

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201506009

南海西部油田高温高压气井套管磨损预测

曾春珉, 韦龙贵, 张 超, 张 崇, 刘贤玉, 黄 亮

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057)

摘 要:为避免南海西部油田高温高压气井套管磨穿问题的发生,对套管磨损进行了预测。采用滑台式套管磨损试验机,在模拟工况下开展了系列磨损试验,得到了接触力、转速、钻井液密度等参数与套管磨损量之间的关系,求取了套管壁厚损失、抗内压强度、抗外挤强度及安全系数等参数。试验结果显示,接触力越大,转速越高,钻井液密度越大,则套管累计磨损量越大;不同耐磨带对应的套管磨损不同且差别较大,在设计工况下套管磨损系数小于 $2.0 \times 10^{-14} \text{ Pa}^{-1}$ 。以 A7H 井为例,造斜率为 $3^\circ/30\text{m}$, $\phi 339.7 \text{ mm}$ 和 $\phi 244.5 \text{ mm}$ 套管磨损后壁厚分别减小 8.5% 和 13.1%,抗内压强度分别降低 8.0% 和 13.0%,抗外挤强度分别降低 8.0% 和 13.0%,抗内压最小安全系数分别为 1.41 和 1.47,抗外挤强度最小安全系数分别为 1.22 和 1.20,强度满足相关标准的要求,现场作业中未出现套管磨损失效现象。研究表明,接触力、转速、钻井液密度相同的条件下,磨损量与磨损时间之间呈多项式关系;该预测方法可较为准确地预测套管磨损程度,从而决定是否采取防磨减磨措施,避免井下故障发生。

关键词:气井 套管磨损 磨损预测 实验室试验 现场试验 南海西部油田

中图分类号:TE925⁺.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)06-0046-08

Casing Wear Prediction for HTHP Gas Wells in West of South China Sea Oilfield

Zeng Chunmin, Wei Longgui, Zhang Chao, Zhang Chong, Liu Xianyu, Huang Liang

(Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang, Guangdong, 524057, China)

Abstract: Casing wear prediction is conducted to avoid casing wear at the HPHT gas wells west of South China Sea Oilfield. The relation of casing wear loss vs. contact force, rotary speed and drilling fluid density was obtained after casing wear tests were performed with slide-platform tester under simulated conditions. The casing wall thickness loss, burst strength, collapse strength and safety factors were calculated. The tests demonstrated that cumulative casing wear loss increases with the increase of contact force, rotary speed and drilling fluid density. Casing wear magnitude varies greatly in different hardbandings, but the casing wear coefficient is less than $2.0 \times 10^{-14} \text{ Pa}^{-1}$ under the designed operation conditions. Taking the Well A7H as an example, its build-up rate is $3^\circ/30\text{m}$, the losses of wall thickness for $\phi 339.7 \text{ mm}$ and $\phi 244.5 \text{ mm}$ casings are 8.5% and 13.1% respectively after wearing, the burst strength dropped by 8.0% and 13.0%, the collapse strength was reduced by 8.0% and 13.0%. The minimum safety factors of burst strength are 1.41 and 1.47, and the minimum safety factors of collapse strength are 1.22 and 1.20 respectively, which can still meet the requirements of related standards, and no casing worn out and failed at site operation. A study shows that the polynomial linear relationship between casing wear magnitude and wear time existed when the contact force, rotary speed and drilling fluid density are kept in constant. The method can predict the casing wear magnitude accurately, so as to decide whether the corresponding measures to be taken against casing wear, and to avoid drilling problems.

Key words: gas well; casing wear; wear prediction; laboratory testing; field testing; West of South China Sea Oilfield

随着大位移井、深井和水平井的不断增多,钻井过程中的套管磨损问题已十分普遍,部分井套管内壁磨损严重甚至磨穿。套管磨损轻则降低套管柱的抗外挤强度和抗内压强度,给后续的钻井、完井、采油和修井作业带来安全隐患,重则造成套管柱挤毁、变形或泄漏,甚至造成全井报废,尤其对于海上高温

收稿日期:2014-09-05;改回日期:2015-08-14。

作者简介:曾春珉(1984—),男,江西萍乡人,2006年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,2009年获得中国石油大学(华东)油气井工程专业硕士学位,工程师,从事海上完井方面的技术研究工作。

联系方式:(0759)3911890, zengchm1@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项课题“莺琼盆地高温高压天然气成藏主控因素及勘探方向”(编号:2011ZX05023-004)部分研究成果。

