DOI:10.16410/j.issn1000-8365.2023.2306

某水平井套管开裂失效实验及数值模拟研究

王　蕊[1],张　乐[1],闫晓峰[2],韩　东[2],杨　鹏[1]
(1. 中国石油集团工程材料研究院有限公司,陕西 西安 710077;2. 长庆油田分公司 第六采气厂,陕西 西安 710018)

摘　要:通过分析水平井套管现场服役工况,并结合宏观观察、理化性能检测、组织分析、扫描电镜观察和能谱分析等实验研究及数值计算方法,系统分析了水平井套管发生开裂失效的原因。结果表明,套管材料性能满足标准要求,但套管内壁存在大量腐蚀坑,套管在酸化压裂过程中发生点蚀。断口分析表明,裂纹起源于腐蚀坑底,套管内部存在非金属夹杂缺陷。通过数值模拟计算,分析了套管在完整及含缺陷状态下的承压能力,套管在腐蚀和缺陷作用下承压能力极大降低。当缺陷深度为 0.5 mm、内压 47 MPa 时,套管在 52 MPa 压裂过程中沿原始缺陷方向发生开裂失效,与套管在压裂作业过程中失效情况相符。依据所得研究结果提出避免此类失效事故的建议。

关键词:水平井套管;腐蚀;缺陷;开裂;有限元模拟
中图分类号: TG245; TE982　　**文献标识码**:A　　**文章编号**:1000-8365(2023)01-0080-06

Test and Numerical Simulation Research of Casing Crack Failure in Horizontal Wells

WANG Rui[1], ZHANG Le[1], YAN Xiaofeng[2], HAN Dong[2], YANG Peng[1]
(1. CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an 710077, China; 2. Changqing Oilfield Branch No. 6 Gas Production Plant, Xi'an 710018, China)

Abstract: By analysing the working conditions of horizontal well casings and combining experiments and numerical simulations, such as macroscopic observation, physical and chemical property test, microstructure analysis, SEM and energy spectrum analysis, the causes of casing cracking failure in horizontal wells were systematically analysed. The results show that the properties of the casing material meet the requirements of the standard. However, a lot of corrosion pits are found on the inner wall of the casing, and pitting corrosion occurs in the casing during acid fracturing. The fracture analysis shows that the crack originates from the bottom of the corrosion pit, and there are nonmetallic inclusions in the casing. Through the numerical simulation, the pressure bearing capacity of the casing under complete and defective conditions is analysed, which is greatly reduced under corrosion and defects. When the defect depth is 0.5 mm and the internal pressure is 47 MPa, the casing cracks fail along the original defect direction during 52 MPa fracturing, which is consistent with the failure during fracturing operation. Based on the results of the study, some suggestions are put forwards to avoid such failure accidents.

Key words: horizontal well casing; corrosion; defect; crack; finite element simulation

套管是石油天然气开采过程中油气与地面连接的重要通道,随着苛刻油气田探勘开发越来越广泛,套管的失效问题也日益显著,其中泄漏失效是常见的失效问题之一。卢小庆等[1]通过研究发现某超深复杂井二开套管由于固井质量不好,造成套管屈曲失稳,以及钻具对套管内壁磨损造成套管剩余壁厚无法承受井内载荷,导致套管发生泄漏失效。为了提高井筒完整性,避免恶性泄漏事故,张弘等[2]建立了井筒油套管气体泄漏数值模型,分析了泄漏孔形状、大小、内压力和环空介质对泄漏流场的影响,结果为井筒微泄漏检测技术研究提供了参考。候帅帅等[3]通过实验研究的方法分析了 304 不锈钢管内壁在氯离子作用下发生腐蚀穿孔泄漏的问题,提出通过控制管内流体介质氯离子含量及氧浓度的方

收稿日期:2022-10-14
基金项目:中国石油天然气集团公司科技项目(2021ZZ10-04)
作者简介:王　蕊,1979 年生,博士,高级工程师.主要从事石油管材及装备科研及全尺寸实物性能检测评价工作.电话:02981887646, Email: 675633367@qq.com
引用格式:王蕊,张乐,闫晓峰,等.某水平井套管开裂失效实验及数值模拟研究[J].铸造技术,2023, 44(1): 80-85.
WANG R, ZHANG L, YAN X F, et al. Test and numerical simulation research of casing crack failure in horizontal wells[J]. Foundry Technology, 2023, 44(1): 80-85.

