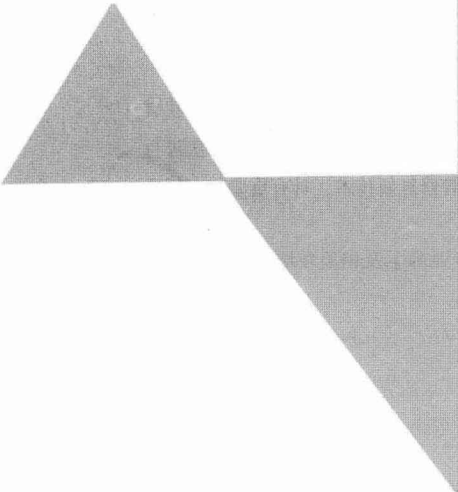


井下套管柱理论分析与损伤修复技术

JINGXIATAOGUANZHULILUNFENXI
YUSUNSHANGXIUFUJISHU

李文魁◎著

石油工业出版社



井下套管柱理论分析与损伤修复技术

JINGXIATAOGUANZHULILUNFENXI
YUSUNSHANGXIUFUJISHU

李文魁◎著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书从油气田套管损坏概况、损坏原因及损坏类型出发,对井壁稳定性和在役井下套管柱进行了力学分析,并对井下在役套管柱的强度、井下套管柱可能发生的失效检测方法进行了较为系统的分析研究,在此基础上研发出油气井损伤套管修复新技术,具有重要的应用价值和重大的工程意义。

本书适合石油工程技术人员、高等院校(所)相关专业师生及相关领域工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

井下套管柱理论分析与损伤修复技术/李文魁著.

北京:石油工业出版社,2010.5

ISBN 978-7-5021-7676-1

I. 井…

II. 李…

III. 井下管柱-套管(钻孔)-损伤(力学)-故障修复

IV. ①TE931.07 ②TE925.07

中国版本图书馆CIP数据核字(2010)第035663号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

编辑部:(010) 64523562 发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店

排 版:北京时代澄宇科技有限公司

印 刷:中国石油报社印刷厂

2010年5月第1版 2010年5月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:10.75

字数:269千字 印数:1—1000册

定价:35.00元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

序

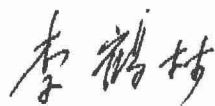
油气田井下套管往往处于高温高压、多相介质等恶劣环境，以及地应力作用和人为作业等复杂工况中，由此造成的套管失效不仅严重地妨碍了石油和天然气的正常开采及生产井的后续作业，直接影响油田油气产量，而且会使层系布局越来越不合理、注采井网失去平衡，从而降低水驱控制储量和水驱动用储量，造成巨大油气资源浪费，有时还引发井喷等恶性事故，造成人员伤亡、停工停产、环境污染等重大事故。套管的损坏一直困扰着油气田的正常开发与生产，是油气田开发的重大难题之一。

本书基于各工况下载荷分析，从中找出最危险的载荷组合，通过大量的计算分析认为：大多数油井套管的损坏是由非均匀外载引起的，其中盐岩、泥岩塑性流变引起的非均匀挤压是造成套管损坏的重要原因之一，而局部集中载荷使套管抗外挤能力大大降低。所以，在地应力分布不均匀的塑性流动地层进行管柱设计时必须考虑不均匀载荷的影响。

在役井下套管柱不是一个孤立体，因此必须考虑其所处环境的影响。本书首次较为完整、系统地从井壁稳定、力学与失效分析、强度分析、损伤检测方法以及损伤套管修复新技术的研究与应用等多方面研究了井下套管体系，并取得了一些理论成果，开发出了实用的修复新技术，旨在解决困扰油田生产的重大难题，以延长油气生产井（套管）的使用寿命，提高油气最终采收率。

本书的出版对油气田井下套管损伤机理研究和损伤套管的修复都将起到积极的指导作用。

中国工程院院士



2010年2月

前 言

油气田井下套管的损坏问题一直是困扰油气田开发的重大难题之一。油气开采系统往往处于高温高压、多相介质环境,以及地应力作用和人为作业等复杂工况中,由此造成的套管失效不仅严重地妨碍了石油和天然气的正常开采及生产井的后续作业,直接影响油田油气产量,而且会使层系布局越来越不合理、注采井网失去平衡,从而降低水驱控制储量和水驱动用储量,造成巨大油气资源浪费,有时还引发井喷等恶性事故,造成人员伤亡、停工停产、环境污染等重大事故。