高压气井来说,后果会更为严重。南海西部油田前期探井钻井过程中曾出现多起套管磨穿事故,如崖城×井 $\phi 339.7$ mm 套管几近磨穿,回接修补套管共耗时 55.3 d,造成巨大损失。东方某气田是南海西部待开发的高温高压气田,部署的开发井均为定向井或水平井,从前期探井的钻井情况看,套管磨损问题不容忽视。国外关于套管磨损预测的研究开展较早,提出的理论模型较多,主要采用理论模型和室内模拟相结合的方式对套管磨损进行预测,其中最具有代表性的是由 J. P. White 和 R. Dawson 提出的线性磨损效率模型,该模型的计算结果与现场实测结果在趋势上比较吻合,数值上比较接近,为大多数专家学者所采用^[1-2]。国内相关研究起步较晚,主要采用有限元法和理论分析法开展研究^[2],近几年主要集中在试验模拟和现场应用分析方面^[3-8];在进行套管磨损预测时,磨损系数多采用 20 多年前国外文献给出的数据,往往与现场实际工况差别较大^[1,9]。为此,笔者利用小尺寸滑台式套管磨损试验机进行了系列磨损试验,得到了接触力、转速、钻井液密度、钻杆耐磨带类型、磨损时间与套管磨损量的关系,以及套管的磨损系数;通过计算 $\phi 339.7$ mm 和 $\phi 244.5$ mm 套管的磨损系数,并对典型井进行了套管磨损预测,得到了磨损后套管的抗内压和抗外挤强度等参数,为后续现场钻井作业是否需要采取防磨措施提供了重要依据。

1 套管磨损预测方法

引起套管磨损的因素有井身质量、钻柱拉力及侧向力、钻井时间、套管材质及钢级、钻井液类型及密度等。对机械系统的磨损预测主要有 2 种途径:一是基于磨损理论模型,二是基于前期磨损监测数据或经验数据。在目前缺乏套管磨损监测技术和监测数据的现状下,采用基于磨损理论模型的预测方法更为可行。

1.1 套管磨损体积的确定

目前发展比较完善,且研究学者经常采用的磨损预测方法为 J. P. White 和 R. Dawson 提出的磨损效率模型,该预测方法采用的管柱模型如图 1 所示(F_t 为钻柱单元下端的轴向拉力, N; ΔF_t 为钻柱单元下端轴向拉力的增量, N; θ 和 $\Delta\theta$ 分别为方位角和方位角增量, $^\circ$; α 和 $\Delta\alpha$ 分别为井斜角和井斜角增量, $^\circ$; F_n 为钻杆接头与套管之间的正压力, N; W 为钻柱在钻井液中的重量, N), 计算式为^[2-8]:

$$V = F_w \mu F_n L_z \quad (1)$$

$$F_n = \sqrt{(F_t \Delta\theta \sin \bar{\alpha})^2 + (F_t \Delta\alpha + W \sin \bar{\alpha})^2} \quad (2)$$

$$L_z = \frac{60\pi R_p L D_j}{R_o} \quad (3)$$

式中: V 为金属磨损体积, m^3 ; F_w 为磨损系数, Pa^{-1} ; μ 为钻柱接头与套管间的摩擦系数; L_z 为钻柱接头与套管之间的相对运动累计路程, m; $\bar{\alpha}$ 为平均井斜角, $^\circ$; D_j 为钻杆接头的外径, m; R_p 为转速, r/min; R_o 为机械钻速, m/h; L 为钻进井段的长度, m。

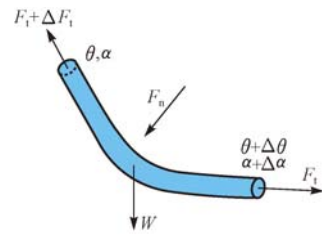


图 1 管柱单个单元简化隔离体受力分析

Fig. 1 Force analysis for single unit simplified isolator of pipe strings

磨损系数是求取套管磨损体积的关键参数, 主要根据试验获得。

1.2 套管剩余壁厚的计算

钻杆接头和套管发生磨损时, 其坐标关系如图 2 所示。

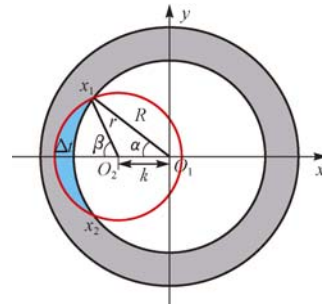


图 2 磨损套管截面

Fig. 2 Cross section of worn casing

钻杆接头外圆和套管内壁相交所形成的公共部分为套管磨损截面, 由几何关系可得^[2-8]:

$$A = 12(\beta r^2 + 2 \sqrt{P(P-R)(P-r)(P-k)} - \alpha R^2) \quad (4)$$

$$\beta = \arctan \left(\frac{R \sin \alpha}{R \cos \alpha - k} \right) \quad (5)$$

$$\cos \alpha = \frac{R^2 + k^2 - r^2}{2Rk} \quad (6)$$

$$k = R - (r - \Delta t) \quad (7)$$

$$P = (R + r + k)/2 \quad (8)$$

式中: A 为磨损面积, m^2 ; r 为钻杆接头的外径, m ; R 为套管内圆半径, m ; k 为钻柱轴线与套管轴线之间的距离, m ; Δt 为套管最大磨损深度, m ; α 为 x_1O_1 连线和 x 轴之间的夹角, $(^\circ)$; β 为 x_1O_2 连线和 x 轴之间的夹角, $(^\circ)$ 。