(C)1994-2023 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

式减少点蚀。腾学清等[4]分析定向井套管失效主要是由于套管存在原始缺陷，在腐蚀介质及固井附加载荷作用下导致套管泄漏失效。于浩等[5]通过采用有限元方法分析页岩气压裂过程中套管的变形、错断、破裂等失效机理，并对一口套变井失效进行三维有限元分析，明确页岩气压裂过程中套管失效的主导因素，提出减少压裂施工套变的有效建议。套管失效不仅带来了巨大的经济损失，还严重影响了油气井的开采寿命，有效减少失效问题，提高石油天然气开采效率，是油气田安全开发的关键[6-9]。

本文通过对水平井套管开裂失效行为进行服役工况及实验研究，分析了套管失效的主要原因。同时，依据实验研究结果建立数值模型，进一步模拟验证了套管失效过程，提出水平井套管在施工作业过程中避免此类失效事故的合理建议。

1　失效套管的服役工况

某井地面海拔 1 483.77 m，水平段长度为 1 842 m，于 2019 年 8 月 30 日完成固井，2019 年 12月 5 日开始采用簇式射孔+可溶桥塞分段体积压裂投产。2019 年 12 月 18 日压裂第 5 段时，施工排量 2.8 m^3/min，压力52 MPa，决定挤酸液处理。第 1 次加酸 10 m^3，酸液进层后无明显效果；第 2 次加酸 34 m^3，加酸过程中发现刺漏，故进行找漏作业。2019 年 12 月 22 日找漏后，发现漏点位于 310~313 m 之间。进行大修作业，共取出套管 42 根，发现第 29 根套管(距离地表深度为 300.83 m，套管长度为 10.77 m)在距该套管外螺纹接头 2.6 m 处有 1 条约 6 cm 的长裂纹。该井的井深结构如图 1 所示。失效套管规格为 ϕ139.70 mm×7.72 mm，钢级为 P110，接头类型为长圆螺纹(LC)，失效样管宏观形貌如图 2 所示。

2　失效套管实验检测及分析

从图 2 失效样管宏观形貌观察，裂纹沿管体轴向分布，管体外表面其他部位未见结构失效或明显的腐蚀形貌。对裂纹附近截面直径进行测量，测量位置示意图如图 3 所示，测量结果见表 1。从测量结果可以看出，裂纹附近管体外径未发生明显变化。

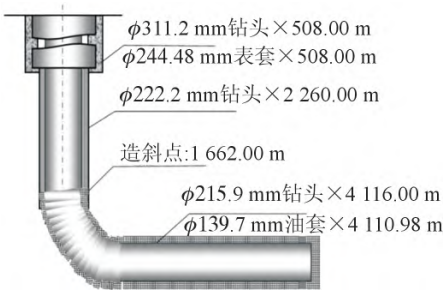

图 1　井身结构

Fig.1　Schematic diagram of the well structure

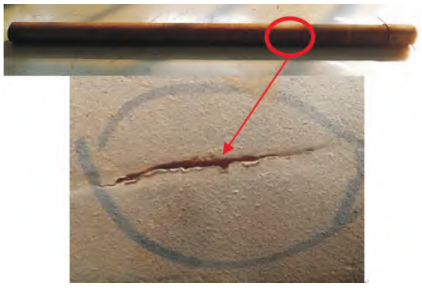

图 2　失效套管宏观形貌

Fig.2　Macro morphology of failed casing

表1 截面直径测量结果/mm

Tab.1 Measurement of section diameter

截面	1	2	3	4	5
A-E	139.72	139.78	139.84	139.82	139.70
B-F	139.92	139.96	139.76	139.80	139.92
C-G	139.78	139.76	139.78	139.84	139.78
D-H	139.86	139.82	139.80	139.76	139.84

