

磨损套管剩余强度有限元分析

叶翠莲, 乔智国, 李腾飞, 张诗阳

中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院 四川德阳 618000

通讯作者: Email: 120408391@qq.com

项目支持: 中国石油化工集团有限公司科技部科技攻关项目“深层页岩气高效钻完井技术”(P18058-2)

引用: 叶翠莲, 乔智国, 李腾飞, 等. 磨损套管剩余强度有限元分析[J]. 油气井测试, 2020, 29(3): 6-10.

Cite: YE Cuilian, QIAO Zhiguo, LI Tengfei, et al. Finite element analysis of residual strength of worn casing [J]. Well Testing, 2020, 29(3): 6-10.

摘要 为计算磨损套管剩余强度, 采用有限元分析方法, 通过对标准套管进行屈曲分析求出特征值, 引入特征值计算结果进行非线性分析, 计算得到套管强度, 并与 API 标准值进行对比, 得到套管抗内压强度误差为 0.264%, 抗外挤强度误差为 0.013%, 验证了有限元分析方法的可行性和准确性; 通过引入屈曲特征值进行磨损套管塑性变形分析, 建立了磨损套管的剩余强度分析方法, 对 $\phi 193.7\text{mm} \times 12.7\text{mm}$ P110 套管发生 1mm、3mm 和 5mm 月牙形磨损时套管剩余强度进行分析计算。DY7 井实际应用表明, 该计算结果可靠, 能够满足后续作业对井筒承压能力的要求, 为施工提供决策依据。

关键词 套管强度; 有限元分析; 非线性屈曲分析; 磨损; 抗内压强度; 抗挤强度; 剩余强度; 屈曲特征值

中图分类号: TE257 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.03.002

Finite element analysis of residual strength of worn casing

YE Cuilian, QIAO Zhiguo, LI Tengfei, ZHANG Shiyang

Research Institute of Petroleum Engineering Technology, Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Deyang, Sichuan 618000, China

Abstract: To calculate the remaining strength of worn casing, using the finite element analysis method, we first calculated the eigenvalue of standard casing through buckling analysis, then conducted nonlinear analysis to estimate the casing strength, and compared with the API value, and finally we got the error of the internal pressure strength is 0.264%, and the error of the external collapsing strength is 0.013%. The results have proved that finite element analysis is effective and feasible. After introducing the buckling eigenvalue for plastic deformation of worn casing, we established a method for analyzing the residual strength of worn casing, and used it to analyze the residual strength of the P110 casing (12.7 mm, $\phi 193.7$ mm) with 1 mm, 3 mm and 5 mm crescent wears. Application in Well DY7 indicates that the calculated result is reliable, and can meet the requirements of subsequent operation on the pressure capacity of the wellbore. The result provided a basis for making the decision on subsequent operation.

Keywords: casing strength; finite element analysis; nonlinear buckling analysis; wear; internal pressure strength; collapsing strength; residual strength; buckling eigenvalue

深井、超深井钻井过程中钻具对套管磨损情况严重, 套管磨损会降低套管抗内压强度和抗击毁强度, 对后续施工作业安全和井筒质量构成了较大威胁, 易导致套管柱变形、挤毁、破裂, 引发井下复杂事故。如新 851 井技术套管严重磨损, 抗内压强度降低, 油层套管腐蚀窜气后, 高压气体使技术套管破裂, 最终封井; 阳霞 1 井因套管多处严重磨损造成套管挤毁, 导致该井报废; 渤海曹妃甸 18-2-1 井和渤中 13-1-2 井发生多次套管磨穿现象, 造成巨大经济损失; 克参 1 井技术套管磨穿变形, 多次挤水泥补救, 严重耽误施工周期。套管磨损问题已经成为

影响气井安全生产、制约油气勘探开发效益的一个重要影响因素。

国内外许多学者对套管磨损后的剩余强度进行了研究。于浩等^[1]、谭雷川等^[2]建立了钻柱接头-套管偏磨的三维有限元模型, 模拟了套管局部偏磨过程, 对磨损后的套管的剩余抗挤和抗内压强度进行分析。刘怀亮等^[3]、元少平等^[4]、WHITE J. P. 等^[5]通过解析方法研究了应力集中对其磨损部位套管强度的影响。杨春旭等^[6]、卓振州等^[7]分析了井眼狗腿度、机械钻速、套管钢级等参数对套管磨损的影响。徐震等^[8]提出了评估偏磨套管破裂概

