

基于有限坍塌宽度的层理性泥页岩地层井壁稳定性评价

赵莉萍¹, 王倩¹, 郭正², 房超¹, 曹虎³

1. 中国石油集团工程研究院有限公司, 北京 102206

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

3. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

摘要 钻井工程中一般允许实钻井眼存在有限宽度的崩落区域, 如按传统井壁稳定理论模型进行设计会导致钻井液密度偏高、钻井成本增加、钻井效率降低、钻井液漏失甚至地层破裂等一系列问题。针对脆性层理泥页岩地层特性, 根据测井资料和测试数据进行地质力学建模, 利用基于有限坍塌宽度的定量风险分析方法合理地评估井壁稳定概率, 优选钻井液密度窗口。以中国西部某油田泥页岩地层钻井实例进行分析, 在基于有限崩落存在的情况下, 通过定量分析方法在井壁稳定段及失稳段对钻井液密度窗口进行动态优化, 可以提高机械钻速, 降低钻井成本, 评估的井壁稳定概率可达91%~98%, 计算结果与实际情况基本吻合, 说明该方法具有重要的工程价值和实际意义。

关键词 地质力学; 有限坍塌宽度; 层理性泥页岩; 井壁稳定

钻井工程是现代油气能源勘探开发过程中不可或缺的重要环节, 安全高效地完成钻井作业可以有效缩短施工周期, 减少钻井液对土地和地下水资源的污染。对泥页岩井段较为突出的井壁稳定性问题进行合理的稳定性评价, 拓宽钻井液安全密度窗口, 可以避免出现井下复杂事故带来的环境污染及经济损失。

针对油气井井壁稳定方面的问题, 已有许多研究, 一般认为, 井壁稳定性分析的本质主要是综合

归纳不同地质因素条件下, 工程因素对井壁稳定性可能产生的影响。陈金霞等^[1-2]针对泥页岩地层井壁垮塌问题, 建立了考虑弱面结构、温度场作用、水化特性的井壁稳定模型, 研究结果表明弱面结构的存在会使坍塌压力明显升高。袁青松等^[3]针对河南某区块泥页岩地层钻进过程中发生的井壁坍塌, 从泥页岩类型、孔渗特征、微观结构等方面开展了井壁稳定影响因素分析, 结果表明造成井壁失稳的主要因素为地层非均质性强、岩石脆性程度高、微裂

收稿日期: 2019-12-10; 修回日期: 2020-03-30

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大项目(2016E-0105)

作者简介: 赵莉萍, 工程师, 研究方向为钻完井工艺及基础理论, 电子信箱: zhaolpdr@cnpc.com.cn

引用格式: 赵莉萍, 王倩, 郭正, 等. 基于有限坍塌宽度的层理性泥页岩地层井壁稳定性评价[J]. 科技导报, 2020, 38(11): 122-130; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2020.11.014

缝发育。丁乙等^[4-6]基于页岩理化室内实验结果及力学参数,建立了井壁稳定力耦合模型,研究结果表明泥页岩地层的水化特性与层理弱面结构是造成井壁垮塌的主要因素。陈平等^[7-9]基于弱面强度理论建立了含多组弱面页岩的强度分析方法,对均匀分布多组弱面页岩的强度特征进行分析,结果表明随着页岩岩体中弱面数量的增加,岩体强度大幅度下降,强度受弱面控制作用显著。以上学者针对泥页岩弱面地层的井壁稳定问题开展了不同方面的研究,均取得了显著的成果,不足的是大多数研究没有考虑到坍塌宽度对井壁稳定的影响。

以中国西部某油田某井为例进行井壁稳定分析,该井储集层岩性以灰岩、泥页岩为主,在钻进过程中发生了严重的井壁坍塌,井眼在泥页岩层段垮塌严重,地层垮塌及反复的通井工作给油田的高效开发带来了严重的影响。基于测井资料和测试数据对研究地层进行地质力学分析建立地质力学模

型,针对所钻地层特性建立了脆性层理裂缝泥页岩井壁稳定模型,最后基于有限坍塌宽度应用定量风险分析(QRA)评估井壁稳定概率,优选钻井液密度。

1 维持井壁稳定下的有限坍塌宽度

稳定井眼并不是指没有出现破坏的井眼,随着井壁持续坍塌,坍塌区域将加深,而不是加宽,有限宽度的坍塌将产生一个有限的坍塌区域^[10](图1(a))。许多实例研究表明在直井中最大允许坍塌宽度为90°通常是合理的^[11]。坍塌宽度超过90°意味着超出井壁周长一半的区域发生破坏,在此情况下井壁缺少足够拱形支撑,这可能导致井壁围岩全部失稳,井眼直径在破坏过程中持续扩大,引起地层冲刷(图1(b))。

