与切向应力; $\tau_{r\theta}$  为  $r-\theta$  平面切应力。

几何方程为

$$\begin{cases} \epsilon_r = \frac{\partial u_r}{\partial r}; \\ \epsilon_\theta = \frac{1}{r} \frac{\partial u_\theta}{\partial \theta} + \frac{u_r}{r}; \\ \epsilon_{r\theta} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_\theta}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial u_r}{\partial \theta} - \frac{u_\theta}{r} \right). \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\epsilon_r$ 、 $\epsilon_\theta$  分别为径向与切向应变; $\epsilon_{r\theta}$  为  $r-\theta$  平面切应变; $u_r$ 、 $u_\theta$  分别为径向与切向位移。

本构方程为

$$\begin{cases} \epsilon_r = \frac{1+\nu}{E} [(1-\nu)\sigma_r - \nu\sigma_\theta]; \\ \epsilon_\theta = \frac{1+\nu}{E} [(1-\nu)\sigma_\theta - \nu\sigma_r]; \\ \epsilon_{r\theta} = \frac{1+\nu}{E} \tau_{r\theta}. \end{cases} \quad (7)$$

应力函数  $\Phi(r, \theta)$  为典型双调和方程:

$$\nabla^2 \nabla^2 \Phi = 0, \quad (8)$$

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2}{\partial \theta^2}. \quad (9)$$

在极坐标系下,将应力分量表示为应力函数:

$$\begin{cases} \sigma_r = \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial \theta^2}; \\ \sigma_\theta = \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial \theta^2}; \\ \tau_{r\theta} = -\frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial \theta} \right). \end{cases} \quad (10)$$

考虑地应力与井内液柱压力的作用,井周应力计算可拆解为厚壁圆筒 Lamé 解与三角函数解<sup>[34]</sup>。厚壁圆筒 Lamé 解的边界条件为

$$\begin{cases} \sigma_r(r_i) = -p_i; \\ \sigma_r(\infty) = -\frac{\sigma_H + \sigma_h}{2}; \\ \sigma_\theta(r_i) = \sigma_r(\infty) = \tau_{r\theta}(r_i) = \tau_{r\theta}(\infty) = 0. \end{cases} \quad (11)$$

式中: $r_i$  为井眼半径。

应力分布的解析表达式为

$$\begin{cases} \sigma_r = \frac{r_i^2}{r^2} p_i \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left( 1 - \frac{r_i^2}{r^2} \right); \\ \sigma_\theta = \frac{r_i^2}{r^2} p_i \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left( 1 + \frac{r_i^2}{r^2} \right); \\ \tau_{r\theta} = 0. \end{cases} \quad (12)$$

三角函数解的边界条件为

$$\begin{cases} \tau_{r\theta}(\infty) = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \sin 2\theta; \\ \sigma_r(\infty) = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta; \\ \sigma_r(r_i) = \sigma_\theta(r_i) = \sigma_r(\infty) = \tau_{r\theta}(r_i) = 0. \end{cases} \quad (13)$$

假设应力函数  $\Phi(r, \theta) = f(r) \cos 2\theta$ , 待定函数  $f(r)$  应满足条件:

$$f^{(4)} + \frac{2}{r} f^{(3)} - \frac{9}{r^2} f^{(2)} + \frac{9}{r^3} f^{(1)} = 0, \quad (14)$$

通解为

$$f(r) = A \left( \frac{r}{a} \right)^2 + B \left( \frac{a}{r} \right)^2 + C \left( \frac{r}{a} \right)^4 + D, \quad (15)$$

式中: $A, B, C, D$  为待定系数。

将式(15)代入式(10),三角函数解的应力分布为

$$\begin{cases} \sigma_r = \left[ -n_1 - n_2 \left( \frac{a}{r} \right)^4 - 2n_4 \left( \frac{a}{r} \right)^2 \right] \cos 2\theta; \\ \sigma_\theta = \left[ n_1 + n_2 \left( \frac{a}{r} \right)^4 + 2n_3 \left( \frac{r}{a} \right)^2 \right] \cos 2\theta; \\ \tau_{r\theta} = \left[ n_1 - n_1 \left( \frac{a}{r} \right)^4 + n_4 \left( \frac{r}{a} \right)^2 - n_4 \left( \frac{a}{r} \right)^2 \right] \sin 2\theta. \end{cases} \quad (16)$$