率的压力窗口法,讨论了磨损率对偏磨套管破裂强度的影响。杨紫晔等^[9]利用 ANSYS 有限元软件分析了不同磨损程度对弯曲套管和直套管抗挤强度的影响。覃成锦等^[10]、WU Jiang 等^[11]、SONG J. S. 等^[12]认为,抗挤强度随磨损缺陷深度增加和半径的减小而降低;磨损缺陷的轴向尺寸足够大时,完全可以按照平面问题处理。梁尔国等^[13]认为,磨损套管的抗挤强度随剩余套管壁厚、磨损半径和轴向载荷分别呈指数、幂函数和线性函数式变化。严攀等^[14]认为,套管最大外挤力和套管抗挤强度与不均匀磨损深度之间均呈线性关系,当套管内壁不均匀磨损深度达 2.4 mm 时,套管抗挤强度降幅达 26%。黄洪春等^[15]、李中等^[16]探讨了影响套管磨损的主要因素,提出了考虑磨损后套管强度的安全系数。郭秀庭等^[17]、王同涛等^[18]、王小增等^[19]从载荷计算、控制方程、边界条件及求解方法等方面入手,得到套管最大允许掏空深度、最低允许替液密度、最大允许抗内压和套管磨损后的强度校核计算方法。唐锋等^[20]以晋城地区某区块实施的丛式井组 6 口井为研究对象,分析了射孔、放喷、井间干扰等因素对套损的影响。按径厚比分类,API 标准中的套管大部分为塑性挤毁。本文采用有限元非线性屈曲分析方法,对 API 标准尺寸套管进行塑性挤毁、抗内压强度分析,并按 ISO 10400 推荐计算模型验证有限元分析方法的可靠性,再对磨损套管进行分析,得到不同磨损深度套管的剩余强度数据,为套管设计和现场应用提供参考。

1 套管强度有限元分析方法

按照 Mises 屈服准则,套管抗内压强度、抗外挤强度与三轴应力屈服状态对应。利用有限元分析的屈曲分析方法能够确定结构开始不稳定时的临界载荷和屈曲模态,主要包括特征值分析法和非线性分析方法两种,利用这两种分析方法能够准确分析给定套管的抗内压强度、抗外挤强度和抗拉强度,为作业施工提供依据。

1.1 理想套管的有限元模型

以油气田常用 $\phi 193.7$ mmP110 钢级套管为例,建立三维实体套管模型。按照 API 标准取样规则,模型长度取直径的 8~10 倍,设计理想套管模型规格参数为:外径 193.7 mm,壁厚 12.7 mm,长度 2 000 mm,钢级 110。采用 SOLID45 单元进行网格划分,套管两端进行固定约束,建立的有限元分析

模型如图 1 所示。

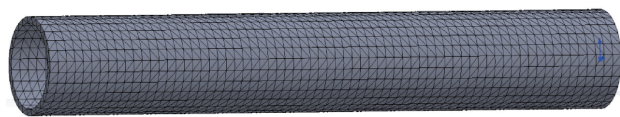


图 1 193.7 mm \times 12.7 mm 理想套管有限元模型
Fig. 1 The finite element model of ideal casing
($\phi 193.7$, 12.7 mm)

1.2 理想套管有限元强度分析过程

考虑材料弹塑性和结构大变形问题,利用弧长法屈曲分析模块求解。

1.2.1 特征值屈曲分析

分别在套管内壁、外壁施加单位压力载荷,打开预应力影响,进行静应力求解和特征值屈曲分析,计算结果如图 2、图 3 所示。静应力分析结果显示,理想套管内压和外挤情况下,屈曲载荷的特征值分别为 169.21 MPa 和 161.37 MPa,对应最大径向变形量为 1.001 mm。

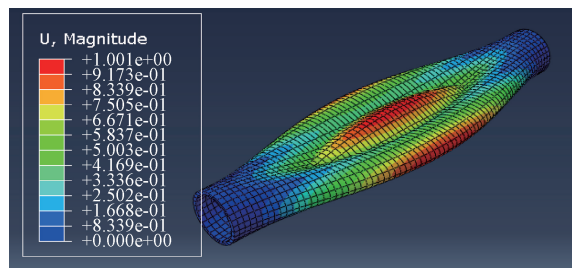


图 2 理想套管模型内压特征值屈曲分析结果
Fig. 2 Buckling analysis of internal pressure of the ideal casing model