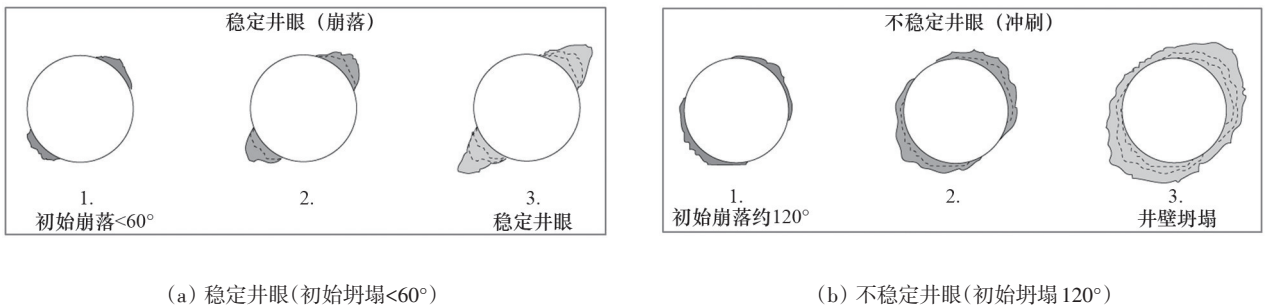


图1 初始坍塌宽度较小和较大时的井壁坍塌增长

斜井最大允许坍塌宽度通常需要保守一些,因为斜井比直井携岩要求更高、维持井眼清洁更困难。因此在井壁稳定设计中,需将钻井液密度提高到足够值,限制初始坍塌宽度在合理范围内,就能够保持井壁稳定。钻井液密度与井壁失稳破坏模式的关系及钻井液密度窗口的概念由图2所示。

2 基于有限坍塌宽度应用定量风险井壁稳定性分析方法

主应力坐标系(x_s, y_s, z_s)下, x_s, y_s, z_s 分别对应主应力 S_1, S_2, S_3 的方向,其中 $S_1 \geq S_2 \geq S_3$ 。

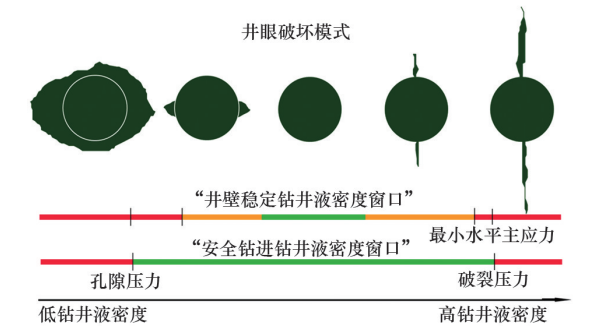


图2 钻井液密度与井壁失稳破坏模式示意

$$S = \begin{pmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{pmatrix} \quad (1)$$

地理坐标系(X, Y, Z)下, X, Y 和 Z 分别表示地理方位上的北,东,垂直向下方向,地理坐标系绕 Z

轴、 Y 轴、 X' 轴旋转得到的变换矩阵 R_1 为^[12-14]

$$R_1 = \begin{pmatrix} \cos a \cos b & \sin a \cos b & -\sin b \\ \cos a \sin b \sin c - \sin a \cos c & \sin a \sin b \sin c + \cos a \cos c & \cos b \sin c \\ \cos a \sin b \cos c + \sin a \sin c & \sin a \sin b \cos c - \cos a \sin c & \cos b \cos c \end{pmatrix} \quad (2)$$

式中, a 为关于 Z 轴正方向旋转的欧拉角, $^\circ$; b 为关于新坐标系下 Y 轴正方向旋转的欧拉角, $^\circ$; c 为关于新坐标系下 X' 轴正方向旋转的欧拉角, $^\circ$ 。

正断层情况下,当最大水平主应力方位 $Azi < 90^\circ$ 时,其旋转角为 $a = Azi + 3\pi/2, b = \pi/2, c = 0$

当最大水平主应力方位 $Azi > 90^\circ$ 时,其旋转角为 $a = Azi - \pi/2, b = \pi/2, c = 0$

走滑断层情况下,旋转角为 $a = Azi, b = 0, c = \pi/2$

逆断层情况下,旋转角为 $a = Azi, b = 0, c = 0$

由此得到地理坐标系下的应力张量 S_g ^[15]:

$$S_g = R_1^T S R_1 \quad (3)$$

通过坐标转换得到井眼坐标系中的应力张量 S_b ^[15]:

$$S_b = R_b S_g R_b^T \quad (4)$$

$$\text{式中, } R_b = \begin{pmatrix} -\cos \delta \cos \phi & -\sin \delta \cos \phi & \sin \phi \\ \sin \delta & -\cos \delta & 0 \\ \cos \delta \sin \phi & \sin \delta \sin \phi & \cos \phi \end{pmatrix}, \delta \text{ 为}$$

井眼方位, ϕ 为井斜。

井壁有效应力分量为^[11]

$$\begin{aligned} \sigma_{zz} &= \sigma_{33} - 2\nu(\sigma_{11} - \sigma_{22})\cos 2\theta - 4\nu\sigma_{12}\sin 2\theta \\ \sigma_{\theta\theta} &= \sigma_{11} + \sigma_{22} - 2(\sigma_{11} - \sigma_{22})\cos 2\theta - 4\sigma_{12}\sin 2\theta - \Delta P \\ \tau_{\theta z} &= 2(\sigma_{23}\cos \theta - \sigma_{13}\sin \theta) \\ \sigma_{rr} &= \Delta P \end{aligned} \quad (5)$$