得到单位长度套管的磨损体积, 可求出套管的磨损面积 A ; 然后采用二分法可计算套管最大磨损深度 Δt 。

2 套管磨损试验

2.1 试验目的

通过套管磨损试验求取套管的磨损系数, 从而进行套管磨损预测, 得到套管最大磨损深度, 进而计算出套管的剩余强度等参数^[9-14]。

2.2 试验仪器和测量方法

2.2.1 试验仪器

用于试验的仪器: 小尺寸滑台式套管磨损试验机, 电子天平(精度 0.001 g), 6 速旋转黏度仪, 密度计, 游标卡尺等。

为准确评价实际工况下各因素对套管磨损情况的影响, 研制了小尺寸滑台式套管磨损试验机, 其结构如图 3 所示。

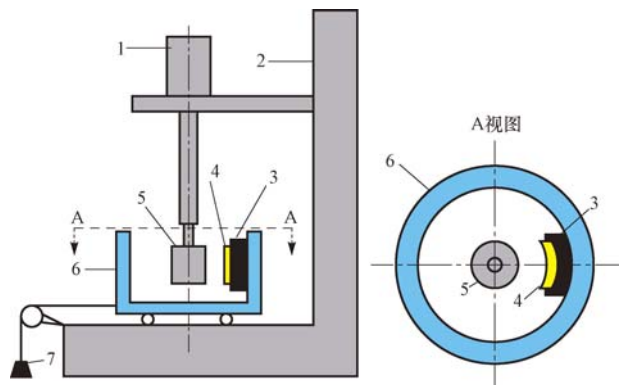


图3 滑台式套管磨损试验装置结构示意图

Fig.3 Structure sketch of slide-platform casing wear testing device

1. 电机; 2. 机座; 3. 套管试样固定装置; 4. 套管试样;
5. 钻杆接头试样; 6. 容器; 7. 砝码

该试验装置可以模拟钻杆接头在钻井液中与套管的相对运动, 从而评价套管的磨损程度。侧向力的大小可以通过调整砝码的质量来进行调节, 容器中可以装入不同类型和密度的钻井液或混入一定量的岩屑, 且装置可无级调速。

2.2.2 试样制备

钻杆接头试样用 $\phi 127.0\text{ mm}$ S135 钻杆接头加工, 套管试样用 $\phi 244.5\text{ mm}$ P110 套管和 $\phi 339.7\text{ mm}$ N80 套管加工, 其尺寸分别如图 4、图 5 所示。钻杆接头磨损面上分别敷焊了 2 个系列的 7 种不同磨损系数的耐磨带, 分别为 A1、A2、A3 和 B1、B2、B3、B4, 敷焊厚度为 0.2 mm 。

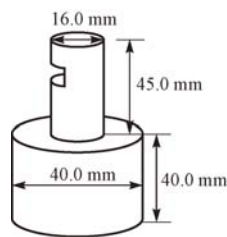


图4 钻杆接头试样尺寸

Fig.4 Size of drill pipe connection sample

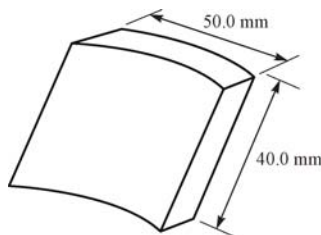


图5 套管试样尺寸

Fig.5 Size of casing sample

2.2.3 试验介质

试验液体介质为南海西部东方某气田钻井设计所用水基钻井液, 其性能参数见表 1。

表1 钻井液性能参数

Table 1 Performance parameters of drilling fluids

编号	钻井液流变参数						密度/ ($\text{kg} \cdot \text{L}^{-1}$)
	$\phi 600$	$\phi 300$	$\phi 200$	$\phi 100$	$\phi 6$	$\phi 3$	
1#	123.52	154.03	171.03	201.04	450.09	700.14	1.90
2#	77.52	89.02	99.02	117.02	250.05	400.08	1.65

注: 试验在常温常压条件下进行。

2.2.4 测量方法

试验过程中每间隔 5 h 对钻杆和套管试样进行一次清洗、烘干、称重, 得到钻杆试样和套管试样的磨损质量, 再根据金属的密度计算磨损的体积。

2.3 试验方案

2.3.1 试验参数的设置

为测定接触力、转速、钻井液密度、钻杆耐磨带

类型对套管磨损的影响及不同钻杆耐磨带与套管的磨损系数,设定了试验方案及参数(见表 2)。

表 2 试验方案及参数
Table 2 The testing program and parameters

试验类型	试验介质	磨损类型	接触力/($\text{kN} \cdot \text{m}^{-1}$)	转速/($\text{r} \cdot \text{min}^{-1}$)	试验时间/h
接触力影响	1#	钻杆与 P110 套管磨损	10	120	100
			12		
			15		
转速影响	1#	钻杆与 P110 套管磨损	15	70	100
				120	
				215	
钻井液密度影响	1#	钻杆与 P110 套管磨损	12	120	100
	2#				
耐磨带影响	1#	A1 与 P110 套管磨损	15	120	40
		A2 与 P110 套管磨损			
		A3 与 P110 套管磨损			
		B1 与 P110 套管磨损			
		B2 与 P110 套管磨损			
		B3 与 P110 套管磨损			
		B4 与 P110 套管磨损			