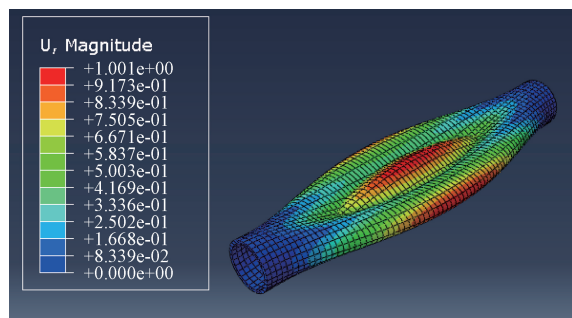


图 3 理想套管模型外挤特征值屈曲分析结果
Fig. 3 Buckling analysis of external collapsing eigenvalues of the ideal casing model

1.2.2 非线性屈曲特征分析

由于钢材的应力应变特性,需要依据特征值分析结果进行非线性屈曲分析,才能得到更为准确的套管强度。依据理想套管特征值分析结果,导入非线性分析模块,进行套管非线性屈曲分析,得到套管受力和变形情况如图 4、图 5 所示。

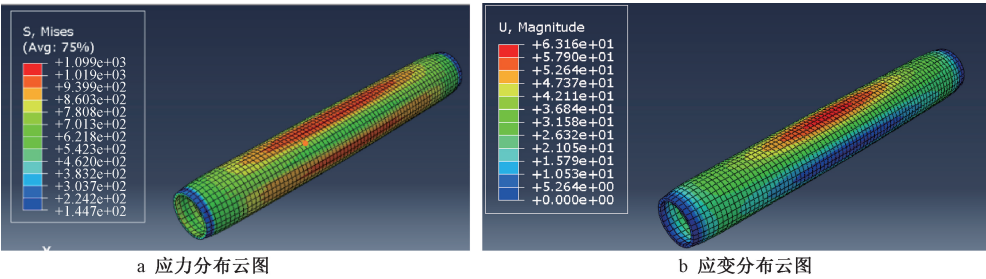


图 4 内压作用下套管受力和变形非线性分析结果
Fig. 4 Nonlinear analysis of casing stress and deformation under internal pressure force

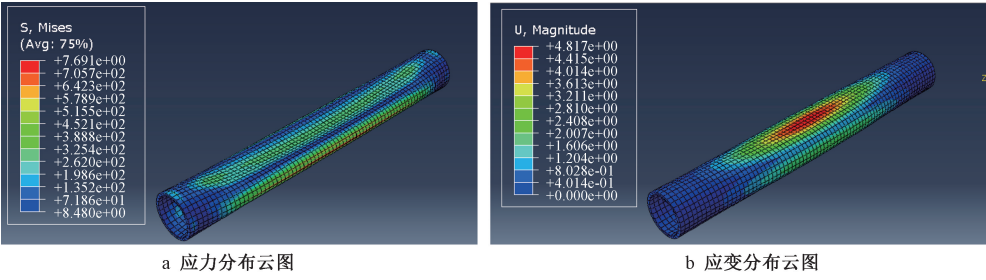


图 5 外挤作用下套管受力和变形非线性分析结果
Fig. 5 Nonlinear analysis of casing stress and deformation under external collapsing force

提取套管内、外压力与计算弧长的关系曲线，如图 6、图 7 所示。从图中可以得到，套管内压屈服临界压力为 80.11 MPa，外挤屈服临界压力为 76.39 MPa。在外部载荷接近临界压力时，微小的载荷增量就可以引起变形的大幅度增加。