式中, $\sigma_{zz}, \sigma_{\theta\theta}, \sigma_{rr}, \tau_{\theta z}$ 分别为井壁垂向应力,环向应力,剪切应力和径向应力,MPa; $\sigma_{11}, \sigma_{22}, \sigma_{33}, \sigma_{12}, \sigma_{13}, \sigma_{23}$ 分别为应力张量 S_b 中的应力分量,MPa; ν 为泊松比,无量纲; θ 为井周与水平最大地应力方位的夹角, $^\circ$; ΔP 井眼压力与孔隙压力之差,MPa。

从而得出井壁3个有效主应力

$$\begin{aligned} \sigma_{t\max} &= \frac{1}{2} \left[\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right] \\ \sigma_{t\min} &= \frac{1}{2} \left[\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} - \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right] \\ \sigma_{rr} &= \Delta P \end{aligned} \quad (6)$$

式中, $\sigma_{t\max}, \sigma_{t\min}$ 为井壁最大、最小切向应力,MPa。

计算坍塌压力时先给定一个钻井液密度值,得到 ΔP_i ,然后计算井壁3个有效主应力和发生坍塌位置 θ 。

$$\frac{d\sigma_{t\max}}{d\theta} = 0 \quad (7)$$

判断3个有效主应力的大小关系,将最大主应力赋给 σ_1 ,最小主应力赋给 σ_3 ,根据钻井的实际情况定义坍塌宽度 w_{bo} ,完整岩石破坏时满足准则

$$(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(\pi - w_{bo}) = 2(S_0 + \mu_0\sigma_3) \left[(\mu_0^2 + 1)^{1/2} + \mu_0 \right] \quad (8)$$

式中, S_0 为岩石黏聚力,MPa; μ_0 为岩石内摩擦系数,无量纲。

在地理坐标系中,层理走向为北 TR 东,倾角为 DIP ,则层理面法线方向矢量 n 为

$$\begin{aligned} n &= \sin(DIP)\cos(TR)i + \sin(DIP)\sin(TR)j + \cos(DIP)k \\ &= a_1i + a_2j + a_3k \end{aligned} \quad (9)$$

井壁最大主应力 σ_1 的方向矢量在井壁坐标系中可表示为

$$N = \sin \theta i + \cos \theta j + \cos \gamma k \quad (10)$$

井壁坐标系中最大主应力 σ_1 的方向矢量在地理坐标系中可表示为

$$N = b_1i + b_2j + b_3k \quad (11)$$

式中,

$$\begin{aligned} b_1 &= \cos \delta \cos \phi \sin \theta - \sin \delta \cos \theta + \cos \delta \sin \phi \cos \gamma \\ b_2 &= \sin \delta \cos \phi \sin \theta + \cos \delta \cos \theta + \sin \delta \sin \phi \cos \gamma \\ b_3 &= -\sin \phi \sin \theta + \cos \phi \cos \gamma \end{aligned}$$

井壁最大主应力 σ_1 与层理面法向的夹角为

$$\cos \beta = \frac{n \cdot N}{|n||N|} = \frac{a_i b_i}{(a_i a_i)^{1/2} (b_i b_i)^{1/2}}, i, j = 1, 2, 3 \quad (12)$$

层理破坏时满足准则

$$(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(\pi - w_{bo}) = \frac{2(S_w + \mu_w \sigma_3)}{(1 - \mu_w \cot \beta) \sin 2\beta} \quad (13)$$

式中, S_w 为弱面黏聚力; μ_w 为弱面内摩擦系数。

若当前 ΔP_i 不能满足岩石破坏准则或弱面破坏准则, 则增加 ΔP_i 为 ΔP_{i+1} , 进行循环迭代, 直到满足岩石破裂准则, 此时的 ΔP_i 即为坍塌压力值。也可以计算给定钻井液密度 ΔP_i 满足岩石破坏准则或弱面破坏准则时的坍塌宽度 w_{bo} 。

计算破裂压力时先给定一个钻井液密度值, 得到 ΔP_i , 再计算井壁 3 个有效主应力和发生破裂位置 θ 。

$$\frac{d\sigma_{tmin}}{d\theta} = 0 \quad (14)$$

岩石破裂时满足

$$f(p_i) = \frac{\sigma_z + \sigma_\theta}{2} - \sqrt{\left(\frac{\sigma_z - \sigma_\theta}{2}\right)^2 + \sigma_{\theta z}^2} - \alpha p_p + |S_i| = 0 \quad (15)$$

若当前 ΔP_i 不能满足岩石破裂准则, 则增加 ΔP_i 为 ΔP_{i+1} , 进行循环迭代, 直到满足岩石破裂准则, 此时的 ΔP_i 即为破裂压力值。

QRA 技术是评估钻井液密度、井眼轨迹和井壁破坏之间关系的一种方法, QRA 能够用于分析某一参数对井壁稳定性的影响程度 (图 3)。通常情况下, QRA 能够分析任何一个不确定参数对井壁稳定性的影响程度。输入参数的不确定性由概