式中: $n_1, n_2, n_3, n_4$  为待定系数,由  $A, B, C, D$  隐式表达。

联立式(13)和式(16),三角函数解应力分布的显式表达式为

$$\begin{cases} \sigma_r = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left( 1 + \frac{3r_i^4}{r^4} - \frac{4r_i^2}{r^2} \right) \cos 2\theta; \\ \sigma_\theta = -\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left( 1 + \frac{3r_i^4}{r^4} \right) \cos 2\theta; \\ \tau_{r\theta} = \frac{\sigma_h - \sigma_H}{2} \left( 1 - \frac{3r_i^4}{r^4} + \frac{2r_i^2}{r^2} \right) \sin 2\theta. \end{cases} \quad (17)$$

考虑钻井液滤失,引入钻井液滤失因数 $\delta$ 。当 $\delta=0$ 时,钻井液封堵性较强,与地层间不发生渗透;当 $\delta=1$ 时,钻井液无封堵能力,完全渗透地层<sup>[35]</sup>。根据钻井液压力传递实验确定滤失因数,钻井液滤失导致地层附加应力,表达式为

$$\begin{cases} \sigma_{r1} = \delta \left[ \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)} \left( 1 - \frac{r_i^2}{r^2} \right) - \phi \right] (p_i - p_p); \\ \sigma_{\theta 1} = \delta \left[ \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)} \left( 1 + \frac{r_i^2}{r^2} \right) - \phi \right] (p_i - p_p). \end{cases} \quad (18)$$

式中: $\sigma_{r1}$ 、 $\sigma_{\theta 1}$ 分别为径向与切向滤失附加应力; $\phi$ 为孔隙度。

基于应力叠加原理,结合式(12)和式(17-18),考虑地应力场与钻井液滤失附加应力作用的井周应力分布为

$$\begin{cases} \sigma_r = \frac{r_i^2}{r^2} p_i + \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left( 1 - \frac{r_i^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left( 1 + \frac{3r_i^4}{r^4} - \frac{4r_i^2}{r^2} \right) \cos 2\theta + \sigma_{r1}; \\ \sigma_\theta = \frac{r_i^2}{r^2} p_i + \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left( 1 - \frac{r_i^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left( 1 + \frac{3r_i^4}{r^4} \right) \cos 2\theta + \sigma_{\theta 1}; \\ \tau_{r\theta} = \frac{\sigma_h - \sigma_H}{2} \left( 1 - \frac{3r_i^4}{r^4} + \frac{2r_i^2}{r^2} \right) \sin 2\theta. \end{cases} \quad (19)$$

建立高地应力地层井周单元体应力分布模型:

$$\begin{cases} \sigma_B = \sigma_y \cos^2 \theta_B + \sigma_x \sin^2 \theta_B - \tau_{xy} \sin 2\theta_B; \\ \tau_B = (\sigma_B - \delta p_i + (\delta - 1) p_p) \tan \varphi_m. \end{cases} \quad (20)$$

$$\begin{cases} \sigma_x = \sigma_r \cos^2 \theta + \sigma_\theta \sin^2 \theta - \tau_{r\theta} \sin 2\theta; \\ \sigma_y = \sigma_r \sin^2 \theta + \sigma_\theta \cos^2 \theta + \tau_{r\theta} \sin 2\theta; \\ \tau_{xy} = \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{2} \sin 2\theta + \tau_{r\theta} \cos 2\theta. \end{cases} \quad (21)$$

式(20-21)中: $\sigma_B$ 、 $\tau_B$ 分别为破碎带正应力、剪应力; $\varphi_m$ 为裂缝内摩擦角。

根据径向受力平衡,高地应力地层岩体不产生滑动位移,为保持井壁稳定性,需满足条件:

$$(\sigma_{\theta 1} - p_p + \delta(p_p - p_i))a - (\tau_{a1} + \tau_{c1} + 2C_m(1-\delta))b \leq aS_{td}(1-\delta), \quad (22)$$

式中: $C_m$ 为岩石内聚力; $S_{td}$ 为岩石抗拉强度。

坍塌压力条件为

$$cp_c \geq bf_1 - 2aC_m(1-\delta) - af_2 \tan \varphi_m - af_3 \tan \varphi_m - bS_{td}(1-\delta), \quad (23)$$

$$c = b - bc_{c1} + ac_{b1} \tan \varphi_m - 2atan \varphi_m + ac_{a1} \tan \varphi_m. \quad (24)$$

