

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201406011

## 超深井侧钻段泥岩井壁失稳分析

程 万<sup>1,2</sup>, 金 衍<sup>1,2</sup>, 卢运虎<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249)

**摘 要:**为了解决西部超深硬脆性泥岩地层侧钻过程中井壁易垮塌的难题,从矿物特征及钻井液作用下地层强度的变化规律出发,确定了井壁失稳原因,考虑了层面产状、井眼轨迹及地应力的综合影响,根据桑塔木组井壁围岩强度破坏条件建立了造斜井段井壁失稳地质力学模型。利用提出的井壁稳定力学模型分析可得,TKX-CH井侧钻段泥岩造斜初期坍塌压力当量密度为1.22 kg/L,实钻采用钻井液密度1.12 kg/L,井下掉块严重;井斜角达到58°时,将钻井液密度降至1.11 kg/L,井下掉块即得到抑制。现场试验表明,相同井斜角和侧钻方位角条件下,随着差应力比值的增大以及泥岩裸露在钻井液中时间的增长,维持井壁稳定的钻井液密度增大。研究认为,钻井设计时应根据地应力状态优选合理的造斜方位,以有效规避地层井壁围岩坍塌失稳风险高的井段,降低安全钻进风险。

**关键词:**侧钻井 井眼稳定 硬脆性泥岩 坍塌压力 钻井液当量密度

**中图分类号:**TE21 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2014)06-0053-06

## Wellbore Instability Mechanism of Deep Sidetracking Wells in Mudstone Strata

Cheng Wan<sup>1,2</sup>, Jin Yan<sup>1,2</sup>, Lu Yunhu<sup>1,2</sup>

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing, 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting(China University of Petroleum(Beijing)), Beijing, 102249, China)

**Abstract:** To solve the wellbore instability problem of a deep sidetracking well in hard-brittle mudstone strata of west China, this paper indicated the mechanism of wellbore instability considering the effects of both minerals and drilling mud on rock compressive strength. Based on failure condition of wellbore, a model of well instability was built considering the contributions of bedding plane occurrence, in-situ stress, and well trajectory, etc. The calculations of this model for the sidetracking mudstone segment in Well TKX-CH showed that the collapse pressure is 1.11 kg/L. Serious rock-collapse happened in practice when drilling mud was 1.12 kg/L. This situation improved as the drilling mud density decreased to 1.1 kg/L, when the deviation angle reached to 58°. When the sidetracking orientation and deviation angle are constant, the density of drilling mud to keep well stable increases as the ratio of stress difference increases and as exposure time of mudstone inside drilling mud increases. Therefore, in order to decrease the risk of borehole instability, in-situ stress, bedding planes and exposure time of mudstone should be considered systematically in drilling design.

**Key words:** sidetracking well; wellbore stability; hard-brittle mudstone; sloughing pressure; equivalent density

侧钻作为深部缝洞型储层挖潜增储的有效方式,在油田现场的使用越来越多<sup>[1-2]</sup>。随着油田开发的不断深入,大部分老井含水率上升,裸眼段水淹严重。塔河油田老井侧钻过程中存在避水和垂深的限制,造斜点主要选在储层上部桑塔木组泥岩段,造斜过程中井壁易发生垮塌掉块,钻进过程中时常发生

收稿日期:2014-03-10;改回日期:2014-10-27。

作者简介:程万(1987—),男,湖北麻城人,2010年毕业于长江大学石油工程专业,油气井工程专业在读博士研究生,主要从事非常规油气钻井、完井过程中的岩石力学与工程技术研究。

联系方式:(010)89732209,chengwancup@163.com。

通讯作者:金衍,jinyan\_cup@163.com。

基金项目:国家自然科学基金青年基金项目“高温高应力盐膏层弯曲井筒围岩失稳机理与控制理论研究”(编号:51204191)和国家科技重大专项课题“钻井工程设计和工艺软件”(编号:2011ZX05021-006)资助。

