

磨损对套管抗挤强度影响的有限元分析^{*}

韩建增¹ 李中华¹ 张 毅² 于百勤²

杨 龙³ 练章华³ 施太和³ 张元泽⁴ 李福德⁴

(1. 上海交通大学 2. 宝山钢铁股份有限公司 3. 西南石油学院 4. 四川石油管理局)

韩建增等. 磨损对套管抗挤强度影响的有限元分析. 天然气工业, 2003; 23(5): 51~53

摘 要 随着石油工业的不断发展, 深井、超深井、水平井和大位移井越来越多, 而这类井由于其自身的特殊性, 在钻井过程中钻具在井中旋转及起下钻对套管内壁造成磨损, 导致其抗挤强度、抗内压强度等使用性能降低, 对油气井的安全构成威胁, 因此, 套管设计时应当考虑磨损对抗挤强度的降低问题。API Bul 5C3 挤毁压力公式没有考虑磨损对套管抗挤强度的影响。文章主要通过有限元法并辅以理论分析, 深入研究套管内壁磨损对其抗挤毁性能的影响规律, 分别详细比较“月牙形”磨损模型与偏心筒近似磨损模型、最小壁厚均匀磨损模型之间的差异, 并从挤毁强度降低的机理上阐述导致这些差异的原因所在。

主题词 套管 抗挤强度 磨损 有限元法

磨损套管模型

现场实测表明, 套管磨损后的截面形状绝大部分如图 1 所示, 即所谓的“月牙形”磨损。固井后, 套管、水泥环、地层互为一体, 套管轴向变形受到限制, 故可视为平面应变问题。采用四边形平面应变单元对之进行离散化处理, 并且对磨损部位附近的局部区域进行平滑过渡式网格细分, 有限元网格模型如图 2 所示, 节点总数 524, 单元总数 390。

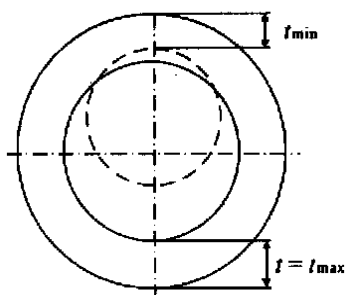


图 1 月牙形磨损示意图

计算结果分析

取 $\varnothing 139.7 \times 7.72$ mm N80 套管为研究对象, 最

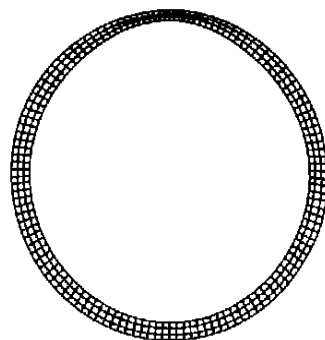


图 2 有限元网格模型

小屈服强度 552 MPa, 弹性模量 2.1×10^5 MPa, 泊松比 0.3。施加边界约束和外挤力, 不断改变套管外挤力的大小, 直到套管内部的最大 Von Mises 等效应力等于管材的屈服极限为止。根据塑性挤毁压力的定义, 此时的套管外挤力值即认为是套管的临界挤毁压力(也称为套管的抗挤强度)。由于实际钻井中不可能产生大于 50 % 的磨损, 故认为最大磨损量小于 50 %。在不同磨损程度下, 由磨损量和磨损半径对套管抗挤强度影响的有限元计算结果分析可知, 套管磨损后的抗挤强度与磨损量和磨损半径有关, 随着磨损量的增加和磨损半径的减小, 套管的抗挤

^{*} 本文得到国家自然科学基金项目资助(批准号: 50074025)。

作者简介: 韩建增, 博士后, 1972 年生; 2001 年 6 月毕业于西南石油学院石油工程系, 获博士学位; 现在上海交通大学力学博士后流动站和宝钢博士后科研工作站从事管柱力学、岩石力学等方面的研究工作。地址: (201900) 上海市宝山区同济路 3521 号。电话: (021) 26645445。

强度逐渐降低。由有限元计算结果可知,套管抗挤强度的下降率(即磨损套管与未磨损套管的抗挤强度的比值)和磨损量近似呈线性关系,并且磨损量的影响显著,磨损半径的影响微小。