式(23-24)中: $c$ 为井壁稳定因数; $c_{a1}$ 、 $c_{b1}$ 、 $c_{c1}$ 为应力系数,与裂缝内摩擦角有关; $f_1$ 、 $f_2$ 、 $f_3$ 为常数项。

若 $c$ 在井周为正值,则安全钻孔压力大于最大坍塌压力;若 $c$ 在井周为负值,则安全钻孔压力小于最小坍塌压力<sup>[32]</sup>。若 $c$ 在井周为正负交变,则参考井壁稳定模型计算结果进行精细化调整,钻井液密度精细化调整策略见图8。当 $c$ 为正值时,取 $c$ 极大值点对应的坍塌压力 $p_c$ 为坍塌压力下限 $p_{cmin}$ ;当 $c$ 为负值时,取 $c$ 极小值点对应的坍塌压力为坍塌压力上限 $p_{cmax}$ ,安全钻井液压力为

$$p_{cmax}(c > 0) \leq p_i < p_{cmin}(c < 0). \quad (25)$$

根据钻井液密度精细化调整策略,计算坍塌压力范围为

$$0.961\sigma_H \leq p_i < 0.976\sigma_H. \quad (26)$$

若式(25)不成立,则无法通过调整钻井液密度达到调控井壁稳定性的目的,需要调整钻井液滤失因数,增强封堵性以控制井壁稳定。井壁稳定安全钻井液密度计算流程见图9。

#### 4 影响因素分析

地应力、水平地应力差及井周角是影响井壁稳定性的关键因素。钻井液滤失反映钻井液渗透进入井周地层的能力。高地应力和较大的水平地应力差显著降低井壁稳定性,缩小安全钻井液密度区间,会增加