2.1　失效套管无损探伤

对失效套管进行表面除锈处理，处理完成后采用 CJZ-212E 磁粉探伤仪进行整管探伤。探伤结果表明，除外表面的明显裂纹外，样管未发现表面及近表面不连续性缺陷。

2.2　失效套管化学成分

从套管管体上截取试样，依据 ASTM A751-20 标准，采用直读光谱仪进行化学成分分析，结果见表 2。结果表明，该套管管体的化学成分符合 API Spec 5CT-2018 标准[11]要求。

2.3　失效套管力学性能

从套管管体上分别取宽度为 25.4 mm、标距为

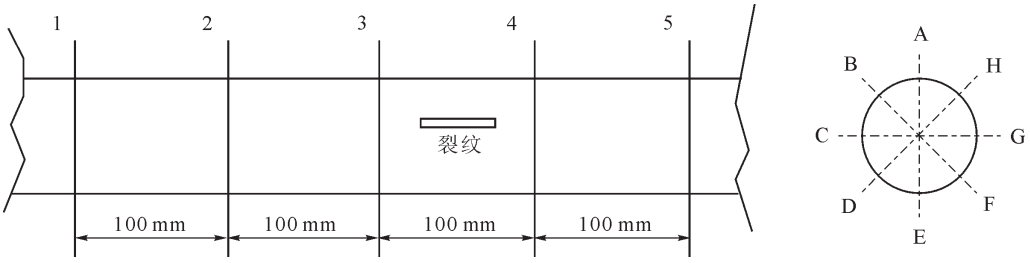

图 3　截面直径测量位置示意图

Fig.3　Schematic diagram of the measurement locations for section diameter

(C)1994-2023 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

表 2 套管化学成分 *w*/%
Tab.2 Chemical compositions of the casing

元素	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Nb	V	Ti
	0.27	0.27	1.47	0.007 7	0.005 6	0.35	0.001 1	0.011	0.001 7	0.004 3	0.002 6
标准要求	/	/	/	≤0.030	≤0.030	/	/	/	/	/	/

图 4 磁粉探伤
Fig.4 Magnetic particle inspection

50 mm 的全壁厚条形拉伸试样及规格为 7.5 mm×10 mm×55 mm 夏比 V 型缺口冲击试样。依据 ASTM A370-20 标准，分别在 UTM5305 材料试验机和 JBN-300B 冲击试验机上进行室温拉伸及 0 ℃夏比冲击试验，试验结果见表 3~4。试验结果表明，失效套管管体的拉伸性能和夏比冲击试验结果均符合 API Spec 5CT-2018 标准[11]要求。

表 3 拉伸性能试验结果
Tab.3 Tension property by tension testing

项目	加载下的总伸长率 /%	屈服强度 /MPa	抗拉强度 /MPa	断后伸长率 /%
管体	0.6	839	912	18
标准要求	0.6	758~965	≥862	≥13

表 4 夏比冲击试验结果
Tab.4 Toughness by Charpy impact testing

试样		试验温度	吸收能量 /J			
位置	规格 /mm	/℃	单个值			平均值
管体纵向	7.5×10×55	0	48	47	48	48
标准要求	管体	0±3	≥18 12≤仅允许 1 个值<18			≥18

2.4 失效套管金相及偏析物

从套管管体上取样采用 OLS4100 激光共聚焦显微镜进行金相分析，材料中的非金属夹杂物等级均为 A0.5e，B0.5，D0.5，晶粒度为 10.0 级。试样金相组织为回火索氏体组织，如图 5 所示。

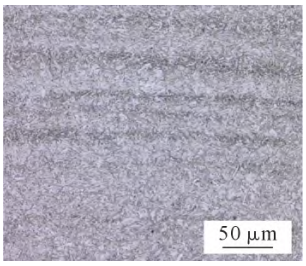

图 5 金相组织
Fig.5 Microstructure observed by optical microscopy

从上述套管管体材料的理化性能实验结果可以看出，该套管的理化性能指标满足套管产品规范标准要求，金相组织及非金属夹杂物无异常。套管材料性能不是引起套管开裂失效的原因。