(1)与偏心筒模型的对比。文献[4]将磨损套管用偏心筒近似处理,如图3所示,并给出了套管临界挤毁压力的估算方法。为了验证此法是否适用于塑性范围内的内壁偏磨套管剩余抗挤强度的计算,我们将月牙形磨损模型的有限元计算值与偏心筒模型的估算值进行比较,结果为月牙形磨损模型的有限元计算值低于偏心筒模型的估算值,而且误差随磨损量的增大而增大,50%磨损量时误差高达59.2%。所以,用偏心筒模型对磨损套管进行近似处理,磨损量较小时可以满足工程要求,而磨损量较大时将会带来较大误差。

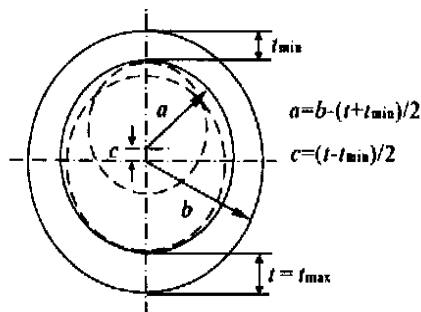


图3 偏心筒模型

塑性挤毁准则以开始屈服作为临界挤毁压力的判据,相对于未磨损套管而言,磨损套管开始屈服点势必提前。研究发现,月牙形磨损模型和偏心筒模型的开始屈服点的提前程度不完全一样,而且二者之间的差异随着磨损量的增大而增大,这也正是导致这两种模型之间的误差随磨损量的增大而增大的原因所在。

(2)与最小壁厚模型的对比。在套管柱设计时,通常假设磨损套管的整个内壁都磨去了相同的深度,此即为最小壁厚均匀磨损模型(见图4),文献[7,8]认为,磨损后套管的剩余抗挤强度远小于按最小壁厚从套管性能数据表(API Bul 5C2)中查得的值。这里将月牙形磨损模型的有限元计算值与最小壁厚模型的API Bul 5C3公式计算值进行比较,结果为月牙形磨损套管抗挤强度的有限元计算值明显高于最小壁厚模型的公式计算值,而且误差随磨损量的增大而增大,50%磨损量时误差高达-66.9%。所以,用最小壁厚模型对磨损套管进行近似处理,将会过低地估计其剩余抗挤强度,尤其是在磨损量较大时

差别更大,但结果偏于安全。也就是说,磨损后套管的剩余抗挤强度不会小于按最小壁厚得到的值,这与文献[7,8]的观点是不同的。

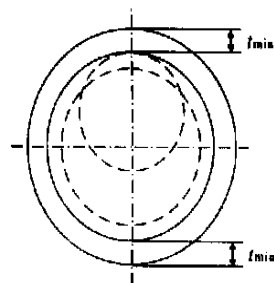


图4 最小壁厚模型

值得指出的是,有限元计算值是基于塑性屈服准则得到的,因此只能适用于塑性挤毁或弹塑性挤毁范围,而不能无条件地推广到弹性挤毁的情况。 $\phi 139.7 \times 7.72$ mm N80套管的挤毁压力在塑性挤毁压力范围内,若按最小壁厚模型计算,磨损量20%时挤毁模式转变为弹塑性挤毁,磨损量40%时挤毁模式转变为弹性挤毁,故随着磨损量的增大,最小壁厚模型的公式计算值将急剧下降,而有限元计算值是基于塑性屈服准则得到的,所以挤毁压力降低相对较小。正是因为挤毁模式的变化,才会导致磨损量增大时月牙形磨损模型的有限元计算值与最小壁厚模型的公式计算值之间的误差急剧增大的现象。

结 论

(1)套管的抗挤强度随磨损量的增大和磨损半径的减小而逐渐降低,并且磨损量对抗挤强度的影响远大于磨损半径的影响。磨损套管抗挤强度下降率与磨损量之间近似呈线性关系。

(2)用偏心筒模型代替月牙形磨损模型,误差随磨损量的增大而增大,磨损量较小时可以满足工程要求,而磨损量较大时有较大差异;用最小壁厚模型代替月牙形磨损模型,将会过低地估计磨损套管的剩余抗挤强度,磨损后套管的剩余抗挤强度不会小于按最小壁厚得到的值。

(3)在深井、超深井、水平井和大位移井钻井中,套管磨损破坏是一个不容忽视的问题。为此,一定要严格控制井身质量,减小小角变化率(尤其是在上部井段),并采用各种防磨工具与手段,例如使用非旋转扶正器或钻杆护箍,以减少套管磨损破坏。