井壁失稳的风险。

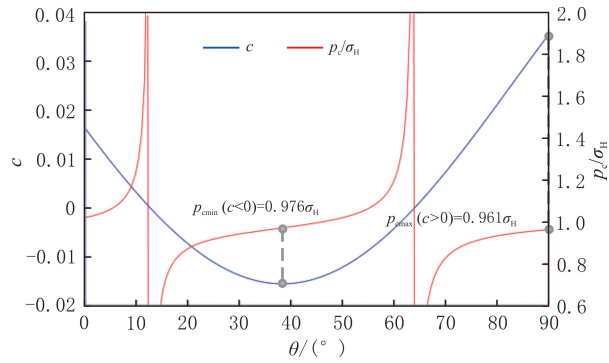


图 8 钻井液密度精细化调整策略

Fig. 8 The refined adjustment strategy for drilling fluid density

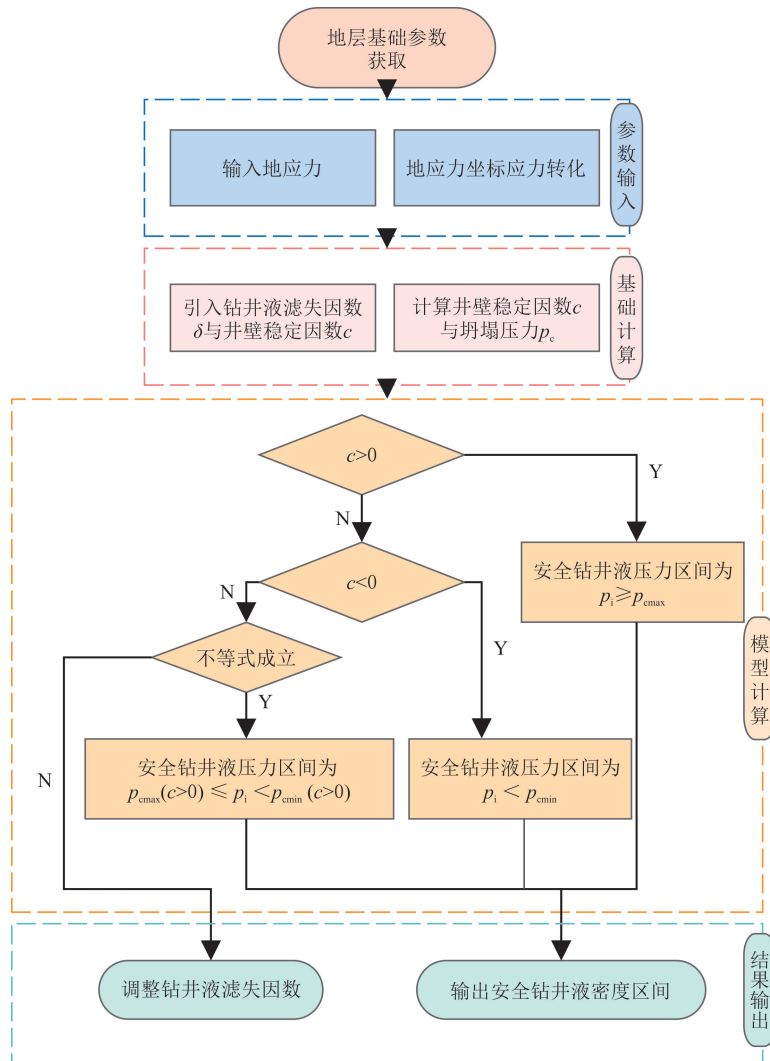


图 9 井壁稳定安全钻井液密度计算流程

Fig. 9 Flowchart for calculating safe drilling fluid density for wellbore stability

#### 4.1 最小水平地应力

基于井壁稳定模型,在  $\sigma_H/\sigma_h = 1.2, \theta_1 = \theta_2 = 45^\circ, \delta = 0.7$  的条件下,分别选取最小水平地应力为 40、

70、100、130、160 MPa,分析地应力对井壁稳定性的影响(见图 10(a))。由图 10(a)可知,随最小水平地应力的增大,井壁稳定因数降低,但降低幅度不明显,最小水平地应力从 40 升高至 160 MPa 时,井壁稳定因数降低 0.001 7。井壁稳定因数越小,安全钻井液密度窗口越窄,井壁失稳风险越高。最小水平地应力越大,越容易发生井壁失稳。

4.2 最大与最小水平地应力比

在  $\sigma_h = 140$  MPa、 $\theta_1 = \theta_2 = 45^\circ$ 、 $\delta = 0.7$  的条件下,分别选取最大与最小水平地应力比  $\sigma_H/\sigma_h$  为 1.000、1.125、1.250、1.375、1.500,分析  $\sigma_H/\sigma_h$  对井壁稳定性的影响(见图 10(b))。由图 10(b)可知, $\sigma_H/\sigma_h$  越大,水平地应力差越大,井壁稳定因数显著降低,表明井壁稳定性对水平地应力差较敏感。随  $\sigma_H/\sigma_h$  的增大,防止井壁坍塌的安全钻井液密度区间逐渐变窄,增加井壁失稳的风险。

4.3 井周角

地应力对井壁稳定性的影响与井周角密切相关。由图 10 可知,井周角在  $20^\circ \sim 40^\circ$  之间时,井壁稳定因数较小,井壁失稳风险最高,地应力的集中效应较为显著,容易引发井壁的破裂或坍塌。

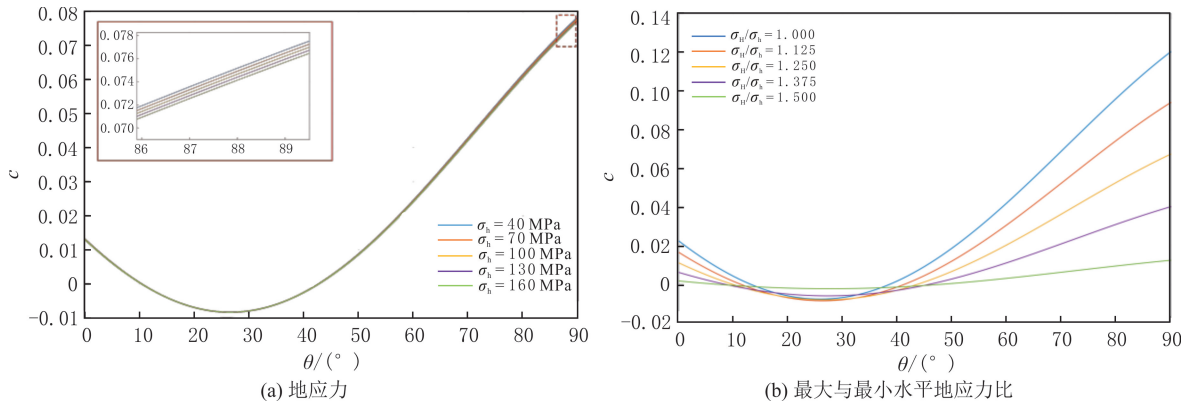


图 10 地应力和最大与最小地应力比对井壁稳定性的影响

Fig. 10 Impact of in-situ stress and ratio of maximum to minimum ground stress on wellbore stability