本书的目的是揭示套管损坏的根源、研究油气水井套管损坏的机理,并以此为基础形成了一套油田套管损坏检测方法、预测与预防措施、套损井修复的综合治理技术,旨在解决困扰油田生产的重大难题,以延长油气生产井(套管)的使用寿命,提高油气最终采收率。

通过开展油气田套管损坏(简称为套损)现状调查及损坏类型与影响因素分析认为:从套损根源看,只有对套损机理尤其是套损的力学机理有充分的认识,才能从根本上找到套损的原因,为制定行之有效的套损防治措施提供可靠的依据。本书首次提出将套损原因按大类分为力的作用和腐蚀作用。

在役井下套管柱不是一个孤立体,因此必须考虑其所处环境的影响。本书首次较为完整、系统地从井壁稳定、力学与失效分析、强度分析、损伤检测方法以及套管修复新技术的研究与应用等多方面研究了井下套管体系,并取得了一些理论成果、开发出了实用的修复新技术。

基于对地层井壁的稳定性力学、化学及其耦合分析,认为力学因素造成的井眼不稳定直接由钻井操作引起。井壁不稳定一是由于钻井液密度过低,即井内钻井液柱压力过低导致井壁发生剪切垮塌;二是由于钻井液密度过高,使井壁发生张性破坏。理论上钻井液存在一合理范围,上限对应破裂压力,下限对应坍塌压力,此范围为安全钻井液密度窗口。安全钻井液压力窗口越宽,钻井时井壁将越稳定。而钻井液与地层的水化作用使地层力学参数发生改变,从而也造成冲溶性井眼垮塌,破坏程度取决于与之接触的钻井液组分及与钻井液接触的时间。可见,要保持井眼稳定,必须选择合理的钻井液,不仅要求钻井液密度合理,而且对钻井液组分的防塌能力也有特殊的要求。

通过井下套管柱受力建模分析认为套管柱居中度控制是影响固井质量的主要因素之一。本书根据套管柱工作状态,选取整体套管柱为研究对象,在考虑套管柱结构、上下边界和外载荷的基础上,着重考虑了套管柱与井壁的接触摩擦非线性和扶正器的弹性变形,建立了整体套管柱非线性力学模型。

岩石蠕变实验表明岩石蠕变参数与其含水量关系很大,含水率越高,岩石越容易蠕变。蠕变率高的地层中套管围压也相对较高,地层压力全部作用到套管上的时间相对较早。由此可以认为,含水率较高的泥岩层其蠕变率也相应较高,地层压力较早地作用到套管上是泥岩段套管损坏率高于其他井段的重要原因。

以地应力场作用下盐岩、泥岩等塑性流变引起的非均匀载荷为前提,对岩层—水泥环—

套管组合系统进行了理论分析。分析认为大多数油井套管的损坏是由非均匀外载引起的,其中,盐岩、泥岩塑性流变引起的非均匀挤压是造成套管损坏的重要原因之一,套管外壁载荷由均匀分布($n=1$)变为不均匀分布($n<1$)时,套管抗挤毁强度迅速降低,而局部集中载荷使套管抗外挤能力大大降低。所以,在地应力分布不均匀的塑性流动地层,管柱设计时必须考虑不均匀载荷的影响。

基于各工况下载荷分析,从中找出最危险的载荷组合。套管围压即是井下套管柱的主要载荷,准确地分析井下套管柱的围压是套管柱强度设计的基础。结合考虑磨损、腐蚀和高温对套管强度的影响,选择满足强度要求、生产条件需要和服役寿命要求的套管组合。

挤毁压力计算表明,钻柱与套管之间的接触力是影响井下套管磨损程度的主要因素之一。基于套管磨损前后的有限元分析结果表明套管的抗挤毁强度与不均匀磨损量近似成线性关系。随着套管磨损量的增大,套管的抗挤毁强度随之下降,而且,套管抗挤毁强度下降量与磨损量的大小成比例关系。

通过射孔建模与计算射孔孔径、孔密等参数对套管强度影响表明:随着射孔孔径、孔密的增加,套管强度系数有减小趋势;在射孔参数相同时,随地层外挤压力的增大,套管内应力呈线性规律增大。