参 考 文 献

- 1 Bulletin on formulas and calculations for casing, tubing, drill

侧钻水平井初始井眼条件 对起始段轨迹的影响分析*

石晓兵¹ 聂荣国¹ 陈 平¹ 秦文革² 卢世庆²

(1. 西南石油学院 2. 新疆石油管理局)

石晓兵等. 侧钻水平井初始井眼条件对起始段轨迹的影响分析. 天然气工业, 2003; 23(5): 53 ~ 55

摘 要 侧钻水平井轨迹起始段工艺技术, 是侧钻水平井钻井工艺的关键技术。为了考虑侧钻点位置及老井的初始井斜、方位对侧钻水平井起始段的影响, 需要对侧钻水平井进行三维轨迹设计考虑。文章运用空间斜平面法分析了对侧钻水平井起始段有重要影响的主要初始井眼条件, 包括侧钻点(地层因素)、侧钻点初始井斜角、侧钻点初始方位角等对起始段轨迹的影响。为满足油藏工程、钻井工程对侧钻水平井方位、水平位移的要求, 达到井眼轨迹平滑, 顺利实现钻井、完井工艺, 提高中靶精度提供了保证。

主题词 侧钻水平井 起始段 井眼轨迹 影响因素 分析

近年来, 为了提高低产油气井、低渗透油气田和老油气田的采收率, 国内外利用原井眼开窗侧钻水平井技术, 取得了明显的经济效益。鉴于侧钻水平井主要用于开采薄油藏、边际油气田和死油气区的剩余油气, 因此侧钻水平井轨迹质量控制就显得特别重要, 影响侧钻水平井轨迹的因素很多, 除满足地质设计要求外, 在进行轨迹设计时, 还应考虑地层因素、工具造斜能力、原井眼状态、侧钻点的位置、侧钻方式等因素。其中侧钻水平井初始井眼条件(原井眼状态、侧钻点的位置、地层因素等)是影响轨迹设计和控制的关键因素, 尤其是对侧钻水平井轨迹起始段将产生重要的影响。所谓侧钻水平井起始段是指为了实现侧钻水平井的目的, 在套管内一定深度采用不同的开窗方式, 形成一个良好的造斜点, 从而

为轨迹起始造斜提供保证, 满足油藏工程、钻井工程对侧钻水平井方位、水平位移的要求, 达到井眼轨迹平滑, 顺利实现钻井、完井工艺, 提高中靶精度的工艺过程^[1]。侧钻水平井轨迹起始段工艺技术, 是侧钻水平井钻井工艺的关键技术。该技术直接影响到从开钻到完井各道工序的实施, 影响到侧钻水平井最终目标的实现。通过该技术的研究、应用可以在以下几个方面发挥重要作用: 为减少轨迹控制难度提供条件; 给全部裸眼钻井作业打好基础; 为完井管柱的下入提供条件, 缩短建井周期, 提高工作效率, 减小劳动强度。侧钻水平井的老井初始井斜角和初始方位角完全取决于侧钻点的位置。即不同的侧钻点位置在老井中对应不同的初始井斜角和初始方位角。对侧钻水平井起始段有重要影响的主要侧钻水

- | | |
|--|--|
| pipe, and line pipe Properties. API Bulletin 5C3, 6th Edition, 1994 | 5 Han Jianzeng, Shi Taihe. Equations calculate collapse pressures for casing strings. Oil & Gas Journal, 2001; 99(4) |
| 2 Bruno Best. Casing wear caused by tooljoint hardfacing. SPE Drilling Engineering, 1986: 62 ~ 70 | 6 张效羽. 套管有限元计算的若干问题分析. 天然气工业, 2001; 21(1) |
| 3 Murphey C E. Collapse of worn casing. Trans Of ASME, 1977: 208 ~ 214 | 7 覃成锦, 高德利, 徐秉业. 套管磨损后剩余抗挤强度的数值分析. 石油钻采工艺, 2000; 22(1) |
| 4 Yukihiisa Kuriyama, Yasushi Tsukano, Toshitaro Mimaki. Effect of wear and bending on casing collapse strength. SPE paper 24597, 1992 | 8 覃成锦, 高德利, 徐秉业. 含磨损缺陷套管抗挤强度的数值分析. 工程力学, 2001; 18(2) |

(收稿日期 2002 - 12 - 29 编辑 钟水清)