2.3.2 砝码质量的计算

由于磨损试验采用的是线切割的小样,与实际使用的钻杆接头存在差异,为保证磨损试验条件与井下实际工况条件相同,钻杆接头-套管和钻杆接头试样-套管试样之间的接触应力必须相同。为此,采用商业力学软件建立钻杆接头-套管和钻杆接头试样-套管试样三维接触有限元模型(见图 6),以 2 个接触应力相同为求解条件,拟合得到钻杆接头-套管和钻杆接头试样-套管试样的接触外力与接触应力的关系曲线($\phi 244.5\text{ mm}$ 套管的接触外力与接触应力关系曲线见图 7)。根据该关系曲线可得到钻杆接头试样所需施加的接触外力,乘以接头试样与套管试样的接触长度,可以得到加载砝码的质量。

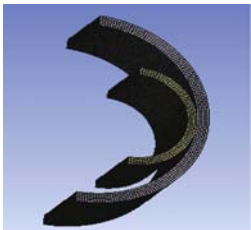


图 6 钻杆与套管接触有限元模型
Fig. 6 Finite element model for the contact between drillpipe and casing

由图 7 可知:当 $\phi 127.0\text{ mm}$ 钻杆所受到的侧向力为 12 kN/m 时,该钻杆与 $\phi 244.5\text{ mm}$ 套管的实

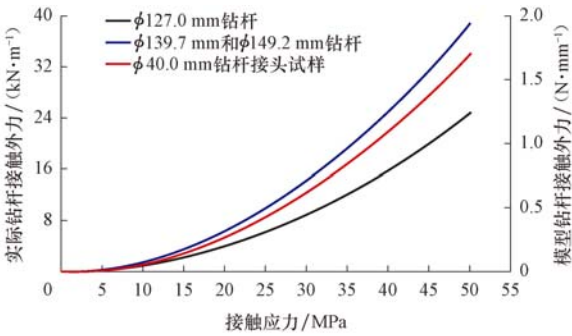


图 7 钻杆与套管之间接触外力与接触应力的关系
Fig. 7 Relationship of contact force and stress between drillpipe and casing

际接触应力约为 35.1 MPa 。为保证钻杆试样与套管试样的接触应力同为 35.1 MPa ,对应的钻杆试样需要加载的接触外力(侧向力)约为 0.88 N/mm ,乘以钻杆试样的接触长度 40.0 mm ,得到需要加载砝码的质量为 3.57 kg 。

2.4 试验结果分析

2.4.1 接触力对套管磨损量的影响

当试验介质为 1# 钻井液,转速为 120 r/min ,接触力($10, 12$ 和 15 kN/m)对套管磨损的影响如图 8 所示。

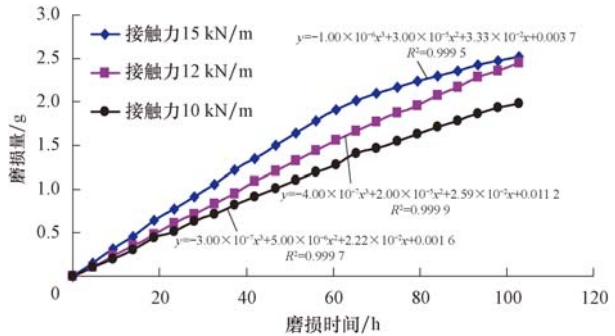


图 8 接触力对套管累计磨损量的影响规律
Fig. 8 The influence rules of contact force on cumulative casing wear loss

由图 8 可知:接触力相同的条件下,套管和钻杆的磨损时间越长,套管的累计磨损量就越大,但随着时间增长,磨损速度逐渐放缓。若磨损时间相同,接触力越大则套管累计磨损量越大。

2.4.2 转速对套管磨损量的影响

当试验介质为 1# 钻井液,接触力为 12 kN 时,转速($70, 120$ 和 215 r/min)对套管磨损的影响如图 9 所示。

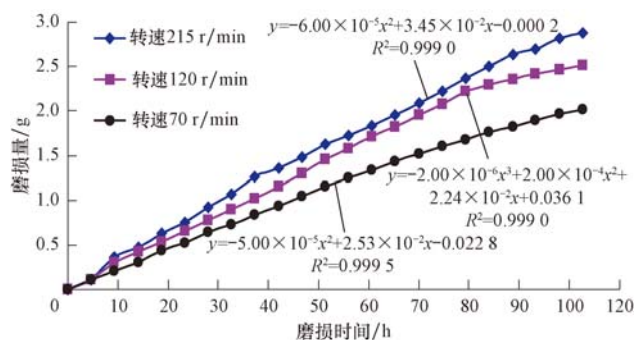


图9 转速对套管累计磨损量的影响规律

Fig. 9 The influence rules of rotary speed on cumulative casing wear loss

从图9可以看出:相同转速条件下,随着磨损时间增长,套管累计磨损量越大;与接触力对磨损量影响相似,80 h以后磨损速度逐渐放缓;磨损时间相同,转速越快,套管累积磨损量越大。