起下钻遇阻、卡钻等复杂情况,给钻井完井带来困难。该类钻井故障大部分由硬脆性泥岩井壁失稳所致,由于地层存在层理面,钻井过程中钻井液密度的控制显得尤为重要<sup>[3-8]</sup>。早期研究硬脆性泥岩井壁坍塌时,过分强调地应力及岩石强度的作用,而很少考虑水化效应<sup>[9-13]</sup>。对于侧钻井段的泥岩地层,由于井壁围岩裸露于钻井液中的时间较长,井壁稳定性受地应力作用、钻井液浸泡、井眼轨迹及地层产状等因素的综合影响,因此井壁稳定研究具有如下特点:1)井眼弯曲,井周应力复杂多变;2)造斜段岩性复杂,泥质含量较高,井壁坍塌呈现周期性;3)泥岩层理发育,层理面与井眼轨迹的相互关系复杂,难以表征;4)目前还没有一套从室内试验到建立模型再到现场应用的系统分析流程。

基于此,笔者从分析侧钻段泥岩组分特征、微观结构出发,进行了含不同几何特征层理泥岩强度评价试验,并构建了井壁围岩强度破坏条件,分析了侧钻段泥岩井壁围岩失稳原因。同时,采用斜井井周应力分布公式,选用桑塔木组井壁围岩强度破坏条件,建立了造斜井段维持井壁稳定井底压力的地质力学模型,该模型考虑了层理面产状、井眼轨迹及地应力的综合影响,计算了维持井壁稳定的最小坍塌压力,并提出了侧钻井井段井壁稳定的工程措施,以期为保证侧钻井井段井壁稳定提供借鉴。

## 1 侧钻井段泥岩物理化学特征

### 1.1 侧钻段泥岩矿物组分及微观结构分析

借助 X 衍射仪和电镜扫描仪,对 TKX-CH 井 6 240.0~6 246.8 m 侧钻段 3 处不同井深的泥岩岩屑全岩矿物和黏土矿物组分及微观结构进行了分析,结果见表 1、表 2 和图 1。

表 1 TKX-CH 井桑塔木组岩样全岩矿物分析结果

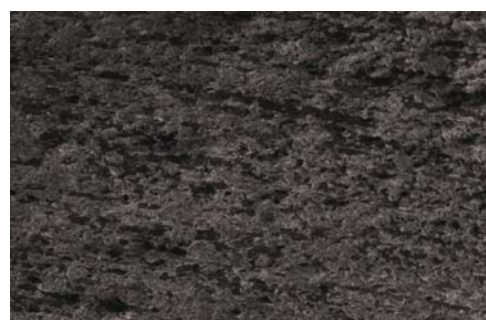
Table 1 Analysis of mineral components of rock in Santamu Formation in Well TKX-CH

井段/m	质量分数, %					
	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	黏土矿物
6 240.0~	30.2	0.9	10.3	11.7	7.5	39.4
6 246.8	25.2	0.8	9.2	34.6	6.5	23.7
	31.8	2.5	10.5	20.2	6.0	29.0

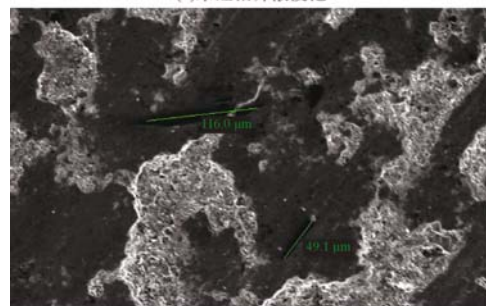
表 2 TKX-CH 井桑塔木组岩样黏土矿物相对质量分数

Table 2 Analysis of mineral components of clay in Santamu Formation in Well TKX-CH

井段/ m	黏土矿物相对质量分数, %						混层比, %	
	蒙脱石	伊蒙混层	伊利石	高岭石	绿泥石	绿蒙混层	伊/蒙	绿/蒙
6 240.0~	—	52	26	6	16	—	25	—
6 246.8	—	51	22	7	20	—	25	—
	—	54	22	6	18	—	20	—