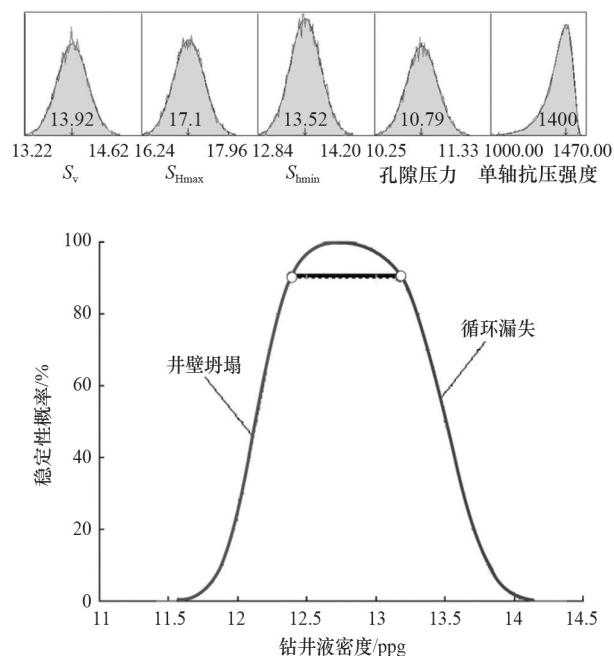


图3 定量风险评估技术

率密度函数给出每个参数由最小、最大和最可能值表示。概率密度函数可能是正态曲线也可能是对数正态曲线, 取决于最小和最大值是对称的 (如 S_v 、 S_{Hmax} 、 S_{Hmin} 和 P_p) 还是不对称的 (如 C_0)。在这两种情况下, 99% 可能数值位于最大值和最小值之间。

一旦指定输入参数的不确定性, 就可确定坍塌压力和漏失压力的响应面, 如图 4 所示。这些响应面取为输入参数的二次多项式函数, 其中线性项、二次项和交互项的未知系数通过线性回归技术确定, 即使响应面与坍塌压力和漏失压力的理论值相吻合, 理论值是为输入参数的多重组合而计算的, 可在最小、最大和最可能值的基础上根据典型设计矩阵选择组合参数。响应面确定之后, 按 Monte-Carlo 方法进行模拟, 即可建立井壁坍塌压力和漏失压力的不确定性。

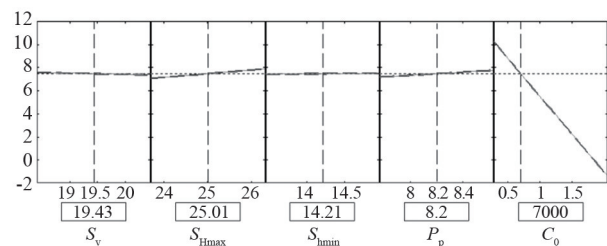


图4 钻井液密度对不确定参数的敏感性

3 定量风险井壁稳定实例分析

定量风险井壁稳定分析是基于地质力学不确定性对输入地质力学参数进行蒙特卡洛模拟, 建立钻井过程中井壁稳定概率与钻井液密度的函数曲线, 对钻井液密度进行优选。

井壁稳定主要受所钻地层岩石力学参数、地层孔隙压力、井周地应力 3 因素控制, 因此进行井壁稳定分析首先需要获取上述地质力学参数。应用测井数据计算地层岩石力学参数模型, 并且利用岩石力学参数室内实验结果进行校正, 建立地层岩石力学参数剖面。采用比例系数法预测地层孔隙压力, 建立地层孔隙压力剖面。垂直地应力通过对岩石密度测井曲线进行积分求取。最小水平地应力采用声发射实验数据及经验公式进行计算。基于

成像测井获得的井壁坍塌信息,结合最小水平地应力、地层孔隙压力、岩石力学等参数,通过有效应变能准则与应力四边形^[11]求得最大水平地应力。根据上述方法计算的地质力学参数剖面如图5所示。通过识别坍塌椭圆的方位确定地应力方向,得到的水平最小地应力方向为N105°E(图6)。