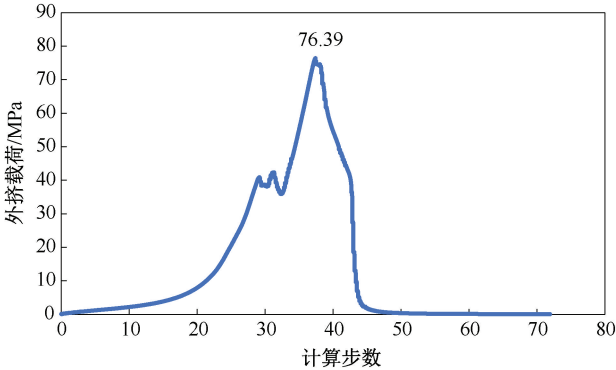


图 6 外挤载荷变化曲线

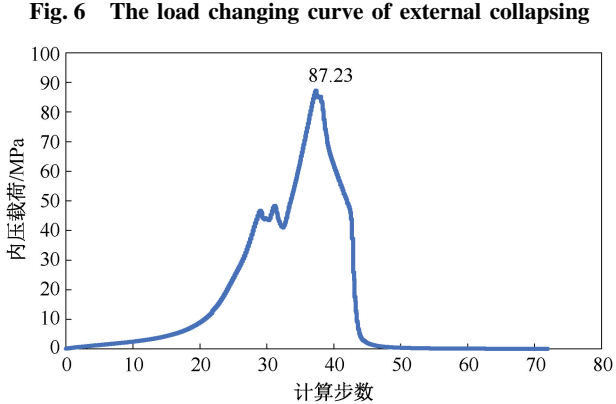


图 7 内压载荷变化曲线

Fig. 7 The load changing curve of internal pressure

1.2.3 计算结果与 API 标准对比

按照相同的方法选取多个规格的套管进行有限元分析，其中 $\phi 193.7\text{ mm}\times 12.7\text{ mm}$ P110 套管相关计算结果和 API 标准数据对比情况见表 1。

表 1 无磨损套管抗内压/外挤强度分析对比结果
Table 1 Internal pressure/external collapsing strength on non-worn casing

方法	抗内压强度/MPa	抗外挤强度/MPa
有限元结果	87.23	76.39
API 数据	87.00	76.40
误差/%	0.264	0.013

对比数据表明，该方法计算的套管抗内压强度与 API 数据误差为 0.264%，抗外挤强度与 API 数据误差为 0.013%，表明该方法计算套管强度可行，计算结果能够用来支撑现场应用。

2 磨损套管剩余强度有限元分析

对于磨损套管，采用 API 公式，取最小壁厚，按照径厚比公式，计算套管强度数据是偏小的^[13]。而采用有限元非线性屈曲分析方法计算磨损套管的剩余强度更准确。

同样，以矿场常用 $\phi 193.7\text{ mm}\times 12.7\text{ mm}$ P110 套管最常见的月牙磨损形态为例，建立磨损量分别为 1 mm、3 mm、5 mm 情况下有限元分析模型，如图 8 所示。以磨损量 5 mm 为例，进行套管剩余强度有限元分析，结果如图 9 和图 10 所示。

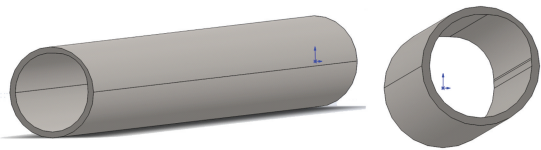


图 8 月牙形缺陷套管有限元分析模型
Fig. 8 The finite element analysis model of the casing with crescent defects

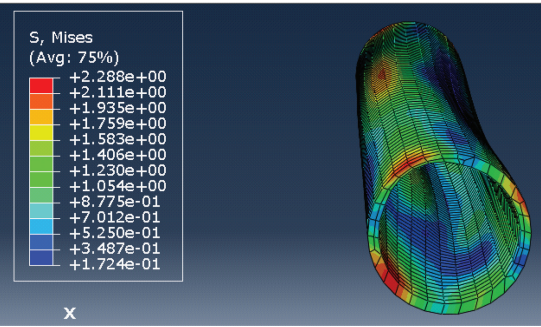


图 9 5 mm 磨损缺陷套管外挤作用下应力云图
Fig. 9 The stress cloud diagram of the casing with a 5 mm wear under external collapsing force

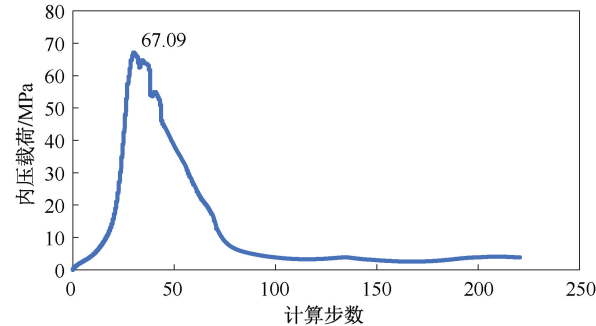


图 10 5 mm 磨损缺陷套管内压载荷变化曲线
Fig. 10 The load changing curve of internal pressure on the casing with a 5 mm wear

不同磨损量下 $\phi 193.7\text{ mm}\times 12.7\text{ mm}$ P110 套管剩余强度有限元分析结果和 API 计算结果见表 2。

表 2 不同磨损套管抗内压/外挤强度分析对比结果
Table 2 Analysis results of internal pressure/external collapsing strength on the casing with different wears