(a) 未经钻井液浸泡



(b) 钻井液浸泡 5 d 后

图 1 TKX-CH 井桑塔木组泥岩岩心电镜扫描结果

Fig. 1 SEM analysis of a core from the Santamu Formation in Well TKX-CH

由表 1、表 2 可知,桑塔木组黏土矿物质量分数达到 30%。黏土矿物均以伊/蒙混层发育为特点,相对质量分数达到 50%,其次为伊利石、绿泥石和高岭石,其相对质量分数分别为 22%~26%、16%~20%及 6%。根据钻井液行业划分泥页岩的标准,奥陶系泥岩属于中硬至硬脆性泥岩。

由于硬脆性泥岩主要由石英、方解石组成,很少含黏土矿物,其地层的泥岩压实程度较高,水平层理发育,泥岩裂隙发育。因此,当它浸于水中时,很少会膨胀变软。在钻井过程中,钻井液滤液沿层理面或微裂隙侵入,大大加剧了弱面填充物的水化和分散,减弱了泥岩的结合强度和层理面之间的结合力,使泥岩沿层理面或微裂隙裂开。从图 1 可以看出,钻井液未浸泡前桑塔木组泥岩孔隙结构致密,表面微裂缝和微孔发育,微缝和层理面定向排列,层理面

中的填充物为黏土矿物;钻井液浸泡后桑塔木组泥岩裂缝发育,呈扩展趋势,裂缝扩展成片,局部由于裂缝扩展形成大孔洞。

## 1.2 不同层理几何特征泥岩的强度评价试验

硬脆性泥岩普遍发育裂缝、微裂缝及层理面,这些结构面在力学上表现为弱面,而岩石强度往往受控于岩石中的弱面。为了研究弱面、钻井液对泥岩强度的影响,在室内对造斜段泥岩进行定向取心并开展强度试验,具体试验方案为:先在 TKX-CH 井定向取心的全尺寸岩心上标定初始方位,取心过程中岩心轴线和初始垂直所取的岩心轴线按给定的  $0^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 75^\circ$  和  $90^\circ$  等 6 个角度和相对方位取心,利用 TAW1000 高温高压三轴岩石强度试验装置进行岩石强度试验,确定取心夹角及围压对泥岩抗压强度的影响规律,试验结果如图 2 所示。

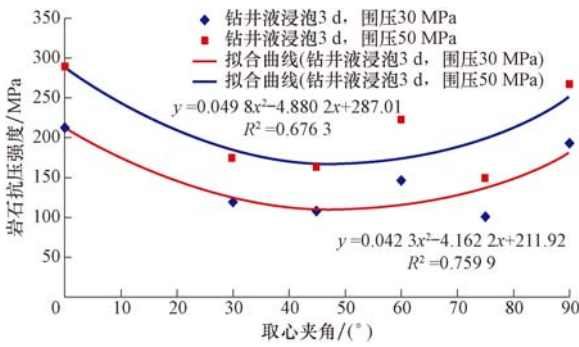


图 2 不同围压下取心夹角与岩石抗压强度参数拟合曲线  
Fig. 2 Fitting curve of coring angles and rock strength under different confining pressures

根据图 2,利用弱面强度准则拟合了不同围压下不同取心夹角与岩石强度的经验公式<sup>[14]</sup>,弱面破坏准则的表达式:

$$\sigma_1 = \sigma_3 \tan \beta \cot(\beta - 22.943) + \frac{20.356}{\cos \beta \sin(\beta - 22.943)} \quad (1)$$

本体破坏准则的表达式:

$$\sigma_1 = 96.73 + 3.732\sigma_3 \quad (2)$$

其中:  $\sigma_1$  为轴向压力, MPa;  $\sigma_3$  为围压, MPa;  $\beta$  为弱面法向与  $\sigma_1$  之间的夹角,  $(^\circ)$ 。

从图 2 还可以看出,随着取心角度的增大,岩石抗压强度先减小后增大,存在一个最小临界强度值。节理面对岩石抗压强度的影响是一个复杂的过程,在相同作业条件下,岩石弱面的稳定性明显低于基质岩块的稳定性;当井眼周围存在裂缝或节理等弱面时,井壁稳定性将受到弱面的影响而明显降低,岩石更