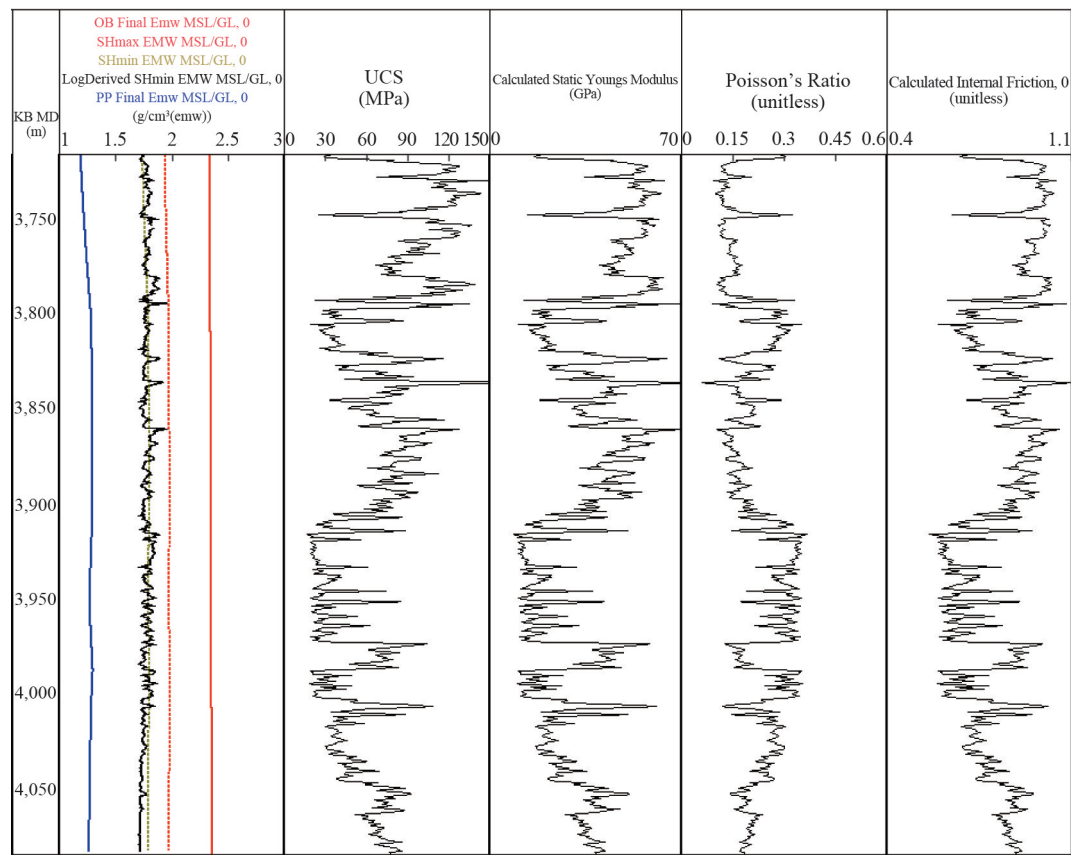


图5 地质力学参数计算结果

基于岩石力学参数和地应力数据,结合井壁稳定模型,应用定量风险井壁稳定分析优选此井3834 m井段的钻井液密度,分析上述井实际钻井过程中井壁稳定段和井壁坍塌段,分别计算不同钻井液密度情况下对井壁稳定概率的影响,如图7所示,图7(a)、(c)、(e)为井壁稳定概率与钻井液密度的函数曲线,图7(b)、(d)、(f)为井壁坍塌情况示意图。3834 m井段实际钻井液密度为1.32 g/cm³,基于有限坍塌存在的情况下,井壁稳定概率为88%,形成的坍塌宽度为80°,实际井径曲线显示该井段没有发生严重坍塌,计算结果与钻井实际情况相符。如果密度提高到1.34 g/cm³,井壁稳定概率可达98%,坍塌宽度为60°。如密度提高到1.38 g/cm³,井壁稳定概率可达100%,坍塌宽度为0。分析结

果表明,优化此井段的井壁稳定性用接近1.34 g/cm³的钻井液密度即可达到要求。如果基于传统的井壁稳定模型(坍塌宽度为0)进行设计,钻井液密度需要接近1.38 g/cm³才能达到稳定要求,而经过分析可以看出在允许一定坍塌存在的情况下,只需接近1.34 g/cm³的钻井液密度就能达到稳定井壁的要求,这在一定程度上能提高钻速,降低钻井成本。

3988 m井段不同钻井液密度情况下,对井壁稳定概率的影响如图8所示。该井段实际钻井液密度为1.34 g/cm³,分析结果显示井壁稳定概率为0,形成的井壁坍塌宽度为120°,实际井径曲线显示该井段发生严重坍塌,计算结果与钻井实际情况相符。如果密度提高到1.42 g/cm³,井壁稳定概率可达91%,坍塌宽度为60°。如果密度提高到1.46 g/cm³,