2.4.3 钻井液密度对套管磨损量的影响

当转速为120 r/min,接触力为12 kN时,钻井液密度(1#为1.90 kg/L,2#为1.65 kg/L)对套管磨损的影响如图10所示。

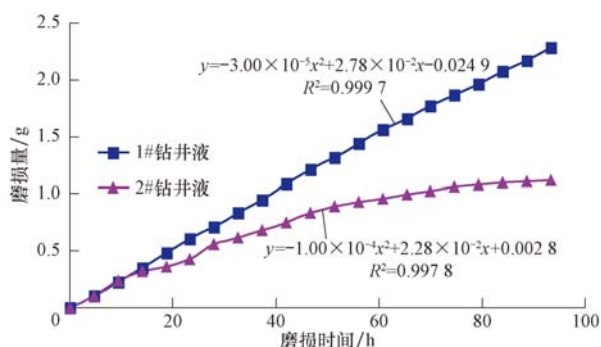


图10 钻井液密度对套管累计磨损量的影响规律

Fig. 10 The influence rules of drilling fluid density on cumulative casing wear loss

从图10可以看出,密度较高的1#钻井液比密度较低的2#钻井液对套管的磨损更大。研究认为,高温高压井或深井钻井时,高密度钻井液中的重晶石和润滑剂等虽然可以对套管与钻杆的接触产生润滑作用,但是增大了磨粒磨损程度,增加了对套管的磨损作用。

2.4.4 耐磨带类型对套管磨损量的影响

通过试验得到了钻杆接头上敷焊7种不同耐磨带情况下的套管累计磨损量,如图11所示。从图11可以看出,各种耐磨带对应的磨损程度差别较大。因此,钻井过程中应尽量选择有利于保护套管的钻杆耐磨带。根据式(1)可以得到各耐磨带对应

的套管磨损系数,如图12所示。

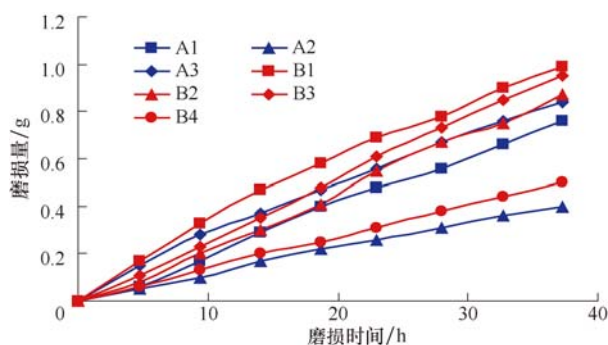


图11 各耐磨带对应的套管累计磨损量

Fig. 11 The cumulative casing wear loss for different hardbands

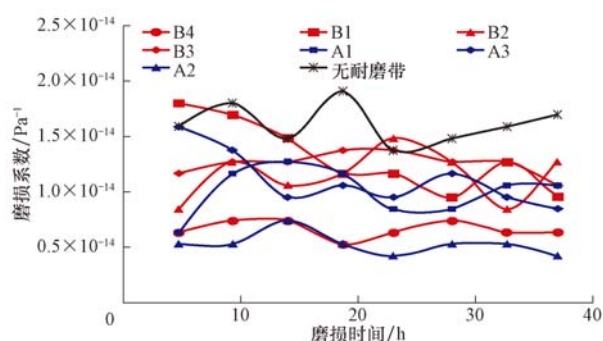


图12 各耐磨带对应的套管磨损系数对比

Fig. 12 Comparison of casing wear coefficient for different hardbands

从图12可以看出,不同耐磨带对应的套管磨损系数存在差异,但磨损系数均小于 $2.0 \times 10^{-14} \text{ Pa}^{-1}$, 由于后续现场作业中选择什么类型的钻杆耐磨带目前无法确定,因此为保证安全,进行套管磨损预测时,磨损系数取 $2.0 \times 10^{-14} \text{ Pa}^{-1}$ 。

3 南海西部东方某气田套管磨损预测

3.1 气田概况

东方某高温高压气田共有开发井27口,其中定向井13口,水平井14口,平均井深4 567.00 m。以A7H井为例对套管磨损进行预测,该井井深5 004.00 m,水平位移3 354.00 m,造斜点井深550.00 m,设计狗腿度 $3^\circ/30\text{m}$,水垂比1.07,该井技术套管的下入深度见表3。由于 $\phi 311.1 \text{ mm}$ 井段和 $\phi 212.7 \text{ mm}$ 井段钻井时间较长,因此只对 $\phi 339.7 \text{ mm}$ 和 $\phi 244.5 \text{ mm}$ 套管磨损进行预测。钻进 $\phi 311.1 \text{ mm}$ 井段时, $\phi 339.7 \text{ mm}$ 套管内水基钻井液密度为1.65 kg/L,钻进 $\phi 212.7 \text{ mm}$ 井段时, $\phi 244.5 \text{ mm}$ 套管内水基钻井液密度为1.90 kg/L。

表 3 A7H 井技术套管下入深度

Table 3 The setting depth of intermediate casing in Well A7H

井径/mm	套管外径/mm	钢级	公称重量/(N·m ⁻¹)	下入深度/m
444.5	339.7	N80	992.51	1 900
311.1	244.5	P110	780.87	3 000