容易发生破坏。

## 2 侧钻井井壁稳定力学模型

### 2.1 造斜段地层井周应力分布状态

井壁上各应力分量分别可表示为<sup>[15]</sup>:

$$\sigma_r = p_i - \delta \varphi (p_i - p_p) \quad (3)$$

$$\sigma_\theta = A\sigma_h + B\sigma_H + C\sigma_v + (K_1 - 1)p_i - K_1 p_p \quad (4)$$

$$\sigma_z = D\sigma_h + E\sigma_H + F\sigma_v + K_1(p_i - p_p) \quad (5)$$

$$\sigma_{\theta z} = G\sigma_h + H\sigma_H + J\sigma_v \quad (6)$$

$$\sigma_{r\theta} = \sigma_{rz} = 0 \quad (7)$$

$$\text{其中 } A = \cos \Psi \{ \cos \Psi [1 - 2\cos(2\theta)] \sin^2 \Omega + 2\sin(2\Omega) \sin(2\theta) \} + [1 + 2\cos(2\theta)] \cos^2 \Omega \quad (8)$$

$$B = \cos \Psi \{ \cos \Psi [1 - 2\cos(2\theta)] \cos^2 \Omega - 2\sin(2\Omega) \sin(2\theta) \} + [1 + 2\cos(2\theta)] \sin^2 \Omega \quad (9)$$

$$C = [1 - 2\cos(2\theta)] \sin^2 \Psi \quad (10)$$

$$D = \sin^2 \Omega \sin^2 \Psi + 2\sin(2\Omega) \cos \Psi \sin(2\theta) + 2\cos(2\theta) (\cos^2 \Omega - \sin^2 \Omega \cos^2 \Psi) \quad (11)$$

$$E = \cos^2 \Omega \sin^2 \Psi - 2\sin(2\Omega) \cos \Psi \sin(2\theta) + 2\cos(2\theta) (\sin^2 \Omega - \cos^2 \Omega \cos^2 \Psi) \quad (12)$$

$$F = \cos^2 \Psi - 2\sin^2 \Psi \cos(2\theta) \quad (13)$$

$$G = -\sin(2\Omega) \sin \Psi \cos \theta - \sin^2 \Omega \sin(2\Psi) \sin \theta \quad (14)$$

$$H = \sin(2\Omega) \sin \Psi \cos \theta - \cos^2 \Omega \sin(2\Psi) \sin \theta \quad (15)$$

$$J = \sin(2\Psi) \sin \theta \quad (16)$$

$$K_1 = \delta \left[ \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{1 - \nu} - \varphi \right] \quad (17)$$

$$\Omega = Z_A - H_A \quad (18)$$

式中:  $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \sigma_{r\theta}, \sigma_{\theta z}, \sigma_{rz}$  为柱坐标中的应力分量, MPa;  $\sigma_v$  为远场垂向应力, MPa;  $\sigma_H, \sigma_h$  分别为远场最大、最小水平主应力, MPa;  $p_i$  为液柱压力, MPa;  $p_p$  为孔隙压力, MPa;  $\nu$  为泊松比;  $\Psi$  为井斜角,  $(^\circ)$ ;  $\Omega$  为相对的井斜方位,  $(^\circ)$ ;  $Z_A$  为井斜方位角,  $(^\circ)$ ;  $H_A$  为最大水平主应力方位角,  $(^\circ)$ ;  $\theta$  为井周角,  $(^\circ)$ ;  $\delta$  为井壁渗透系数, 当井壁不可渗透时为 0、井壁渗透时为 1;  $\phi$  为孔隙度;  $\alpha$  为有效应力系数;  $K_1$  为渗流效应系数。

假设井壁滤饼完好, 则不考虑钻井液滤液的渗流效应, 造斜段中井壁上的最小、最大水平主应力分别可表示为:

$$\sigma_3 = p_i - \delta \phi (p_i - p_p) \quad (19)$$

$$\sigma_1 = \frac{\sigma_z + \sigma_\theta}{2} + \sqrt{\left( \frac{\sigma_\theta - \sigma_z}{2} \right)^2 + \sigma_{\theta z}^2} \quad (20)$$