4.4 钻井液滤失

钻井液滤失因数反映钻井液渗透进入井周地层的能力。在  $\sigma_1 = 196$  MPa、 $\sigma_2 = 140$  MPa、 $\theta_1 = \theta_2 = 45^\circ$  的条件下,分别选取钻井液滤失因数为 0、0.25、0.50、0.75、1.00,分析钻井液滤失因数对井壁稳定性的影响(见图 11)。由图 11 可知,随钻井液滤失因数逐渐趋近于 1,井壁稳定因数越小,模型计算的安全钻井液密度区间逐渐缩小,井壁稳定性降低。

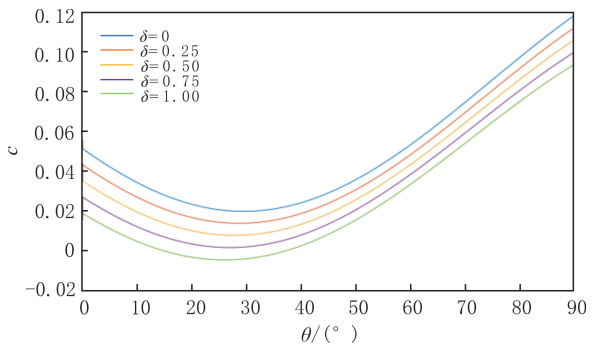


图 11 钻井液滤失因数对井壁稳定性的影响

Fig. 11 Impact of drilling fluid filtration loss on wellbore stability

4.5 现场应用

以塔西南山前冲断带的一口风险探井 M-X 井为例,在深度为 5 800~5 865 m 钻遇高地应力地层,井壁坍塌、掉块严重,井眼扩大率达到 32%。根据测井和工程资料,M-X 井的井壁稳定模型参数见表 2。

表 2 M-X 井井壁稳定模型参数

Table 2 Parameters of wellbore stability model used in well M-X

| $\sigma_H$ /MPa | $\sigma_h$ /MPa | $p_p$ /MPa | $r_i$ /mm | $\alpha$ | $\nu$ | $\theta_1, \theta_2$ /( $^\circ$ ) | $S_{td}$ /MPa | $\phi$ /% | $\varphi_m$ /( $^\circ$ ) | $p_i$ /MPa | $\delta$ | $C_m$ /MPa |
|-----------------|-----------------|------------|-----------|----------|-------|------------------------------------|---------------|-----------|---------------------------|------------|----------|------------|
| 180             | 140             | 90         | 136.5     | 0.8      | 0.265 | $45^\circ$                         | 8             | 13        | 39                        | 109        | 0.39     | 12.5       |

根据井壁稳定模型计算结果,当钻井液滤失因数为 0.39 时,该井段防止井壁坍塌的安全钻井液密度

区间为  $1.95 \sim 2.03 \text{ g/cm}^3$ 。实际钻井液密度为  $1.91 \text{ g/cm}^3$ , 压力传递实验测试滤失因数为 0.60, 不满足维持井壁稳定需求, 导致井壁失稳掉块。采用桥接封堵技术, 加入粒径分布优化的碳酸钙颗粒、陶粒和纤维材料, 在裂缝和微裂缝处形成桥接和填充结构, 降低钻井液滤失因数为 0.39 左右, 钻进过程无井漏、井塌和掉块等发生。

## 5 结论

(1) 塔西南山前冲断带高地应力地层主要分布于新近系和二叠系, 在地层强度应力比低于 2.5 时, 井壁失稳严重, 工程表现为严重挂卡和漏失。根据塔西南高地应力地层裂缝发育、破碎性强且不连续的特征, 建立基于受力平衡的离散构元井壁稳定模型, 并分析井壁稳定性影响因素。