3.2 A7H 井套管磨损预测及剩余强度计算

3.2.1 $\phi 339.7$ mm 套管

在不考虑防磨措施的情况下, $\phi 339.7$ mm 套管磨损预测及剩余强度计算结果如图 13—图 17 所示。

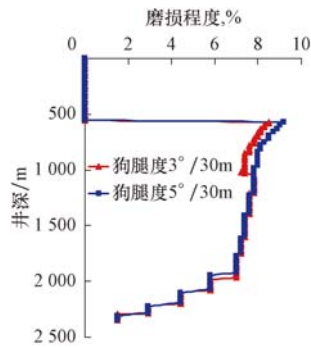


图 13 $\phi 339.7$ mm 套管壁厚磨损程度随井深的变化

Fig. 13 The variation of $\phi 339.7$ mm casing wall thickness loss with the well depth

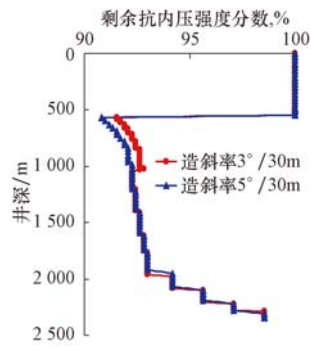


图 14 $\phi 339.7$ mm 套管磨损后剩余抗内压强度随井深的变化

Fig. 14 The variation of remaining burst strength of with the well depth after $\phi 339.7$ mm casing wear

由图 13—图 17 可知,在设计造斜率为 $3^{\circ}/30\text{m}$ 的情况下,造斜点处的套管壁厚磨损了 8.5%,剩余套管壁厚为 11.15 mm,套管抗内压强度和抗外挤强度均降低了 8.0%,套管抗内压强度和抗外挤强度的最小安全系数分别为 1.41 和 1.22,满足《石油天然气安全规程》(AQ2012—2007)规定(抗内压强度安全系数 1.05~1.25,抗外挤强度安全系数 1.000~1.125)的强度要求。

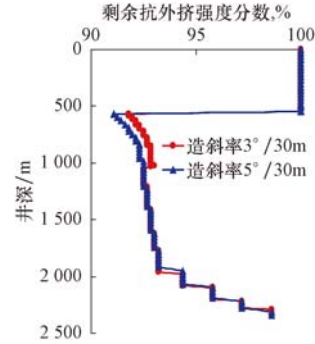


图 15 $\phi 339.7$ mm 套管磨损后剩余抗外挤强度随井深的变化

Fig. 15 The variation of remaining collapse strength with the well depth after $\phi 339.7$ mm casing wear

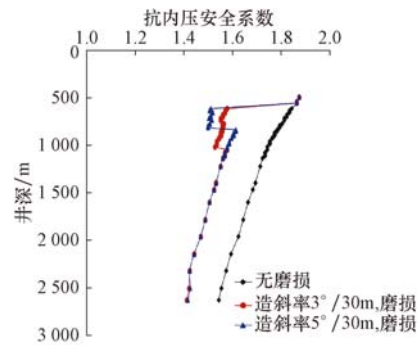


图 16 $\phi 339.7$ mm 套管柱抗内压安全系数随井深的变化

Fig. 16 The variation of safety factor for $\phi 339.7$ mm casing strings with the well depth under internal pressure

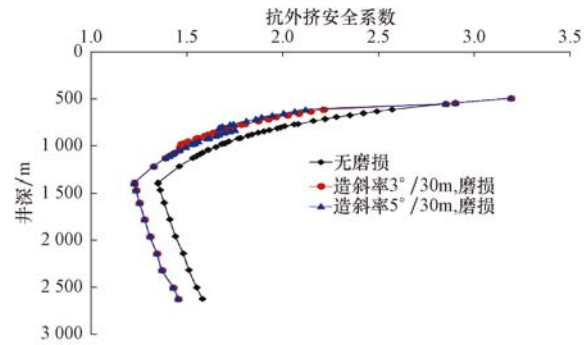


图 17 $\phi 339.7$ mm 套管柱抗挤毁安全系数随井深的变化

Fig. 17 The variation of safety factor in collapse strength of $\phi 339.7$ mm casing string with the well depth

当狗腿度增大到 $5^{\circ}/30\text{m}$ 时,套管磨损程度最大为 9.2%,剩余套管壁厚为 11.06 mm,套管抗内压强度和抗外挤强度均降低了 9.0%,套管抗内压强度和抗外挤强度的最小安全系数分别为 1.41 和 1.22,同样满足强度要求。

3.2.2 $\phi 244.5$ mm 套管

在不考虑防磨措施的情况下, $\phi 244.5$ mm 套管

磨损预测及剩余强度计算结果如图 18—图 22 所示。

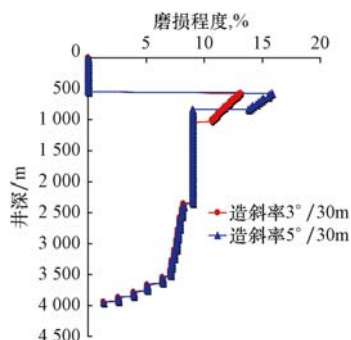


图 18 $\phi 244.5$ mm 套管磨损程度随井深的变化

Fig. 18 The variation of $\phi 244.5$ mm casing wear magnitude with the well depth