其中,  $\sigma_1$  的作用面与  $z$  轴的交角  $\gamma$  可表示为:

$$\gamma = \frac{1}{2} \arctan \frac{2\sigma_{\theta z}}{\sigma_\theta - \sigma_z} \quad (21)$$



## 2.2 造斜段地层井壁稳定力学模型

传统的井壁稳定模型是基于平缓构造地层建立的,而侧钻段井眼轨迹与地层相交状态的改变给井壁稳定的力学分析带来难度。因此,需要建立考虑地应力大小、方位、层理面产状和井眼轨迹等因素的新井壁稳定地质力学模型(见图3,标尺代表井眼轴线与层理面的夹角)。

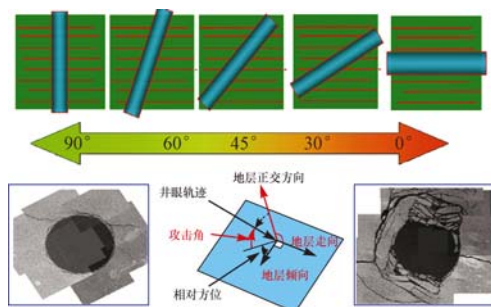


图3 侧钻井段井壁稳定地质模型示意

Fig. 3 Geological model for wellbore stability in the side-tracked hole sections

当围岩沿层理面发生剪切破坏时,联立式(1)、式(19)和式(20),即可计算出造斜井段的井壁坍塌压力当量密度:

$$\frac{\sigma_z + \sigma_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{\sigma_0 - \sigma_z}{2}\right)^2 + \sigma_{0z}^2} - \alpha p_p = m[p_i - \delta\phi(p_i - p_p) - \alpha p_p] + n \quad (22)$$

其中  $m = \tan \beta \cot[\beta - \varphi_w(s)]$  (23)

$$n = \frac{C_w(s) \cos \varphi_w(s)}{\cos \beta \sin[\beta - \varphi_w(s)]} \quad (24)$$

式中:  $C_w$  为弱面的黏聚力, MPa;  $\varphi_w$  为弱面的内摩擦角, (°)。

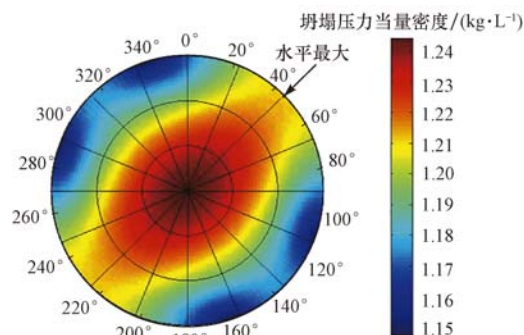
当围岩发生本体剪切破坏时,联立式(2)、式(19)和式(20),即可计算出井壁坍塌压力当量密度的下限值:

$$\frac{\sigma_z + \sigma_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{\sigma_0 - \sigma_z}{2}\right)^2 + \sigma_{0z}^2} - \alpha p_p = [p_m - \delta\phi(p_m - p_p) - \alpha p_p] \frac{1 + \sin \varphi_r}{1 - \sin \varphi_r} + \frac{2C_r \cos \varphi_r}{1 - \sin \varphi_r} \quad (25)$$

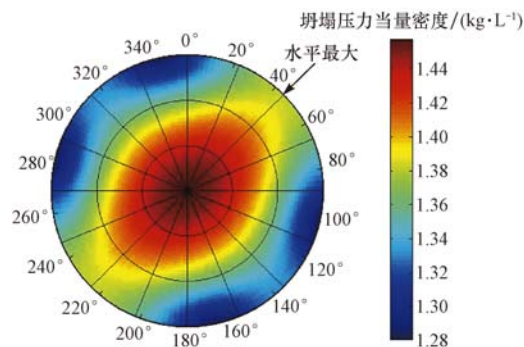
式中:  $C_r$  为本体的黏聚力, MPa;  $\varphi_r$  为本体的内摩擦角, (°)。

侧钻井段泥岩地层井壁失稳力学模型, 即式(22)、式(25), 是含钻井液密度的非线性方程, 通过求解非线性方程, 便可获得维持侧钻地层井壁稳定的最小井底液柱压力。