2.5 失效套管裂纹形貌及微观断口

将裂纹附近管体剖开，发现在管体内表面存在大量的腐蚀坑，腐蚀坑形貌如图 6 所示。断口形貌如图 7 所示，从裂纹源分布可以看出，裂纹起源于管体内表面腐蚀坑底且在内表面存在多个裂纹源区(图中红色标记)。在裂纹根部取纵向样进行金相分析，结果显示裂纹周围组织未见异常，与管体组织一致，均为回火索氏体，裂纹尖端分叉且存在沿晶特征，如图 8 所示。

通过扫描电子显微镜对裂纹不同部位进行能谱分析，分析结果如图 9~10 所示。从图 9 能谱分析及表 5 所示结果可以看出，管体内表面腐蚀坑的腐蚀产物主要包含 Fe、C、O、Si、S 等元素，且存在 Cl 元素，说明管体在有 O_2 及 Cl^- 存在的情况下发生了垢下腐蚀。结合套管酸化压裂作业过程，酸中的缓蚀剂被岩层矿物吸附，从地层返排的残酸腐蚀性增强[12]。因此，穿透性强、体积小的 Cl^- 离子能轻易穿透垢层及氧化层，并聚集吸附在局部位置形成微观腐蚀原电池，造成了氧化膜层完整性与连续性下降，且与金

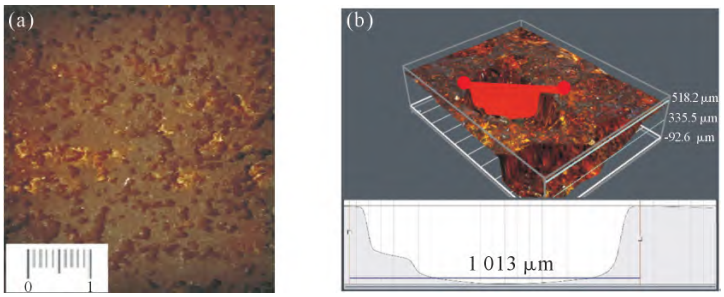

图 6 失效套管内表面形貌：(a) 宏观形貌，(b) 局部形貌
Fig.6 Morphology of corrosion pits on the inner surface of the failure casing: (a) macroscopic morphology, (b) local morphology