仿真力学模拟研究可仿真模拟出抵抗复杂力学系统载荷作用下的套管柱,为套管柱的设计提供理论依据,为研究套管破坏、变形提供了新的思路和分析方法。单层套管与采用双层组合套管后的套管空间有限元仿真模拟结果表明:采用双层组合套管提高套管柱强度后,套管柱的抗变形能力得以明显提高。

基于理论分析和大量的地面试验研究,首次提出并在油田实施“卷管法修补油层损伤套管技术”,成功地解决了套损井补贴存在的问题;首次采用“外刻槽修井弹整形技术”,使修井弹铝合金壳体爆炸后形成碎片,从而不会产生新的套管损坏,有效地保证了施工作业的安全性和可靠性。理论计算与地面试验得出井下单位长度的用药量大约是地面套管外无支撑时的1~3倍。

为了研究爆炸整形对套管材质的影响,对原始套管、变形套管和爆炸整形后的套管分别进行了力学性能试验、金相分析,结果表明爆胀整形和一般爆炸加工对材料性能的影响是一致的,原始状态或压坑变形的套管经爆炸胀形,材料强度、硬度有所提高,塑性有所下降,即产生爆炸硬化现象。这一特点使爆炸焊接方法适用于焊接硬化加工过的和热处理过的材料而不影响它们的性能。其硬化幅度随着总的塑性增加而增大,现场检测表明整形后套管强度增大,稳定性增强,爆炸胀形后材料的显微组织仍保留原始状态的显微组织。爆炸焊接作为一种独特的适用方法,能将用于传统的熔接焊接方法不能焊接在一起的不同类金属焊接在一起。

本书得到了相关基金和应用基础研究项目的联合资助。同时还得到了很多学者与同行的大力支持和热情帮助,尤其是李星漫同志对本书的布局、内容修改提出了许多中肯意见、做了大量实质性工作,在此一并表示衷心感谢。

感谢石油工业出版社为本书的出版付出的辛勤劳动。感谢所有给予关心、支持和帮助的朋友们。

由于编者水平所限,书中难免有疏漏与不妥之处,恳请专家与读者批评指正。

作 者
2010年1月

目 录

1 概述	(1)
1.1 油气田套管损坏概况、损坏原因及损坏类型	(1)
1.1.1 油气田套管损坏概况	(1)
1.1.2 油气田套管损坏原因分析	(3)
1.1.3 国内油气田套管损坏的大致类型	(9)
1.2 国内外油田套管损坏的研究现状	(11)
1.3 本书的研究意义及主要研究内容	(14)
1.3.1 本书的研究意义	(14)
1.3.2 本书的主要研究内容	(15)
1.4 本章小结	(16)
参考文献	(16)
2 井壁稳定性力学分析	(19)
2.1 井壁稳定性概述	(19)
2.2 井壁不稳定地层分类	(20)
2.3 井壁稳定性判断准则	(22)
2.3.1 库仑—摩尔准则	(22)
2.3.2 Drucker—Prager 准则	(23)
2.3.3 Lade 准则	(25)
2.3.4 拉伸破坏模型	(25)
2.4 井壁失稳影响因素分析	(26)
2.4.1 井壁失稳力学分析	(26)
2.4.2 井壁失稳的化学机理分析	(29)
2.4.3 井壁稳定的力学和化学耦合分析	(29)
2.4.4 井壁力学稳定性影响因素及局限性分析	(33)
2.5 钻井液和泥页岩的传递作用及对井壁稳定性的影响	(35)
2.5.1 钻井液和泥页岩间传递作用及机理	(35)
2.5.2 传递作用对井壁稳定性的影响	(37)