地应力差越大, 井壁应力集中越严重, 井壁稳定性就越差。以裂缝倾角 45° 为例, 通过不同差应力比值研究地层应力各向异性对井壁坍塌压力当量密度的影响, 其结果见图4(圆环表示井斜角, 周向表示方位角)。从图4可以看出, 对于一定的侧钻方位, 随着差应力比值的增大, 维持井壁稳定的钻井液密度增大。



(a) 差应力比值为0.353



(b) 差应力比值为0.686

图4 不同差应力比值对坍塌压力当量密度的影响

Fig. 4 The influence of differential stress on critical mud weight

钻井液作用时间对坍塌压力当量密度的影响如图5所示。从图5可以看出, 随着侧钻井段泥岩裸露在钻井液中时间的增长, 岩石强度降低, 相同井斜角和方位角条件下维持井壁稳定的钻井液密度增大, 其增大程度与井斜角和方位角相关联。当井壁围岩被钻井液浸泡 10 d 后, 在最大水平主应力方位维持井壁稳定的钻井液密度由未浸泡时的 1.55 kg/L 升高到 2.05 kg/L, 井壁失稳风险增大。

## 3 现场试验

TKX-CH 井是塔河油田 11 区的一口开发井, 完钻井深 6 090 m, 后期对该井 6 004~6 066 m 裸眼段进行射孔和酸化压裂施工, 均未见产能。为提高产能, 对该井实施了侧钻作业, 增斜井段为 5 588~5 723 m, 稳斜井段为 5 723~6 359 m, 其实钻垂直剖