(C)1994-2023 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

图 7 断口宏观形貌

Fig.7 Macro morphology of the fracture surface

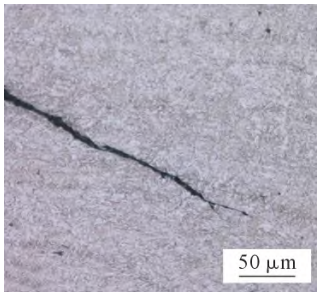

图 8 断口附近金相组织

Fig.8 Metallographic microstructure near the fracture

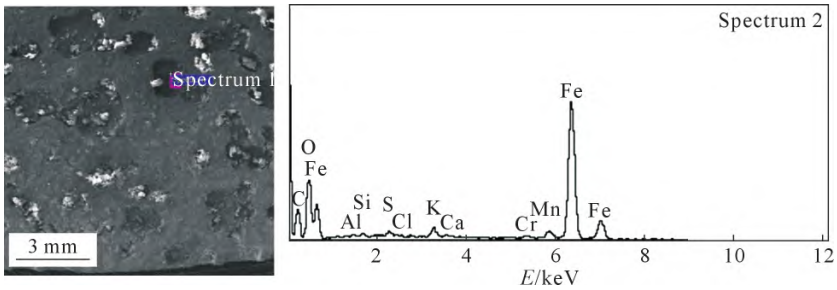

图 9 腐蚀坑腐蚀产物能谱分析

Fig.9 The corrosion products in corrosion pits by energy spectrum analysis

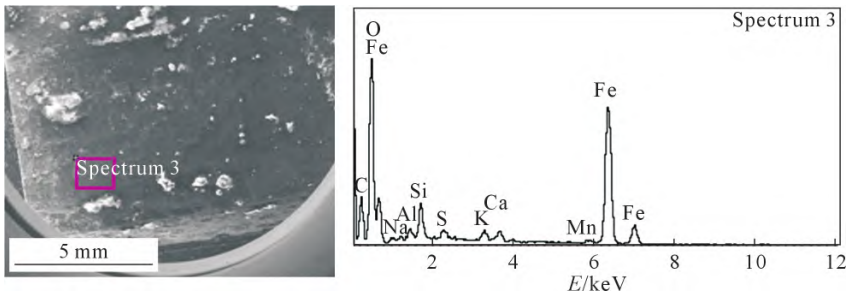

图 10 裂纹尖端腐蚀产物能谱分析

Fig.10 The corrosion products around the crack tip by energy spectrum analysis

表5 腐蚀坑腐蚀产物能谱分析结果 *w*/%

Tab.5 The results of corrosion products in the corrosion pit by energy spectrum analysis

测试点	C	O	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Cr	Mn	Fe	Total
腐蚀坑	16.21	24.26	0.50	1.41	0.39	0.09	1.73	0.34	0.47	1.30	53.30	100.00

属基体的结合力降低，促进点蚀坑形成并快速向纵深发展[13]。套管施工作业过程中，压裂液为酸基压裂液及多相压裂液，这类压裂液含有一定量腐蚀性较强的 KCl，对压裂工具及外围套管等会产生极大的腐蚀破坏，通过上述分析可以判断腐蚀坑是套管发生断裂失效的一个原因。

对裂纹区域能谱分析发现裂纹内壁区域含有 Al、O 等元素，分析结果见图 10 和表 6。

在其他区域能谱分析中均未发现 Al 元素，在套管施工作业过程及取套管过程均不存在 Al 元素，检测结果说明在断裂位置存在 B 类(氧化铝类)非金属夹杂物。B 类非金属夹杂属于脆性夹杂，与套管金属基体不相溶，当轧制形变时，B 类非金属夹杂变形破碎成具有尖锐菱角夹杂，且通常成链状分布在基体中，破坏基体金属的连续性[14]。因此，B 类非金属夹杂是套管失效的另一个主要原因。

2.6 套管服役工况有限元模拟

失效套管位于距井口 300 m 处，承受拉应力，在循环压裂作业过程中套管同时承受内压作用。依据套管规格采用有限元软件建立分析模型，模型 1(无缺陷)、模型 2(含腐蚀坑缺陷)、模型 3(腐蚀坑及非金属夹杂的复合缺陷)。通过理论计算钢管内压屈服为 73.4 MPa。对模型 1 分别施加 52.5、73.5 及 95 MPa 内压载荷，计算 Mises 应力场。如图 11 所示，当内压

表 6 裂纹尖端腐蚀产物能谱分析结果 *w*/%

Tab.6 The results of corrosion products around the crack tip by energy spectrum analysis

测试点	C	O	Al	Na	Si	S	K	Ca	Mn	Fe	Total
裂纹内壁	21.42	36.12	0.84	0.67	2.10	0.63	0.80	0.85	0.51	36.07	100.00

(C)1994-2023 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

低于 95 MPa 时，管体内壁最大应力值未达到材料屈服强度，当内压达到 95 MPa 时，管体内部最大应力超过屈服强度，管体失效。

模型 2(内壁含深度 0.5mm 腐蚀坑)，对套管施加 52.5 MPa 内压时，最大应力为 604.1 MPa，位于腐蚀坑底部。内压 64 MPa 时，最大应力为 736.5 MPa，位于腐蚀坑底部，超过管体屈服强度，管体失效，计算结果如图 12 所示。

模型 3(腐蚀坑及长轴 0.5 mm、短轴 0.4 mm 的内部缺陷)，对套管施加内压 47 MPa 时，最大应力 735.4 MPa 管体内部最大应力超过屈服强度，管体失效计算结果如图 13 所示。