*本文系“九五”国家重点科技攻关项目(95—108—03)“砾岩油藏侧钻水平井钻采配套技术”的部分内容。

作者简介: 石晓兵, 1967年生, 博士, 副教授; 现从事定向井、油气井工程测量与过程控制研究和石油工程教学工作。地址: (637001) 四川省南充市西南石油学院石油工程学院油气井工程研究所。电话: (0817) 2643801。

working pressure range, sufficient energy and strong and vigorous gas gush; and the loss caused by out-of-control was very serious. Such a drilling operation, that on the basis of combining plugging with well-killing by raising drilling fluid density, the follow-up works will not be continued until the well-killing is successfully finished, may be adopted for the formation with both mud loss and well blowout. Straight flushing channel is a commonly-prepared equipment of controlling gas well and the best way is to make the well killing as soon as possible because long-term shut-in well and intermittent flush are unfavourable for the safety in well control. Matching well control equipment should be further strengthened on the basis of professional standard and it is also necessary to carry out the high and low pressure gas sealing tests besides the high pressure water sealing test. The well killing is in need of more heavy drilling fluid and more complicated operating sequence and some thermal insulation measures should be adopted during throttling flush.

SUBJECT HEADINGS: Sichuan, East, Drilling, Well control, High pressure, Gas well

Zhao Jinzhou (*professorial senior engineer*), born in 1963, is now the vice-director of Shengli Petroleum Administration. Add: Dongying, Shangdong (257000), China Tel: (0546) 8710317

MECHANISM AND COUNTERMEASURES OF GAS RESERVOIR DAMAGE CAUSED BY HIGH SALINITY BRINE DRILLING COMPLETION FLUID

Yang Xianyou, Li Shubai and Fang Hui (Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 5, pp. 48 ~ 50, 9/25/2003. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The brine drilling-completion fluid can play an important role in preventing the occurrence of hole instability and the formation of reservoir water-sensitive damage caused by the dissolution of anhydrous salt beds and the hydration swelling and dispersion of clay minerals in strata. Research results, however, indicated that the gas reservoir damage caused by high salinity drilling-completion fluid was very serious and the damage rate of permeability was up to 90%. The damage mechanism is that the reservoir pore passages were plugged by the salt crystals formed from the high salinity brine drilling-completion fluid in the process of back-flowing displacement with dry gas. The technical countermeasures of preventing and controlling such a damage are introduced in the paper also.

SUBJECT HEADINGS: High salinity, Brine, Drilling-completion fluid, Gas reservoir, Damage, Mechanism, Countermeasure

Yang Xianyou (*Doctor*), born in 1958, is a senior engineer. Add: Production Department, POB 910, Xueyuan Road, Beijing (100083), China Tel: (010) 62098257

FINITE ELEMENT ANALYSIS ON EFFECT OF WEAR ON CASING COLLAPSING STRENGTH²⁾

Han Jianzeng, Li Zhonghua (Shanghai Jiaotong University), Zhang Yi, Yu Baiqin (Baoshan Iron & Steel Co., Ltd.), Yang Long, Lian Zhanghua, Shi Taihe (Southwest Petroleum Institute), Zhang Yuanze and Li Fude (Sichuan Petroleum Administration). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 5, pp. 51 ~ 53, 9/25/2003. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: With the development of petroleum industry, there are more and more deep well, ultra-deep well, horizontal well and extended-reach well. Due to their particularities, the wear caused by drill string inside casing wall during drilling makes casing strength decrease. Thus, the effect of the wear on casing collapsing strength should be considered while casing design. But the effect was not considered among the collapse-pressure equations given in API Bulletin 5C3. In this paper, the effect is lubricated by both finite element method and theoretical analysis. The difference between crescent-shape wear model and eccentric cylinder approximation wear model, and that between crescent-shape wear model and minimum wall thickness uniform wear model are discussed respectively in details. At the same time, the mechanisms leading to the differences among the three wear models are also discussed.

SUBJECT HEADINGS: Casing, Collapsing strength, Wear, Finite element method.

Han Jianzeng (*postdoctoral researcher*) Add: No. 3521, Tongji Road, Baoshan District, Shanghai (201900), China Tel: (021) 26645445

ANALYSING THE INFLUENCE PRODUCED BY INITIAL HOLE FACTORS ON THE PRIMARY SECTION TRAJECTORY IN RE-ENTRY HORIZONTAL WELLS²⁾

Shi Xiaobin, Nie Rongguo and Chen Ping (Southwest Petroleum Institute), Qin Wenge and Lu Shiqing (Xinjiang Petroleum Administration).