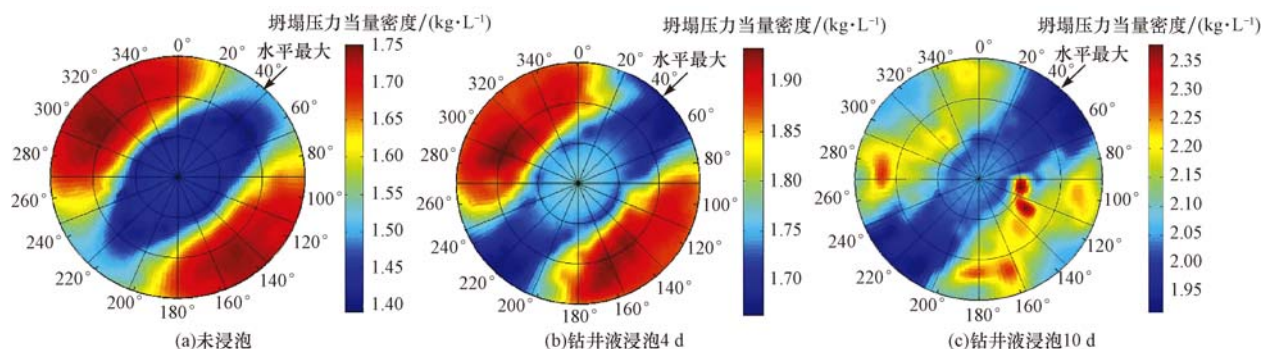


图 5 钻井液作用时间对坍塌压力当量密度的影响

Fig. 5 Collapsing time interval caused by soaking of drilling fluid

面如图 6 所示。

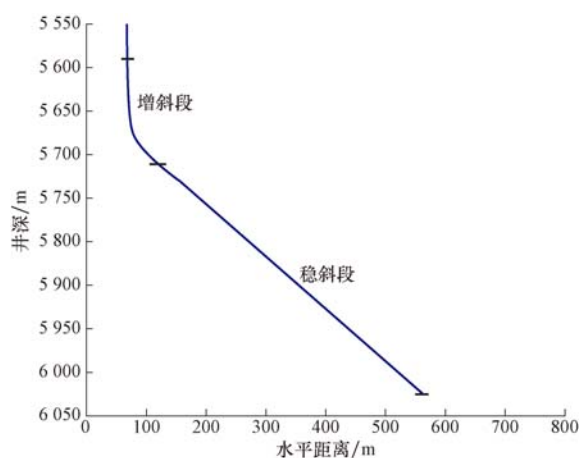


图 6 TKX-CH 井实钻垂直剖面

Fig. 6 Elevation profile of borehole trajectory of Well TKX-CH

后期作业中,该井发生起下钻阻卡等多次复杂情况:下酸压完井管柱至井深 5 601 m 遇阻,根据指示起出油管下钻头通井;下钻至井深 5 623 m 遇阻,反复尝试通过遇阻点都未成功,现场分析原因为桑塔木组泥岩井段替换成油田水后,井壁因盐水浸泡剥落造成下钻遇阻。图 7、图 8 分别为奥陶系复杂泥岩造斜段井眼扩大率和造斜段井下掉块。

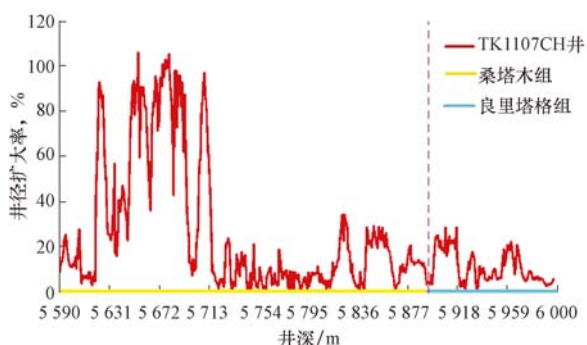


图 7 TKX-CH 井复杂泥岩造斜段井径变化

Fig. 7 Borehole diameter change in the shale section in Well TKX-CH



图 8 TKX-CH 井复杂泥岩造斜段井下掉块

Fig. 8 Corresponding failed rock in the shale section in Well TKX-CH

采用笔者建立的力学模型对 TKX-CH 井造斜段井壁稳定性进行分析表明,由于地层弱面的存在,侧钻泥岩地层坍塌压力变化复杂,直井钻井坍塌严重,斜井未必坍塌严重,实际扩径率也反映了这一点。该井侧钻点选择桑塔木组埋深 5 588.5 m 处,利用力学模型计算出的坍塌压力当量密度为 1.22 kg/L 左右,实际采用钻井液密度 1.12 kg/L,导致实际钻井过程中井径扩大严重,井径扩大率达到 60% 以上,掉块严重(见图 8);随着井斜角的增大,计算所得坍塌压力降低,当井斜角达到设计的 58° 时,维持井壁稳定的钻井液密度降为 1.11 kg/L (见图 9),此时井径扩大率减小,井身质量变好。因此,对于含地层弱面的泥岩,侧钻泥岩段井壁稳定设计时必须依据地应力状态优选合理的造斜方位,有效规避地层井壁围岩坍塌失稳风险高(坍塌压力当量密度高)的井段,降低安全钻进风险。

## 4 结 论

- 1) 随着取心角度的增大,硬脆性泥岩地层岩石抗压强度先减小后增大,存在一个最小临界强度值。
- 2) 与基质岩块相比,同等条件下岩石弱面的稳

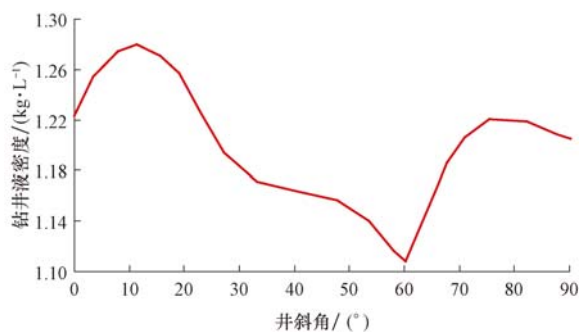


图9 TKX-CH井造斜段井斜角对井壁稳定的影响

Fig. 9 Influence of the deviation angle on borehole stability in Well TKX-CH

定性明显要低,因此当井周围存在裂缝或节理等弱面时,岩石容易发生破坏,从而更容易发生井壁失稳。

3) 建立了考虑层理面产状、井眼轨迹及地应力等因素的侧钻井段维持井壁稳定井底压力的地质力学模型。利用该模型计算分析表明,地层弱面和井眼轨迹对坍塌压力具有重要影响,随着井斜角的增大,地层坍塌压力先升高后降低,并存在临界最低值。