2.6 硬脆性泥页岩井壁稳定的应力场分析	(37)
2.6.1 等效弹性—损伤柔度张量及本构方程	(37)
2.6.2 井眼周围的应力场计算	(40)
2.7 蠕变地层中井壁围岩的围压分析	(41)
2.7.1 同心井眼中井壁围岩的围压分析	(41)
2.7.2 偏心井眼中井壁围岩的应力和位移分析	(43)
2.8 本章小结	(45)
参考文献	(46)
3 在役井下套管柱的力学分析	(48)
3.1 油气井井下套管柱力学模型的建立	(48)
3.1.1 几何方程的建立	(48)
3.1.2 井下管柱的本构方程	(49)
3.1.3 井下套管柱受力分析模型	(49)
3.1.4 间隙元法与居中度分析	(50)
3.2 在役井下套管柱的受力分析	(52)
3.2.1 选择应力势函数	(52)
3.2.2 由定解条件确定待定系数	(52)
3.2.3 求套管柱应力及位移	(52)
3.2.4 套管柱围压分析与计算	(54)
3.3 井下套管柱临界外压分析	(58)
3.3.1 井下套管柱外压	(58)
3.3.2 轴向载荷作用下套管柱的临界外压分析	(59)
3.3.3 局部集中力作用下套管柱的临界外压分析	(63)
3.4 非均匀地应力作用下套管柱的受力分析	(66)
3.4.1 受力模型及其简化	(66)
3.4.2 均匀外压和均匀内压作用下套管柱的受力分析	(67)
3.4.3 非均匀压力和非均匀切向力作用下套管柱的受力分析	(68)
3.5 高压异常地层套管柱外挤力分析	(69)
3.5.1 高压异常地层套管柱受力的力学模型	(70)
3.5.2 力学模型的计算结果分析	(72)
3.6 生产作业措施对井下套管柱产生附加力的作用	(72)
3.6.1 热采井套管柱围压和应力分析	(72)
3.6.2 油田注水引起套管柱外挤力分析	(78)
3.7 本章小结	(80)
参考文献	(82)

4 井下在役套管柱的强度分析	(85)
4.1 井下套管柱强度设计原则	(85)
4.1.1 井下套管柱强度设计一般流程	(85)
4.1.2 井下套管柱强度优化设计模型	(86)
4.1.3 井下套管柱强度设计方法与准则	(86)
4.1.4 井下套管柱强度设计应遵循的原则	(87)
4.2 缺陷对套管柱抗挤强度的影响	(88)
4.2.1 理想圆管模型的建立与求解	(88)
4.2.2 考虑套管制造缺陷的模型修正	(89)
4.2.3 参数敏感性分析	(90)
4.2.4 本节符号说明	(91)
4.3 磨损对套管柱抗挤强度的影响	(91)
4.3.1 套管磨损物理模型	(91)
4.3.2 套管磨损对挤毁影响的有限元计算	(92)
4.3.3 磨损套管挤毁强度计算	(94)
4.4 不均匀载荷对套管柱抗挤强度的影响	(96)
4.4.1 受力分布模型	(96)
4.4.2 不均匀载荷作用下套管柱挤毁的机理	(97)
4.4.3 载荷不均度对套管柱挤毁强度的影响	(97)
4.4.4 不均匀载荷对套管柱径向变形的影响	(98)
4.4.5 偏心量对套管柱抗挤毁强度的影响	(98)
4.5 油气井井下正常作业措施对套管柱强度的影响	(99)
4.5.1 射孔作业对井下套管柱强度的影响	(99)
4.5.2 压裂作业对井下套管柱强度的影响	(103)
4.5.3 高压注水作业对井下套管柱强度的影响	(104)
4.6 井下在役套管柱损伤程度与抗挤能力评估分析	(107)
4.6.1 钻柱与套管接触力分析	(108)
4.6.2 井下在役套管柱损伤程度评估	(109)
4.6.3 磨损套管抗挤强度分析	(112)
4.6.4 本节符号说明	(113)
4.7 本章小结	(114)
参考文献	(117)
5 油气井损伤套管修复技术的研究与应用	(119)
5.1 井下套管损坏原因分析与套管柱力学模拟研究	(120)
5.1.1 套损原因分析	(120)
5.1.2 油气井井下套管柱变形的仿真力学模型	(123)

5.2 井下套管损伤的检测方法、预防措施与修复技术 (127)

5.2.1 井下套管损伤的检测方法 (127)

5.2.2 井下套管损坏的预防措施 (129)

5.2.3 井下损坏套管的修复技术介绍 (131)

5.3 燃爆修井技术研究 with 修复效果分析 (134)

5.3.1 爆炸整形技术 (134)

5.3.2 燃爆补贴技术 (144)

5.3.3 爆炸整形与燃爆补贴技术下井工艺与现场应用效果 (148)

5.3.4 爆炸修套技术的现场施工要求及安全技术 (152)

5.4 本章小结 (153)

参考文献 (155)

6 主要认识与结论 (157)

致谢 (159)