(2) 当最小水平地应力较高或水平地应力差较大时, 防止井壁坍塌的安全钻井液密度区间越小, 井壁失稳风险增加; 当钻井液滤失因数接近 1 时, 安全钻井液密度区间减小, 井壁失稳风险显著上升。井壁稳定性对水平地应力差更敏感。地应力影响不同井周角处井壁稳定性, 井周角为  $20^\circ \sim 40^\circ$  时的井壁失稳风险最高。

(3) 考虑钻井液滤失和地层非连续性, 应用离散构元井壁稳定模型计算井壁稳定因数, 可以制定钻井液密度与滤失指标, 适用于高地应力地层井壁稳定分析。

## 参考文献(References):

- [1] 赵邦六, 刘依谋, 李大军, 等. 塔里木盆地塔西南山前带地震技术攻关进展及发展方向[J]. 石油物探, 2024, 63(2): 265-278.  
ZHAO Bangliu, LIU Yimou, LI Dajun, et al. Development and prospects of seismic techniques for the piedmont in Southwestern Tarim Basin[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2024, 63(2): 265-278.
- [2] 田雷, 崔海峰, 刘军, 等. 塔西南拗陷早、中寒武世岩相古地理格局分析[J]. 东北石油大学学报, 2016, 40(6): 18-25.  
TIAN Lei, CUI Haifeng, LIU Jun, et al. Analysis on the paleogeographic framework of the Early-Middle Cambrian in the southwest depression of Tarim Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016, 40(6): 18-25.
- [3] 卢运虎, 金衍, 夏阳, 等. 超深硬岩地层井壁失稳的动力学分析模型: 本征频率和高地应力的影响[J]. 力学与实践, 2023, 45(5): 1033-1043.  
LU Yunhu, JIN Yan, XIA Yang, et al. Dynamic analysis model of wellbore instability in deep tight sandstone: effect of intrinsic frequency and high stress[J]. Mechanics in Engineering, 2023, 45(5): 1033-1043.
- [4] AI K, ZHANG X, ZHOU C. Study on the method for measuring stress on rock mass excavation surface under extremely high stress conditions[J]. Geofluids, 2022, 2022(1): 4509192.
- [5] GHOSH ROY M, SINGH S, GANVIR S J, et al. Severity prediction of stress-induced instabilities during subsurface excavation in the Himalaya: case studies[C]// Indian Geotechnical Conference. India(KOCHI): Springer, 2022: 303-322.
- [6] 陈勉, 金衍. 深井井壁稳定技术研究进展与发展趋势[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(5): 31-37.  
CHEN Mian, JIN Yan. Research progress and development trends in deep well borehole stability technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 31-37.
- [7] 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 on strength characteristics of deep mudstone under drilling fluid soaking[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(7): 1399-1405.
- [8] 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. Research progress and considerations on mechanical-chemical coupling of deep hard brittle shale borehole stability[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4): 159-169.
- [9] 郝红永, 徐常焯, 郭晟豪, 等. 砂砾岩压缩破坏形态及影响因素分析[J]. 东北石油大学学报, 2022, 46(3): 66-73.  
HAO Hongyong, XU Changzhuo, GUO Shenghao, et al. Analysis on compression failure characteristics and influencing factors of conglomerate[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2022, 46(3): 66-73.
- [10] LI Jiabin, CHEN Mian, FANG Zheng, et al. Study of the wellbore instability mechanisms in deep Ordovician carbonate rock in the Tarim Basin[C]// Information Technology in Geo-Engineering. Cham: Springer Nature Switzerland, 2024: 125-136.
- [11] ZHANG Zhen, LI Jiabin, SHENG Yong, et al. Wellbore stability of mud-shale in ultra-deep carboniferous formation: a perspective from mechanochemistry[C]// ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. USA(Atlanta): ARMA, 2023: ARMA-2023-