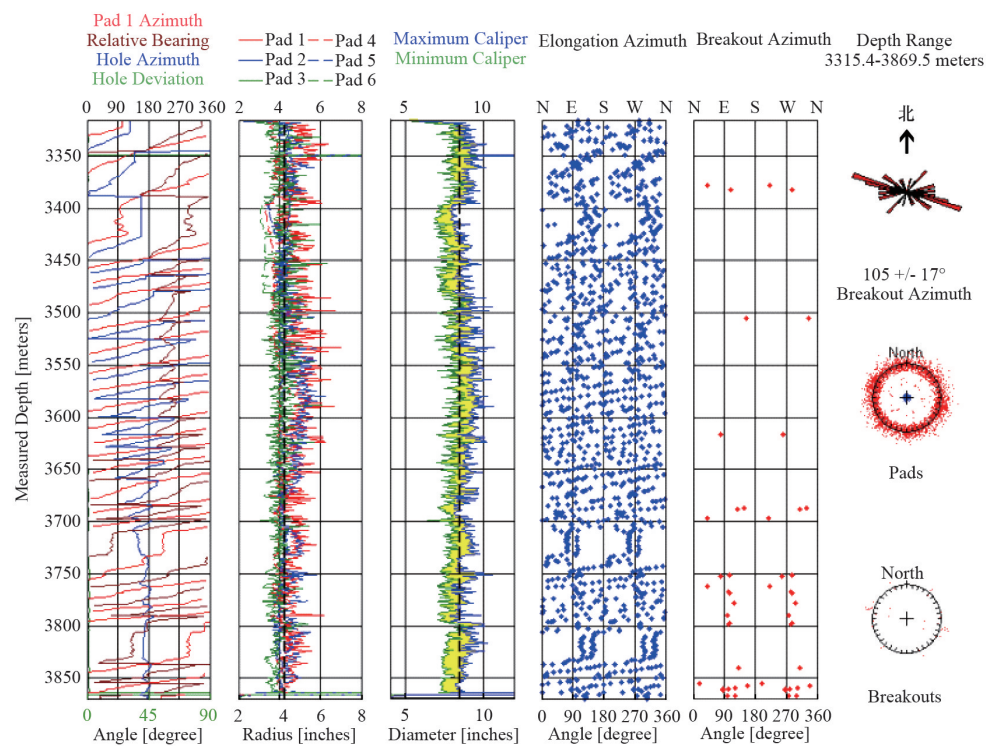


图6 水平最小地应力方向

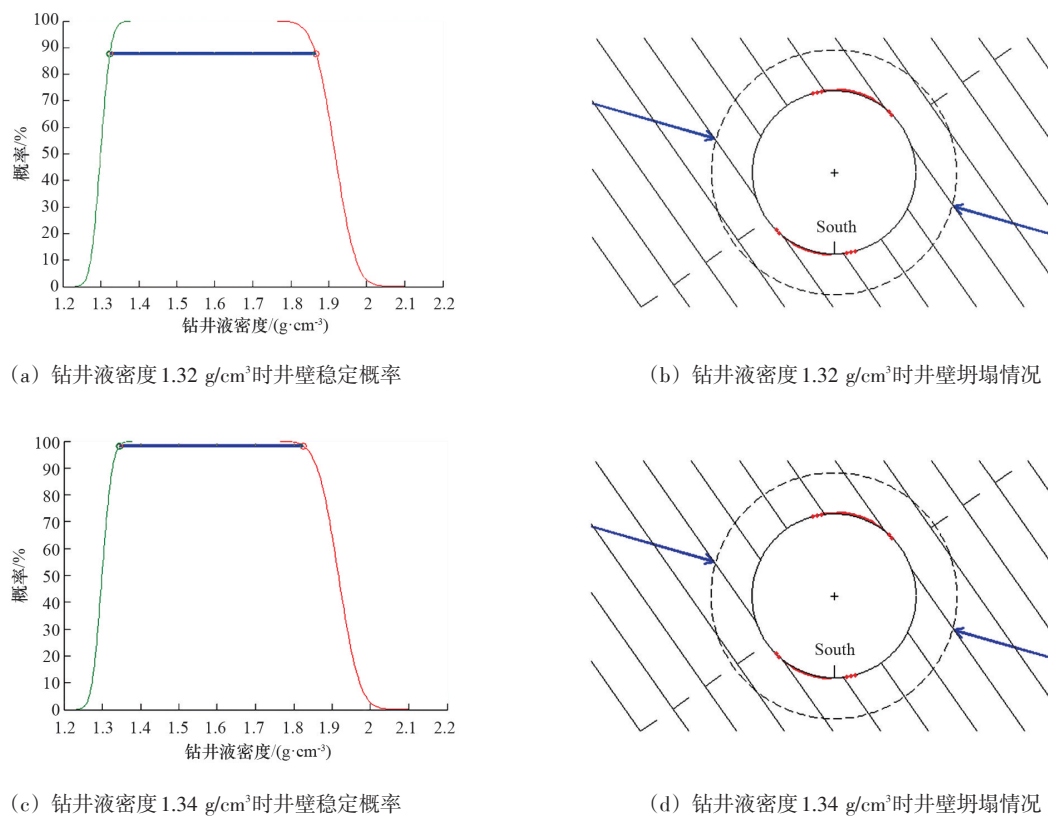
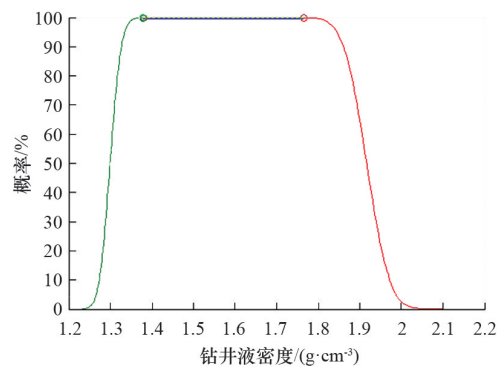
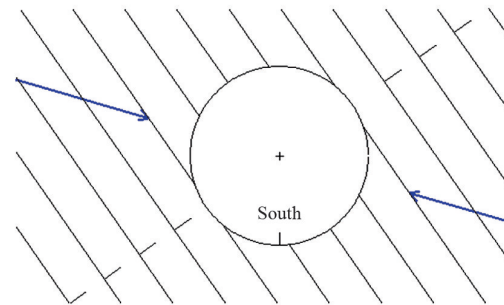