月牙形 磨损量/ mm	抗内压强度/MPa			抗外挤强度/MPa		
	有限元 分析	API 计算	误差/ %	有限元 分析	API 计算	误差/ %
1	85.96	80.12	6.79	72.86	63.91	12.28
3	68.92	66.43	3.61	54.71	39.02	28.68
5	67.09	52.73	21.40	48.69	21.94	54.94

通过表 2 可知,采用有限元非线性屈曲分析方法得到的磨损套管剩余抗内压强度和抗外挤强度明显大于采用 API 公式计算结果,并且磨损量越大,误差越大;同时分析剩余强度和磨损量的关系

可知,随着磨损深度增加,抗内压强度和抗外挤强度均发生明显降低,且抗外挤强度降低的幅度更大。

3 实际应用

在四川地区的 DY7 井是一口超深井。该井 193.7 mm \times 12.7 mmP110 油层套管磨损最严重井段在 5 090.0~5 100.0 m,平均 32.42%的磨损量,最大内径为 $\phi 176.5\text{ mm}$,剩余壁厚 6.14~11.11 mm。为满足后续作业施工,要求进行全井筒清水条件下试压 55 MPa,取套管最小壁厚,按照 API 公式计算,套管抗内压强度仅有 42.03 MPa,而采用有限元非线性屈曲特征值分析法计算,套管剩余抗内压强度 65.35 MPa。现场实际全井筒清水试压 55 MPa 合格,满足了后续作业对井筒承压能力的要求。

后续利用该方法对 DY101 井、DY4 井、CX560 井和 X201 井等 5 口存在套管磨损的井筒进行剩余强度复核,为后续施工井筒压力控制提供了依据,保障了后续正常施工。

4 结论

(1)建立了依据有限元特征值分析和非线性分析计算套管强度的方法,能够实现套管抗内压强度、抗外挤强度和抗拉强度的计算。

(2)利用建立的有限元分析方法,对标准套管进行强度分析,计算结果与 API 标准的计算结果误差率小于 0.3%,表明该计算方法可行,结果准确。

(3)套管磨损后的剩余强度计算结果表明,套管磨损导致套管剩余强度明显降低;套管剩余强度 API 标准计算结果偏保守,有限元分析方法计算结果更符合实际,而且磨损量越大,API 标准计算结果的误差越大。

(4)采用有限元非线性屈曲分析方法能够更准确计算套管磨损后的承压能力,对套管强度计算和井筒作业方案设计提供了有力支持。

致谢:感谢西南油气分公司石油工程技术研究院工具研发团队、完井及井下作业工艺团队相关人员的大力支持。

参考文献

[1] 于浩,练章华,冯智,等. 石油套管偏磨后剩余强度的模拟分析[J]. 润滑与密封,2015,40(6):25-31.
YU Hao, LIAN Zhanghua, FENG Zhi, et al. Simulation analysis on eccentric wear and remaining strength of oil casing [J]. Lubrication Engineering, 2015,40(6):25-31.
[2] 谭雷川,高德利,ADEEB Samer,等. 基于钻柱正弦屈曲