- 0230.
- [12] 卢运虎,金衍,陈勉,等. 高温高压耦合下含不同倾角充填缝砂岩的强度实验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2019, 38(增刊1): 2668-2679.  
LU Yunhu, JIN Yan, CHEN Mian, et al. Experimental study on the strength of sandstone with different inclination filled fractures under high temperature and high pressure coupling[J]. China Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, 38(Supp. 1): 2668-2679.
- [13] 高书阳,汤志川,宋碧涛,等. 川西断缝体储层封堵固壁钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2023, 40(5): 556-562.  
GAO Shuyang, TANG Zhichuan, SONG Bitao, et al. Drilling fluid technology for plugging and strengthening the borehole wall of wells penetrating the faulted fractured reservoirs in West Sichuan[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2023, 40(5): 556-562.
- [14] 陈勉,赵海峰,金衍,等. 非连续介质力学模型预测煤层井眼稳定性[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 145-150.  
CHEN Mian, ZHAO Haifeng, JIN Yan, et al. Prediction of coal seam wellbore stability using discontinuous medium mechanics model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 145-150.
- [15] DOKHANI V, YU M, BLOYS B. A wellbore stability model for shale formations: accounting for strength anisotropy and fluid induced instability[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 32: 174-184.
- [16] 李翰群. 高地应力白云岩地层井壁失稳物理模拟研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021: 23-25.  
LI Hanqun. Study on physical simulation of wellbore instability in high stress dolomite formation[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021: 23-25.
- [17] 程万,孙家应,尹德战,等. 深层泥页岩井壁失稳机理与预测模型研究进展[J]. 钻探工程, 2021, 48(10): 21-28.  
CHENG Wan, SUN Jiaying, YIN Dezhan, et al. Research status of the wellbore failure mechanism and predicting model in deep mudstone and shale[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(10): 21-28.
- [18] 程万,金衍,陈勉,等. 一种基于页岩损伤规律的井壁坍塌压力确定方法[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(2): 37-40.  
CHENG Wan, JIN Yan, CHEN Mian, et al. A method for determining borehole collapse pressure based on shale damage laws[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(2): 37-40.
- [19] RAHMATI H, NOURI A, CHAN D, et al. Simulation of drilling-induced compaction bands using discrete element method[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2014, 38(1): 37-50.
- [20] 赵融康,黄诚,黄继文. 塔里木盆地顺南地区奥陶系高压气藏成藏过程分析[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(6): 13-23.  
ZHAO Rongkang, HUANG Cheng, HUANG Jiwen. Analysis of accumulation process of gas reservoir with high pressure in Ordovician in south of Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023, 47(6): 13-23.
- [21] 王清华,杨海军,李勇,等. 塔西南山前地区柯克亚周缘叶探1井油气勘探重大突破及意义[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(4): 1-16.  
WANG Qinghua, YANG Haijun, LI Yong, et al. Major oil and gas discovery and significance of well Yetan 1 in the peripheral Kekeya Area in the piedmont of the Southwestern Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(4): 1-16.
- [22] 陈菲,何川,邓建辉. 高地应力定义及其定性定量判据[J]. 岩土力学, 2015, 36(4): 971-980.  
CHEN Fei, HE Chuan, DENG Jianhui. Definition of high in-situ stress and its qualitative and quantitative criteria[J]. Rock and Soil Mechanics, 2015, 36(4): 971-980.
- [23] 宫凤强,代金豪,王明洋,等. 高地应力“强度 & 应力”耦合判据及其分级标准[J]. 工程地质学报, 2022, 30(6): 1893-1913.  
GONG Fengqiang, DAI Jinhao, WANG Mingyang, et al. “Strength & stress” coupling criterion and classification standard of high in-situ stress[J]. Journal of Engineering Geology, 2022, 30(6): 1893-1913.
- [24] QATARI A. A workflow to derive rock mechanics correlations and stress profile by the integration of dynamic and static formation evaluation data[C]//SPE Annual Caspian Technical Conference. Virtual: Society of Petroleum Engineers, 2021: D031S012R001.
- [25] MIAH M I, AHMED S, ZENDEHBOUDI S, et al. Machine learning approach to model rock strength: prediction and variable selection with aid of log data[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2020, 53(10): 4691-4715.
- [26] 金衍,陈勉. 井壁稳定力学[M]. 北京: 科学出版社, 2012: 37-39.  
JIN Yan, CHEN Mian. Borehole stability mechanics[M]. Beijing: Science Publishing Company, 2012: 37-39.
- [27] DAS PURKAYASTHA A, RANA R, RANJAN KUMAR R, et al. Cavings morphology analysis: a critical geomechanical tool in optimizing drillability[C]//International Petroleum Technology Conference. Dhahran: Society of Petroleum Engineers, 2020: D032S221R002.
- [28] 张海军,王立辉,张立刚,等. 层理性页岩油储层井壁坍塌失稳区域研究[J]. 特种油气藏, 2024, 31(5): 168-174.  
ZHANG Haijun, WANG Lihui, ZHANG Ligang, et al. Research on wellbore collapse instability areas in stratified shale oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(5): 168-174.
- [29] 韩子轩,蒋官澄,李青洋,等. 新型合成基钻井液降滤失剂合成及性能评价[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(5): 86-92.  
HAN Zixuan, JIANG Guancheng, LI Qingyang, et al. Preparation and evaluation of a novel synthetic base drilling fluid filtrate reducer[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(5): 86-92.