图7 3834 m 钻井液密度对井壁稳定概率影响



(e) 钻井液密度 1.38 g/cm³ 时井壁稳定概率



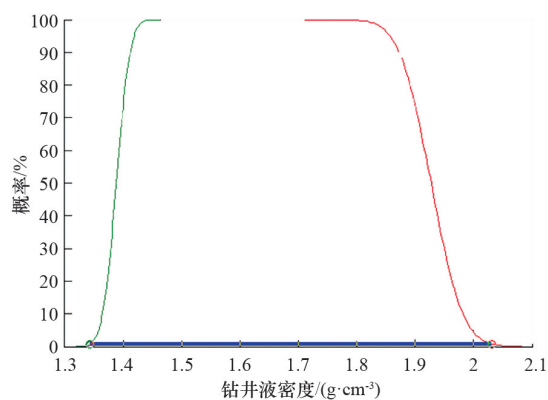
(f) 钻井液密度 1.38 g/cm³ 时井壁坍塌情况

注:绿色曲线指示不发生坍塌的概率,红色曲线指示不发生井漏的概率,红色圆弧指示坍塌区,蓝色箭头指示水平最大地应力方向。

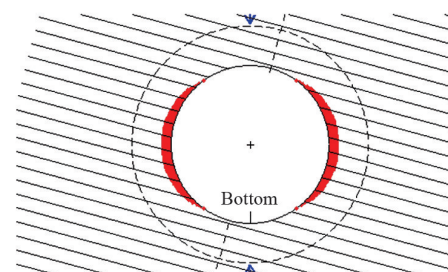
图7 3834 m 钻井液密度对井壁稳定概率影响(续)

井壁稳定概率可达100%,坍塌宽度为5°。分析结果表明,优化此井段的井壁稳定性用接近 1.42 g/cm³

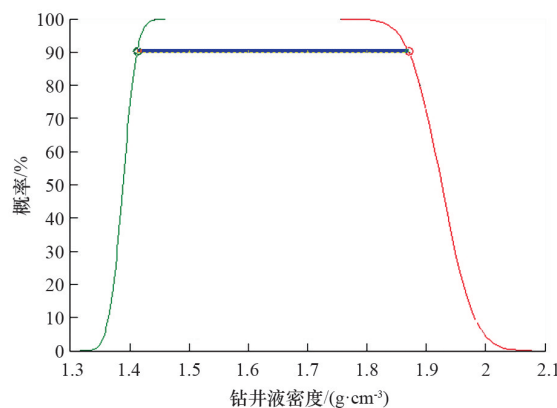
的钻井液密度即可达到井壁稳定要求。



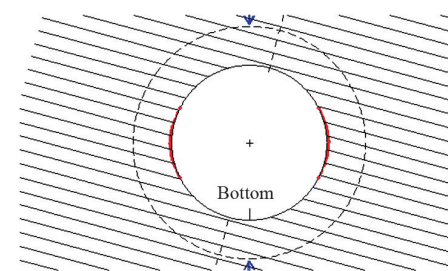
(a) 钻井液密度 1.34 g/cm³ 时井壁稳定概率



(b) 钻井液密度 1.34 g/cm³ 时井壁坍塌情况

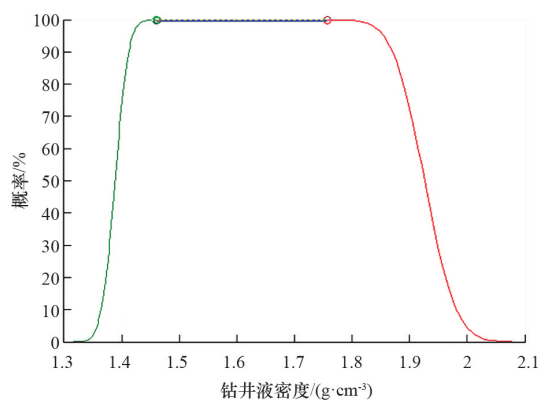


(c) 钻井液密度 1.42 g/cm³ 时井壁稳定概率

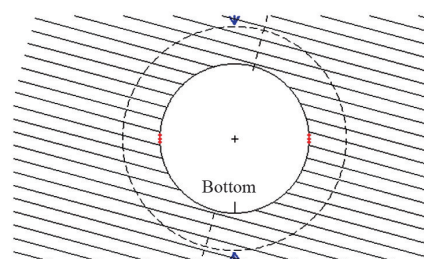


(d) 钻井液密度 1.42 g/cm³ 时井壁坍塌情况

图8 3988 m 钻井液密度对井壁稳定概率影响



(e) 钻井液密度 1.46 g/cm³ 时井壁稳定概率



(f) 钻井液密度 1.46 g/cm³ 时井壁坍塌情况

注:绿色曲线指示不发生坍塌的概率,红色曲线指示不发生井漏的概率,红色圆弧指示坍塌区,蓝色箭头指示水平最大地应力方向。

图8 3988 m 钻井液密度对井壁稳定概率影响(续)