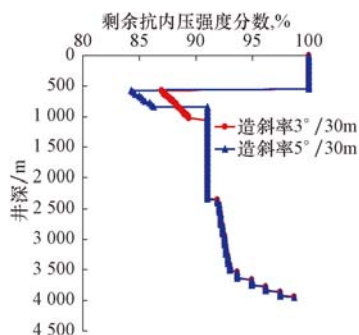


图 19 $\phi 244.5$ mm 套管磨损后剩余抗内压强度随井深的变化

Fig. 19 The variation of remaining burst strength with the well depth after $\phi 244.5$ mm casing wear

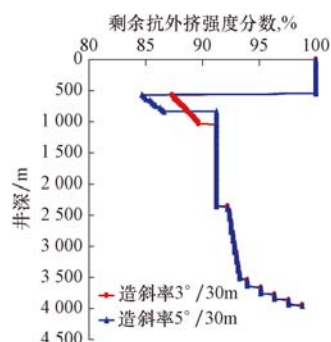


图 20 $\phi 244.5$ mm 套管磨损后剩余抗外挤强度随井深的变化

Fig. 20 The variation of remaining collapse strength with the well depth after $\phi 244.5$ mm casing wear

由图 18—图 22 可知,在设计造斜率为 $3^\circ/30\text{m}$ 的情况下,造斜点处套管壁厚磨损 13.1%,剩余套管壁厚为 10.6 mm,套管抗内压强度和抗外挤强度均降低了 13.0%;套管抗内压强度和抗外挤强度的最小安全系数分别为 1.47 和 1.20,满足强度要求。

当狗腿度增大到 $5^\circ/30\text{m}$ 时,套管磨损程度最大为 15.8%,剩余套管壁厚为 10.26 mm,套管抗内压强度和抗外挤强度均降低了 16.0%,套管抗内压强度和抗外挤强度的最小安全系数分别为 1.47 和 1.19,满足强度要求,但已接近标准最低要求,风险较大。

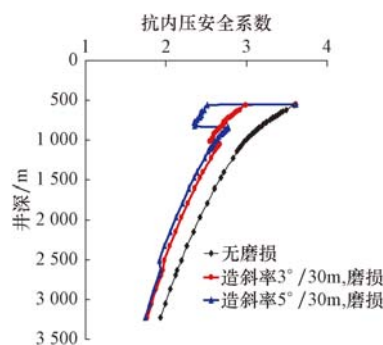


图 21 $\phi 244.5$ mm 套管柱抗内压安全系数随井深的变化

Fig. 21 The variation of safety factor for $\phi 244.5$ mm casing strings with the well depth under internal pressure

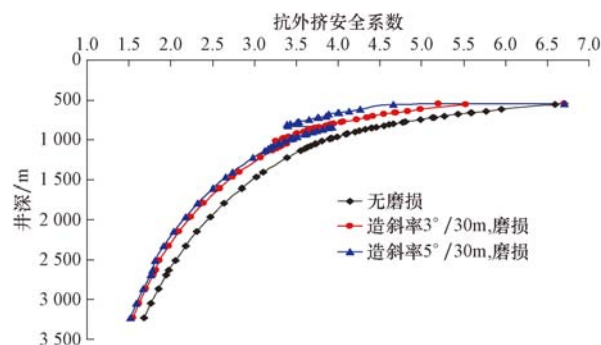


图 22 $\phi 244.5$ mm 套管柱抗挤毁安全系数随井深的变化

Fig. 22 The variation of safety factor in collapse strength of $\phi 244.5$ mm casing string with the well depth

从预测结果来看,在钻井过程中有不同程度的套管磨损发生,但是强度满足设计要求。不过,在后期钻井作业过程中,应当注意控制井身质量和狗腿度。

3.3 A7H 井实施情况

2015 年 2 月,A7H 井成功完钻,实际完钻井深 3 800.00 m, $\phi 339.7$ mm 套管和 $\phi 244.5$ mm 套管下深分别为 2 012.00 m 和 2 975.00 m。2015 年 3 月,A7H 井完井作业结束,测试产气量 $6.0 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$,井口温度 70.9°C ,井口压力 30.2 MPa。关井后求压,井口压力为 43.9 MPa。产量测试过程中,油管-套管环空、套管-套管环空压力均正常,无环空带压现象。

4 结论与建议

1) 通过试验得出了相关参数(钻柱与套管试样之间的接触力、转速、钻井液密度、耐磨带类型)与套管磨损量之间的关系,即接触力越大、转速越高、钻井液密度越大套管累计磨损量越大;各种钻杆耐磨带对应的套管磨损差别较大,现场作业中应选择有利于保护套管的钻杆耐磨带,以减轻套管磨损。