1 概 述

1.1 油气田套管损坏概况、损坏原因及损坏类型

1.1.1 油气田套管损坏概况

油气田井下套管的损坏问题一直是困扰油气田开发的最严重的问题之一。油气开采系统往往处于高温高压、多相介质环境,以及地应力作用和人为作业等相互交叉的复杂工况中,这类工况环境势必对油气田井下套管产生两大作用:一类是力的作用使套管产生缩颈变形、撕裂或断裂、扭曲变形或错断等;另一类是由于地层腐蚀、井中微生物腐蚀等导致油气井套管出现腐蚀穿孔,造成井漏、窜层等现象,以及影响井的后续作业,严重地影响着石油和天然气的正常开采,有时还引发井喷等恶性事故,造成人员伤亡、停工停产、环境污染等重大事故。

据大庆、胜利、辽河、中原、长庆、塔里木、大港、冀东、吉林、玉门、华北、江汉等油田的调查表明:大庆油田 1985—1986 年相继出现了 4 个成片套损区,其间年套损井数达 528 口,1991—1995 年 4 年间共发现套损井 1115 口,到 1999 年 11 月底累计发现 6800 口损坏井,占投产井总数的 16.39%,几乎平均每投产 6 口井就有 1 口井损坏,截止到 2001 年大庆油田套损井数达 8312 口,占投产井总数的 16.72%,表 1-1 为大庆油田各油区 1999 年套损情况统计;胜利油田自 1972 年发现第一口套管损坏井以来,套管损坏的数量呈逐年递增的趋势。1983 年以后,套管损坏的数量急剧增加,通过对 1992 年以前全油田的调查,表明 1972—1992 年的 20 年间,总的损坏井数为 1659 口,占总井数的 10%。以后又分别对全油田几个主要采油厂作了调查研究,其中孤岛采油厂到 1995 年的套损井数为 782 口,占总数的 25%,胜坨采油厂到 1995 年共发现套管损坏井 643 口,占当时总井数的 24%,到 2001 年 10 月损坏井数为 1112 口,占总井数的 1/3。1992 年以后没有对整个胜利油田套管损坏井的情况进行全面调查,估计目前套损井总井数不少于 3000 口,表 1-2 为胜利油田 1992 年套管损坏井统计;中原油田截止到 2001 年年底,全油田累计发现套损井 1672 口,通过对其中的 996 口套损井进行调查统计其套损井分布统计见表 1-3;冀东油田截止到 2000 年年底油田套管损坏井共计 125 口,占全油田油水井总数的 20.4%,表 1-4 为冀东油田套损井年增长率情况。其他油田也都不同程度地存在井下套管损坏现象,尤其是进入开发中后期的油田,套损现象更为严重。

国外油气田也无一例外地存在着套管损坏的情况。例如苏联的西西伯利亚油田,由于地层蠕变流动使套管损坏,导致 10% 的油井停产。1991 年以前北高加索的气田和凝析油田已有 600 多口井的套管遭到了破坏,土库曼地区有很厚的盐层,套管损坏更为严重。在班卡·达勒威拉油田有 30% 的井因为套管损坏而停产;在美国得克萨斯油田、威明顿油田、墨西哥

湾油田、苏伊士湾油田等，也有同样情况的套管损坏问题。威明顿油田开发不到 10 年，发现套管损坏井的数量就已占到了总井数的 41%。

表 1-1 大庆油田各油区 1999 年套损情况估计

油区	井别	投产井数（口）	套损井累计（口）	占投产井比例（%）
喇萨杏区块	油井	19907	3064	15.30
	注水井	10727	3012	28.08
	合计	30634	6076	19.78
长垣南部	油井	2378	104	4.37
	注水井	799	264	33.04
	合计	3177	368	11.58
外围区块	油井	5501	110	2.00
	注水井	2166	264	12.19
	合计	7667	374	4.88
全油田	油井	27786	3260	11.73
	注水井	13692	3540	25.85
	合计	41478	6800	16.39

表 1-2 胜利油田各采油厂 1992 年套损情况统计

采油厂	井数（口）		
	油井	水井	合计
孤岛	386	223	609
胜利	125	187	312
河口	77	76	156
东辛	86	66	152
临盘	78	44	122
滨南	73	33	106
孤东	92	12	104
现河	22	20	42
清河	22	12	34
纯梁	13	4	17
桩西	8	0	8
合计	982	677	1659

表 1-3 中原油田套损井井段分布统计

统计井数 （口）	水泥返高以上		盐膏层段		产生井段		其他	
	井数（口）	比例（%）	井数（口）	比例（%）	井数（口）	比例（%）	井数（口）	比例（%）
996	130	13.0	240	24.1	466	46.8	160	16.1