4 结论

在允许井壁存在有限坍塌的情况下,通过有定量风险分析方法评估井壁稳定概率,对井壁失稳段钻井液密度窗口进行动态优化,通过和实际钻井情况对比,可以得到以下结论。

1) 基于地质力学不确定性对输入地质力学参数进行蒙特卡洛模拟,建立钻井过程中井壁稳定概率与钻井液密度的函数曲线,进行定量风险井壁稳定分析有利于优选钻井液密度。

2) 在基于有限坍塌存在的情况下,通过分析得到实际钻井过程中井壁稳定段对应的井壁稳定概率为88%,概率结果与实际情况相符,说明该方法所得结果具有一定的可靠性。

3) 利用基于有限坍塌宽度的定量风险分析方法合理地评估井壁稳定概率,通过优选防止井壁坍塌的钻井液密度,评估的井壁稳定概率可达91%~98%,井壁稳定得到优化。

参考文献(References)

[1] 陈金霞, 周岩, 朱宽亮, 等. 冀东油田东营组硬脆性泥页岩井壁稳定性分析[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(20): 114-120.
[2] 陈金霞. 适用于硬脆性泥页岩的钻井液井壁稳定性评价

方法[J]. 油田化学, 2018, 35(3): 151-156.

[3] 袁青松, 汪超, 刘艳杰, 等. 中牟页岩气区块泥页岩井壁稳定影响因素分析及技术对策[J]. 探矿工程: 岩土钻掘工程, 2018, 45(11): 18-24.
[4] 丁乙, 刘向君, 罗平亚, 等. 硬脆性泥页岩地层井壁稳定性研究[J]. 中国海上油气, 2018, 30(1): 145-152.
[5] 丁乙, 张安东. 川南龙马溪页岩地层井壁失稳实验研究[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(15): 25-28, 42.
[6] 丁乙, 刘向君, 罗平亚, 等. 弱面结构对页岩地层井壁稳定性影响研究[J]. 地下空间与工程学报, 2018, 14(4): 1130-1136.
[7] 陈平, 马天寿, 夏宏泉. 含多组弱面的页岩水平井坍塌失稳预测模型[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 87-93.
[8] 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.
[9] 马天寿, 陈平. 页岩层理对水平井井壁稳定的影响[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2014, 36(5): 97-104.
[10] Zoback M D. Reservoir geomechanics[M]. United Kingdom: Cambridge University Press, 2007.
[11] Ardakani H A, Bridges T J. Dynamic coupling between shallow-water sloshing and horizontal vehicle motion[J]. European Journal of Applied Mathematics, 2010, 21(6): 479-517.
[12] Lee H, Ong S H, Azeemuddin M, et al. A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012(96): 109-119.
[13] Goldstein H, Poole C, Safko J, et al. Classical Mechan-

- ics, 3rd ed[J]. American Journal of Physics, 2002, 70(7): 782.
- [14] Peška P, Zoback M D. Compressive and tensile failure of inclined well bores and determination of in situ stress and rock strength[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 1995, 100(7): 12791–12811.
- [15] Pollard D, Pollard D D, Fletcher R C, et al. Fundamentals of structural geology[M]. United Kingdom: Cambridge University Press, 2005.

Stability evaluation for wellbore in layered shale formation based on limited collapse width

ZHAO Liping¹, WANG Qian¹, GUO Zheng², FANG Chao¹, CAO Hu³

1. CNPC Engineering Technology R & D Company Limited, Beijing 102206, China
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China
3. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract Drilling engineering plays an indispensable role in the modern energy exploration and development. The wellbore stability directly determines the success or the failure of the drilling operation. The traditional wellbore stability model does not allow any degree of wellbore damage, but in the actual drilling operation, the stable wellbore generally allows a limited width of caving area. The design based on the traditional wellbore stability model will lead to a high density of drilling fluid, which not only will increase the drilling cost but also will reduce the drilling efficiency, more likely will cause the loss of drilling fluid or even the formation fracture. According to the characteristics of the brittle shale formation, a wellbore stability model is established. Based on the logging data and the test data, a geomechanical model is established. The quantitative risk analysis method based on the limited collapse width is used to reasonably evaluate the wellbore stability probability and optimize the drilling fluid density. Based on the case study of a certain oilfield in Qinghai Province, this paper uses this method to optimize the density window of drilling fluid in the stable and unstable sections of the wellbore, to some extent, to improve the ROP and reduce the drilling cost. The probability of the wellbore stability can reach 91–98% according to calculation and evaluation. The calculation results are basically consistent with the actual situation, which shows that this method is effective and the results are reliable and practical.

Keywords geomechanics; limited collapse width; layered shale; wellbore stability ●



(责任编辑 傅雪)