数值模拟计算结果表明，当管体无缺陷时，承压能力达 95 MPa，套管承压能力远高于压裂施工压力，套管不会发生失效。当管壁存在 0.5 mm 腐蚀坑缺陷时，腐蚀坑底存在应力集中，承压能力下降，由 95 MPa 降低到 64 MPa，此时套管仍能满足压裂作业承压要求。当套管被腐蚀后，即套管在酸化压裂条件下产生腐蚀坑，并且套管内部存在具有尖锐菱角的非金属夹杂物。该夹杂物与基体材料的不相溶性进一步引发缺口效应，改变了其附近应力状态，致使夹杂物与基体界面处形成多轴应力状态。多轴应力状态限制了该处用来缓解应力集中的塑性变形，最终导致套管承压能力大幅降低，当施工压力达到 47 MPa 时，套管不能满足压裂作业承压要求。同时计算管体最大应力为 735.4 MPa，超过管体屈服强度，套管发生开裂失效，此时套管的承压能力远低于套管设计标准要求。因此，具有内部缺陷的套管在酸化压裂过程中，由于腐蚀与非金属夹杂缺陷的存在，导致抗内压强度降低，套管在拉伸与内压复合外力作用下，沿腐蚀坑底应力集中部位发生开裂[15-17]。

3 结论

(1)实验分析结果表明，套管理化性能满足产品标准。

(2)酸化压裂作业过程导致套管发生点蚀，套管内壁存在大量腐蚀坑。断口分析表明，套管本体存在 B 类非金属夹杂物。

(3)数值模拟结果表明，套管开裂失效的主要原因是由于套管存在腐蚀坑及非金属夹杂物，在复合

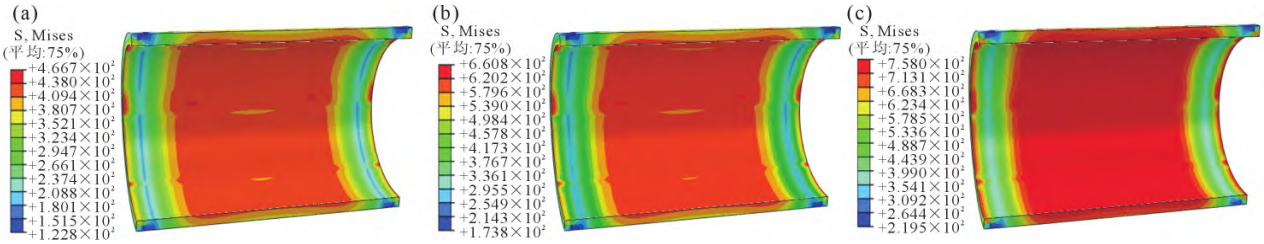

图 11 不同内压载荷条件下模型 1 的 Mises 应力场：(a) 52.5 MPa，(b) 73.5 MPa，(c) 95 MPa
Fig.11 Mises stress fields of model 1 under different inner loads: (a) 52.5 MPa, (b) 73.5 MPa, (c) 95 MPa

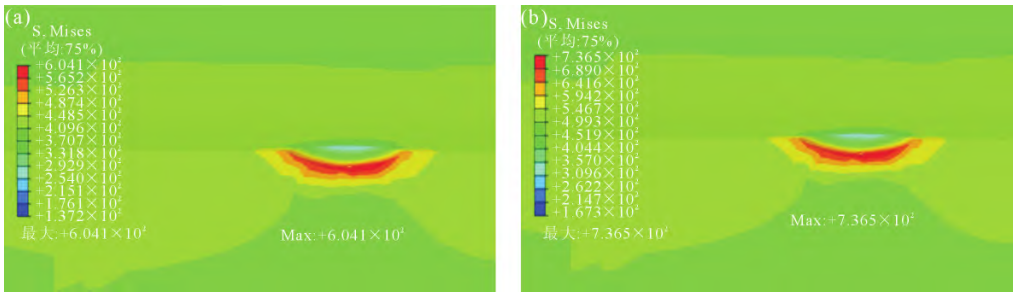

图 12 不同内压载荷条件下模型 2 的 Mises 应力场：(a) 52.5 MPa，(b) 64 MPa
Fig.12 Mises stress fields of model 2 under different inner loads: (a) 52.5 MPa, (b) 64 MPa