4) 塔河油田桑塔木组泥岩段的试验表明,在提高钻井液密度的同时,应根据地应力状态优选合理的造斜方位,才能有效降低地层井壁围岩坍塌失稳风险。

**致谢:**感谢中国留学基金委“国家建设高水平大学公派研究生项目”对本文第一作者在美国 Georgia Institute of Technology 联合培养期间的资助。

## 参考文献

### References

- [1] 周伟,耿云鹏,石媛媛. 塔河油田超深井侧钻工艺技术探讨[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 108-111.  
Zhou Wei, Geng Yunpeng, Shi Yuanyuan. Discussion on ultra-deep sidetracking technology in Tahe Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(4): 108-111.
- [2] 何伟国,唐明,吴柳根. 塔河油田深层侧钻水平井膨胀套管钻井完井技术[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 62-66.  
He Weiguo, Tang Ming, Wu Liugen. Expandable casing drilling and completion technology in deep sidetracked horizontal wells of Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 62-66.
- [3] 金衍,陈勉. 井壁稳定力学[M]. 北京: 科学出版社, 2012: 1-2.  
Jin Yan, Chen Mian. Mechanics of wellbore stability[M]. Beijing: Science Press, 2012: 1-2.
- [4] 金衍,陈勉,陈治喜,等. 弱面地层的直井井壁稳定力学模型[J]. 钻采工艺, 1999, 22(3): 13-14.

- Jin Yan, Chen Mian, Chen Zhixi, et al. Mechanics model of sidewall stability of straight wells drilled through weakly consolidated formations[J]. Drilling & Production Technology, 1999, 22(3): 13-14.
- [5] 黄荣樽,陈勉,邓金根,等. 泥页岩井壁稳定力学与化学的耦合研究[J]. 钻井液与完井液, 1995, 12(3): 15-21, 25.  
Huang Rongzun, Chen Mian, Deng Jingen, et al. Study on shale stability of wellbore by mechanics coupling with chemistry method[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 1995, 12(3): 15-21, 25.
- [6] Aadony B S. Modeling of the stability of highly inclined boreholes in anisotropic rock formations[R]. SPE 16526, 1998.
- [7] 薛世峰,马国顺,葛洪魁,等. 液-固-水化耦合形式的井眼稳定性模型研究[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(1): 41-44.  
Xue Shifeng, Ma Guoshun, Ge Hongkui, et al. Study of a fluid-solid-wetting coupling wellbore stability model[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(1): 41-44.
- [8] 王倩,王刚,蒋宏伟,等. 泥页岩井壁稳定耦合研究[J]. 断块油气田, 2012, 19(4): 517-521.  
Wang Qian, Wang Gang, Jiang Hongwei, et al. Study on shale wellbore stability coupling[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(4): 517-521.
- [9] Hale A H, Mody F K. Experimental investigation of the influence of chemical potential on wellbore stability[R]. IADC/SPE 23885, 1992.
- [10] Tan C P, Richards G, Rahman S S. Managing physical-chemical wellbore instability in shale with the chemical potential mechanism[R]. SPE 36971, 1996.
- [11] 卢运虎,陈勉,安生. 页岩气井脆性页岩井壁裂缝扩展机理[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 13-16.  
Lu Yunhu, Chen Mian, An Sheng. Brittle shale wellbore fracture propagation mechanism[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 13-16.
- [12] van Oort Eric, Hale A H, Mody F K, et al. Transport in shales and the design of improved water-based shale drilling fluids [R]. SPE 28309, 1996.
- [13] Chen Guizhong, Chenevert M E, Sharma M M, et al. A study of wellbore stability in shales including poroelastic, chemical, and thermal effects[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 38(3/4): 167-176.
- [14] 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.
- [15] Lu Yunhu, Chen Mian, Jin Yan. A mechanical model of borehole stability for weak planeformation under porous flow[J]. Petroleum Science & Technology, 2012, 30(15): 1629-1638.

[编辑 令文学]