- [30] MINGMING Z, FAN X, ZHANG Q, et al. Influence of multi-planes of weakness on unstable zones near wellbore wall in a fractured formation[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021,93:104026.
- [31] 陈菁萍,赵腾,肖重阳,等.塔里木盆地顺北地区中下奥陶统走滑断裂差异成岩作用[J].东北石油大学学报,2020,44(5):23-34.  
CHEN Jingping, ZHAO Teng, XIAO Chongyang, et al. Differential diagnosis of Lower-Middle Ordovician strike-slip faults in the Shunbei Area of Tarim Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2020,44(5):23-34.
- [32] ZHAO H, CHEN M, LI Y, et al. Discrete element model for coal wellbore stability[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2012,54:43-46.
- [33] 陈勉,金衍,张广清.石油工程岩石力学[M].北京:科学出版社,2008:114-118.  
CHEN Mian, JIN Yan, ZHANG Guangqing. *Petroleum engineering rock mechanics*[M]. Beijing: Science Press, 2008:114-118.
- [34] 殷有泉,陈朝伟,李平恩.套管—水泥环—地层应力分布的理论解[J].力学学报,2006,38(6):835-842.  
YIN Youquan, CHEN Zhaowei, LI Pingen. Theoretical solution of stress distribution in casing-cement sheath-formation system[J]. *Chinese Journal of Mechanics*, 2006,38(6):835-842.
- [35] YAN Xiaopeng, KANG Yili, YOU Lijun, et al. Drill-in fluid loss mechanisms in brittle gas shale: a case study in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019,174:394-405.

.....  
(上接第83页)

- [38] ALLEN P A. Time scales of tectonic landscapes and their sediment routing systems[J]. *Geological Society London Special Publications*, 2008,296:7-28.
- [39] 甘军,张亚震,林璐,等.琼东南盆地宝岛凹陷天然气差异聚集主控因素与成藏模式[J].地球科学,2023,48(2):439-450.  
GAN Jun, ZHANG Yazhen, LIN Lu, et al. Main controlling factors of natural gas differential accumulation model, in Baodao Sag, Qiongdongnan Basin[J]. *Earth Science*, 2023,48(2):439-450.
- [40] 郭书生,廖高龙,梁豪,等.琼东南盆地 BD21 井深水区天然气勘探重大突破及意义[J].中国石油勘探,2021,26(5):49-59.  
GUO Shusheng, LIAO Gaolong, LIANG Hao, et al. Major breakthrough and significance of deep-water gas exploration in well BD21 in Qiongdongnan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021,26(5):49-59.
- [41] 江汝锋,曹立成,邓孝亮,等.琼东南盆地宝岛 21-1 区陵水组沉积特征及其油气地质意义[J].地质科技通报,2024,43(5):31-44.  
JIANG Rufeng, CAO Licheng, DENG Xiaoliang, et al. Sedimentary characteristics of the Lingshui Formation in the Baodao 21-1 Area of the Qiongdongnan Basin and their significance in hydrocarbon exploration[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2024,43(5):31-44.
- [42] 李敏,张月霞,吴琼玲,等.南海珠江口盆地陆丰凹陷文昌组沉积成岩特征及储层物性控制因素[J].东北石油大学学报,2024,48(4):69-88.  
LI Min, ZHANG Yuexia, WU Qionglin, et al. Sedimentary diagenetic characteristics and controlling factors of reservoir physical properties of Wenchang Formation in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin, South China Sea[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(4):69-88.
- [43] 孙占强,王春伟.河口坝砂岩体夹层发育特征及其对剩余油分布的影响:以史南油田 L11 断块沙二段为例[J].石油化工高等学校学报,2024,37(3):34-41.  
SUN Zhanqiang, WANG Chunwei. Development characteristics of sandstone interlayer in estuary bar and its influence on remaining oil distribution: take the example of Sha-2 Member of L11 fault block of Shinan Oilfield[J]. *Journal of Petrochemical University*, 2024,37(3):34-41.