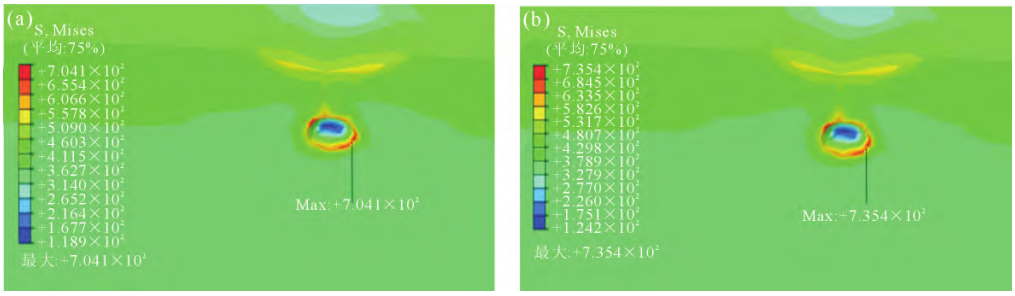

图 13 不同内压载荷条件下模型 2 的 Mises 应力场：(a) 45 MPa，(b) 47 MPa
Fig.13 Mises stress fields of model 3 under different inner loads: (a) 45 MPa, (b) 47 MPa

(C)1994-2023 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

载荷作用下套管的抗内压能力由 95 MPa 降低至 47 MPa。在 52.5 MPa 压裂压力作用下，管体从腐蚀坑底沿原始缺陷方向发生开裂失效。

因此，为避免此类失效事故发生应严格控制管材质量，对管材进行 100%探伤，避免使用的管材存在原始缺陷；要添加适宜的酸化缓蚀剂来减缓腐蚀，同时严格控制酸化及残酸返排作业的时间，尽可能减少酸液在管柱内的停留从而减少对管材的腐蚀。

参考文献：

[1] 卢小庆，吕庆钢，张永，等. 某超深复杂井二开套管井下泄漏原因分析[J]. 钢管，2020, 49(1): 47-51.
LU X Q, LV Q G, ZHANG Y, et al. Investigation of reasons for in-well leakage of secondary-drilling casing as used in a certain extra-deep complicated well[J]. Steel Pipe, 2020, 49(1): 47-51.

[2] 张弘，袁光杰，李国韬，等. 气井油套管泄漏流场的数值模拟研究[J]. 石油机械，2020, 48(12): 123-129.
ZHANG H, YUAN G J, LI G T, et al. Numerical simulation of leakage flow field for tubing and casing in gas wells[J]. China Petroleum Machinery, 2020, 48(12): 123-129.

[3] 侯帅帅，曾现琛，付春霞，等. 304 不锈钢管泄漏失效分析[J]. 材料保护，2021, 54(8): 183-186.
HOU S S, ZENG X S, FU C X, et al. Analysis on leakage failure of 304 stainless steel pipe[J]. Materials Protection, 2021, 54(8): 183-186.

[4] 滕学清，杨向同，吕拴录，等. HXA7-7 定向井套管泄漏原因分析[J]. 理化检验–物理分册，2018, 54(3): 195-197.
TENG X Q, YANG X T, LV S L, et al. Cause analysis of casing leakage in HXA7-7 directional well[J]. Physical Testing and Chemical Analysis (Part A: Physical Testing), 2018, 54(3): 195-197.

[5] 于浩，练章华，林铁军. 页岩气压裂过程套管失效机理有限元分析[J]. 石油机械，2014, 42(8): 84-93.
YU H, LIAN Z H, LIN T J. Finite element analysis of failure mechanism of casing during shale gas fracturing[J]. China Petroleum Machinery, 2014, 42(8): 84-93.