2) 井眼狗腿度越大,造斜段套管磨损越严重。以 A7H 井 $\phi 244.5$ mm 套管为例,当造斜率由 $3^\circ/30\text{m}$ 变为 $5^\circ/30\text{m}$ 时,造斜点处套管壁厚磨损厚度增加 20.6%,现场钻井作业时应当加强井身质量控制,避免出现较大狗腿度。

3) 通过理论计算,南海西部东方某高温高压气田开发井 $\phi 339.7$ mm 和 $\phi 244.5$ mm 套管存在一定程度的磨损,特别是造斜段。但依据相关标准,套管强度满足后续作业要求。

4) 在钻井设计过程中,应当对套管的磨损程度进行预测,依据工况条件由磨损试验得到磨损系数,根据理论模型得到套管磨损量,再将强度计算结果与标准进行对比,实现定量评价,从而为现场作业是否采取必要的套管防磨措施提供参考和依据,进而保障现场作业安全。

参 考 文 献

References

- [1] White J P, Dawson R. Casing wear: laboratory measurements and field predictions[J]. SPE Drilling Engineering, 1987, 2(1): 56-62.
- [2] 廖华林, 管志川, 马广军, 等. 深井超深井内壁磨损套管剩余强度计算[J]. 工程力学, 2010, 27(2): 250-255.
Liao Hualin, Guan Zhichuan, Ma Guangjun, et al. Remaining strength calculation of internal wall worn casing deep and ultra-deep wells[J]. Engineering Mechanics, 2010, 27(2): 250-255.
- [3] 黄洪春, 沈忠厚, 高德利. 三高气田套管磨损研究及应用分析[J]. 石油机械, 2015, 43(4): 28-33.
Huang Hongchun, Shen Zhonghou, Gao Deli. Wear research of casings in high hydrogen sulfide, high pressure and high production gas field[J]. China Petroleum Machinery, 2015, 43(4): 28-33.
- [4] 陈江华, 吴惠梅, 李忠慧, 等. 超深定向井钻井中钻井参数对套管磨损量的影响[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(5): 10-12.
Chen Jianghua, Wu Huimei, Li Zhonghui, et al. Effect of drilling parameters on casing wear rate in ultra-deep directional well drilling[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(5): 10-12.
- [5] 覃成锦, 高德利, 唐海雄, 等. 南海流花超大位移井套管磨损预测方法[J]. 石油钻采工艺, 2006, 28(3): 1-3.
Qin Chengjin, Gao Deli, Tang Haixiong, et al. Method of casing wear prediction for Lihua mega-extended-reach wells in South China Sea[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(3): 1-3.
- [6] 刘书杰, 谢仁军, 刘小龙. 大位移井套管磨损预测模型研究及其应用[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(6): 11-15.
Liu Shujie, Xie Renjun, Liu Xiaolong. Research and application of casing wear prediction for extended reach well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(6): 11-15.
- [7] 梁尔国, 李子丰, 王金敏, 等. 油气井套管磨损规律试验研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 69-74.
Liang Erguo, Li Zifeng, Wang Jinmin, et al. Experimental study on casing wear mechanism in oil and gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 69-74.
- [8] 梁尔国, 李子丰, 王长进, 等. 深井和大位移井套管磨损程度预测[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 65-69.
Liang Erguo, Li Zifeng, Wang Changjin, et al. Casing abrasion prediction for deep and extended reach wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 65-69.
- [9] 唐世忠, 李娟, 张晓峰, 等. 大位移井套管磨损量分析模型[J]. 钻采工艺, 2008, 31(6): 17-19, 23.
Tang Shizhong, Li Juan, Zhang Xiaofeng, et al. Analysis model of casing wear in extended reach well[J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(6): 17-19, 23.
- [10] 陈浩, 刘承杰. 大位移井套管柱磨损的探讨[J]. 石油矿场机械, 2002, 31(1): 7-9.
Chen Hao, Liu Chengjie. A discussion on the casing wear in extended reach well[J]. Oil Field Equipment, 2002, 31(1): 7-9.
- [11] 李子丰, 王长进, 李天降, 等. 油井钻杆-套管摩擦磨损试验机的研制[J]. 石油机械, 2006, 34(11): 11-13, 19.
Li Zifeng, Wang Changjin, Li Tianjiang, et al. Development of oil well drill pipe-casing frictional wear tester[J]. China Petroleum Machinery, 2006, 34(11): 11-13, 19.
- [12] 阳鑫军, 李子丰, 陈峰博, 等. 基于新型油井套管磨损实验机的钻井工况模拟[J]. 石油机械, 2011, 39(1): 13-16, 95.
Yang Xinjun, Li Zifeng, Chen Fengbo, et al. A simulation of drilling conditions by the new type oil well casing abrasion testing machine[J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(1): 13-16, 95.
- [13] 梁尔国, 李子丰, 赵金海. 磨损套管抗挤强度计算模型[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(2): 41-45.
Liang Erguo, Li Zifeng, Zhao Jinhai. Model for collapsing strength calculation of worn casing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(2): 41-45.
- [14] Liang Erguo, Li Zifeng, Han Yong, et al. Analysis on collapse strength of casing wear[J]. Chinese Journal of Mechanical Engineering, 2013, 26(3): 613-619.

[编辑 令文学]