- 的套管磨损预测模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(4): 69-74.
- TAN Leichuan, GAO Deli, ADEEB Samer, et al. Casing wear prediction model in consideration of sinusoidal buckled drill string [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(4): 69-74.
- [3] 刘怀亮, 高德利. 磨损套管应力集中对腐蚀速率的影响[J]. 石油化工应用, 2012, 31(4): 5-8, 25.
- LIU HuaiLiang, GAO Deli. Effect of worn casing stress concentration on its corrosion rate [J]. Petrochemical Industry Application, 2012, 31(4): 5-8, 25.
- [4] 元少平, 罗衡, 蔡鹏, 等. 渤海油田油气井套管腐蚀及磨损数值模拟研究[J]. 天津科技, 2019, 46(11): 29-36.
- YUAN Shaoping, LUO Heng, CAI Peng, et al. Numerical simulation of corrosion and wear of oil and gas well casing in Bohai Oilfield [J]. Tianjin Science & Technology, 2019, 46(11): 29-36.
- [5] WHITE J P, DAWSON R. Casing wear: Laboratory measurements and field predictions [J]. SPE Drilling Engineering, 1987, 2(1): 56-62.
- [6] 杨春旭, 孙铭新, 唐洪林. 大位移井套管磨损预测及防磨技术研究[J]. 石油机械, 2016, 44(1): 5-9.
- YANG Chunxu, SUN Mingxin, TANG Honglin. Casing wear prediction and casing protection technology for extended reach well [J]. CHINA Petroleum Machinery, 2016, 44(1): 5-9.
- [7] 卓振州, 武治强, 岳家平. 基于多因素叠加的在役井套管可靠性评估方法[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2018, 20(4): 37-40.
- ZHUO Zhenzhou, WU Zhiqiang, YUE Jiaping. Reliability evaluation method for casing in service wells based on multi factor superposition [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2018, 20(4): 37-40.
- [8] 徐震, 陈占锋, 王淦勋. 偏磨套管破裂的压力窗口法研究[J]. 焊管, 2019, 42(4): 7-12.
- XU Zhen, CHEN Zhanfeng, WANG Ganxun. Study on pressure window method of casing cracking with eccentric wear [J]. Welded Pipe and Tube, 2019, 42(4): 7-12.
- [9] 杨紫晔, 童临, 张晓梅, 等. 磨损对套管抗挤强度影响的有限元分析[J]. 云南化工, 2019, 46(6): 66-67.
- YANG Ziyue, TONG Lin, ZHANG Xiaomei, et al. The impact of wear on collapse strength of bending casing by finite element analysis [J]. Yunnan Chemical Technology, 2019, 46(6): 66-67.
- [10] 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[J]. 工程力学, 2001, 18(2): 9-13.
- QIN Chengjin, GAO Deli, XU Bingye. Numerical analysis of collapse strength for casing with wear [J]. Engineering Mechanics, 2001, 18(2): 9-13.
- [11] WU Jiang, ZHANG Mei. Casing burst strength after casing wear [C]. SPE 94304-MS, 2005.
- [12] SONG J S, BOWEN J, KLEMENTICH F. The internal pressure capacity of crescent-shaped wear casing [C]. SPE 23902, 1992.
- [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] 严攀, 李军, 柳贡慧, 等. 不均匀磨损深度对套管应力的影响研究[J]. 石油机械, 2018, 46(3): 12-16, 21.
- YAN Pan, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Study on the effect of uneven wear depth on casing stress [J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(3): 12-16, 21.
- [15] 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 Sulphide, high pressure and high production gas field [J]. China Petroleum Machinery, 2015, 43(4): 28-33.
- [16] 李中, 李炎军, 张万栋, 等. 南海西部地区异常高压气井套管防磨技术[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(5): 547-552.
- LI Zhong, LI Yanjun, ZHANG Wandong, et al. An integrated wear prevention technology for casing of the abnormal-pressure gas well in the western South China Sea [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(5): 547-552.
- [17] 郭秀庭, 任世举, 彭雪梅, 等. 大港油田高温深井试油套管强度校核[J]. 油气井测试, 2019, 28(6): 38-43.
- GUO Xiuting, REN Shiju, PENG Xuemei, et al. Strength check of casing in high temperature deep well test in Dagang Oilfield [J]. Well Testing, 2019, 28(6): 38-43.
- [18] 王同涛, 闫相祯, 杨秀娟, 等. 深井、超深井套管磨损后剩余强度分析[J]. 石油机械, 2009, 37(10): 30-33.
- WANG Tongtao, YAN Xiangzhen, YANG Xiujuan, et al. Study on residual strength of wearing casing in deep and ultra-deep wells [J]. China Petroleum Machinery, 2009, 37(10): 30-33.
- [19] 王小增, 杨久红, 窦益华. 套管磨损后剩余壁厚及剩余强度分析[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(2): 14-17.
- WANG Xiaozeng, YANG Jiuhong, DOU Yihua. Analysis of casing remaining thickness and residual strength after wearing [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(2): 14-17.
- [20] 唐锋, 刘长雄, 彭睿, 等. 煤层气井压裂与套管损坏影响因素浅析[J]. 油气井测试, 2017, 26(5): 66-69.
- TANG Feng, LIU Changxiong, PENG Rui, et al. Brief analysis of factors affecting fracturing and casing damage to coalbed methane well [J]. Well Testing, 2017, 26(5): 66-69.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 叶翠莲, 女, 1980年出生, 硕士研究生, 高级工程师, 2006年7月毕业于成都理工大学应用数学专业, 目前主要从事井下工具研发工作。电话: 0838-2551110, 18161308171; Email: 156173080@qq.com。通信地址: 四川省德阳市龙泉山北路298号石油工程技术研究院, 邮政编码: 618000。