[6] 冯耀荣，付安庆，王建东，等. 复杂工况油套管柱失效控制与完整性技术研究进展及展望[J]. 天然气工业，2020, 40(2): 106-114.
FENG Y R, FU A Q, WANG J D, et al. Failure control and integrity technologies tubing/casing string under complicated working conditions: Research progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2):106-114.

[7] 李鹤林. 油井管发展动向及若干热点问题(上)[J]. 钢管，2005(6): 1-6.
LI H L. Development trend of O. C. T. G. and related topics of general interest (Part Ⅰ)[J]. Steel Pipe, 2005(6): 1-6.

[8] 周波，朱建雷，李宁. P110 油管腐蚀穿孔原因分析[J]. 理化检验－物理分册，2016, 52(5): 335-338.
ZHOU B, ZHU J L, LI N. Causes analysis on corrosion perforation of a P110 oil tube[J]. Physical Testing and Chemical Analysis (Part A: Physical Testing), 2016, 52(5): 335-338.

[9] 赵映辉，唐永槐，等. ϕ73.02 mm×5.51 mm P110 油管腐蚀原因分析[J]. 钢管，2016, 45(2): 59-62.
ZHAO Y H, TANG Y H, et al. Investigation of causes for corrosion of ϕ73.02 mm×5.51 mm P110 tubing[J]. Steel Pipe, 2016, 45(2): 59-62.

[10] 李鹤林，李平全，冯耀荣. 石油钻柱失效分析及预防[M]. 北京：石油工业出版社，1999.
LI H L, LI P Q, FENG Y R. Failure analysis and prevention of oil drill string[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.

[11] 套管和油管规范：API Spec 5CT[S]. Washington DC: API, 2018.
Specification for casing and tubing. API Spec 5CT[S]. Washington DC: API, 2018.

[12] 石志英，田震宇，陈丽. 酸化残酸腐蚀性研究及防治[J]. 石油钻探技术，1999, 6(3): 52-53.
SHI Z Y, TIAN Z Y, CHEN L. Study and prevention of corrosion of acidizing residual acid [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 1999, 6(3): 52-53.

[13] 周卫军，严密林，王成达. N80S 抗硫油管钢在含 CO_2、微量 H_2S 及高浓度 Cl^- 腐蚀介质中的腐蚀行为[J]. 腐蚀科学与防护技术，2007, 19(3): 192-195.
ZHOU W J, YAN M L, WANG C D. Corrosion behavior of N80 tubing steel in medium containing carbon dioxide, hydrogen sulfide and high chlorine ions[J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2007, 19(3): 192-195.

[14] 王春芳，李文成，李继康. 钢中非金属夹杂物及对性能的影响[J]. 物理测试，2018, 36(4): 25-29.
WANG C F, LI W C, LI J K. Non-metallic inclusions in steel and their effects on properties[J]. Physics Examination and Testing, 2018, 36(4): 25-29.

[15] 徐孝轩，朱原原，付安庆，等. 酸性油气田 C110 套管断裂失效分析[J]. 材料保护，2019, 52(3): 138-141.
XU X X, ZHU Y Y, FU A Q, et al. Analysis on fracture failure of C110 casing in acidy oil and gas field[J]. Materials Protection, 2019, 52(3): 138-141.

[16] 张辉. 某油井油管短节断裂原因分析[J]. 理化检验–物理分册，2018, 54(6): 457-462.
ZHANG H. Cause analysis on fracture of tubing joint in an oil well [J]. Physical Testing and Chemical Analysis (Part A: Physical Testing), 2018, 54(6): 457-462.

[17] 王鹏，刘文红，路彩虹，等. P110 钢级油管接箍开裂失效分析[J]. 理化检验–物理分册，2015, 51(4): 293-296.
WANG P, LIU W H, LU C H, et al. Failure analysis on cracking of P110 grade tubing couplings[J]. Physical Testing and Chemical Analysis (Part A: Physical Testing), 2015, 51(4): 293-296.

(C)1994-2023 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net