表 1-4 冀东油田套管损坏并年增长率情况统计

时间	1996 年以前	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年
套管井数 (口)	35	47	61	80	96	125
年增长率 (%)	—	34.3	29.8	31.1	20	30.2

1.1.2 油气田套管损坏原因分析

大庆油田采油工程研究院的姜守华、大庆油田勘探开发研究院张宝玺、胜利油田的孟祥玉及西南石油大学的张先普等通过对国外资料的分析与整理,结合中国各油田套管损坏原因分析,对油气田套管产生损坏的原因作了较为全面的研究工作。概括起来,油气井套管损坏的原因可从以下几方面进行分析。

(1) 套损的地质因素。

地质因素是造成套损的主要原因,它包括构造应力、层间滑动、泥岩膨胀、盐岩层蠕变、油层出砂、地面下沉及油层压实等。

①围岩压力。

钻后,井眼周围的岩石中出现了临空面,原来的平衡状态遭到了破坏。当应力集中处的应力达到围岩的屈服极限,就有塑性变形发生,这种变形受到套管和套管外水泥环的限制,同时套管也受到围岩的反作用而产生变形损坏。

②泥岩膨胀和蠕变。

岩石具有蠕变和应力松弛的特征,岩石种类不同,其蠕变程度也不同,即使在自然地质条件下,岩石也会发生蠕变。泥岩中的黏土矿物尤其是蒙皂石、伊利石、高岭石,它们遇水会膨胀并发生蠕变。由于套管阻挡了这种蠕变和膨胀,就使套管外部负荷增加,随着时间的增长,该负荷会增大,当套管的抗压强度低于该外部负荷时,套管就会被挤压、挤扁乃至错断。苏联格罗兹内石油学院做过的泥岩膨胀和套管损坏关系试验表明,当泥岩吸水大于10%时,泥岩有较高的塑性,几乎将全部上覆岩压都转移至套管,使其变形损坏。如该泥岩在大区域内连续,在遇水膨胀后区域发生蠕变,是会使区域发生成片套损的。如大庆油田的采油一厂、四厂,美国密西西比州的24区块油田。

根据库仑—摩尔公式

$$\tau = C + (\delta - p) \operatorname{tg} \varphi \tag{1-1}$$

式中 τ ——岩石抗剪强度;
 C ——泥岩内聚力;
 φ ——内切角;
 δ ——正应力;
 p ——孔隙压力。

公式表明:随着泥页岩内聚力和内摩擦角的下降,岩石的抗剪强度也将大幅度下降,因此,随着泥页岩含水量增加,岩石的抗剪强度降低。注入水侵入泥页岩后,随着岩石的抗剪强度大幅度下降,在泥页岩或泥页岩、砂页岩的界面处,将逐步形成具有张性裂缝特征的次生软化结构面,从而破坏了地下岩体的连续性,使浸水域进一步蔓延,然后在浸水域前沿又形成新的岩石抗剪强度降低带,使软化结构面继续发展。当泥页岩浸水由局部扩大到面,为岩石蠕变、位移提供了条件。浸水域形成后,在地层倾角产生的地势压差等作用下,浸水域

上下界面相对位移，致使油水井套管挤压而损坏。

③现代地壳运动、地震和滑坡。

现代地壳运动（指地壳升降运动）能导致套管损坏。苏联的西西伯利亚油田的大部分套损都发生在地壳的动力应力区。苏联的巴拉哈内—萨布奇—拉马宁油田从 1937—1982 年间因套损报废 3200 口井，主要是由现代构造运动及其诱发的断层活化的综合作用而致。地震（新的构造运动）可能产生新的构造断裂和裂缝，也可能使原有的构造断裂和裂缝活化。苏联车臣—印古什地区是地震活化区。1960—1979 年，该区发生了 143 次地震，地震最高级达 7 级，套损与地震次数增加相吻合。

④油层出砂。

油井生产过程中出砂，会在下衬管层段形成空洞和坑道，在油层压实和地层压力下降的情况下，使围岩应力发生变化，由于形成空洞，就产生了一种力图恢复空洞上部（衬管带以下）已破坏的应力平衡，在空洞区和空洞上面地区之间的界面上产生切线应力区。如这些切线应力高于岩石破裂强度，空洞上的已泄压岩石就会坍塌，形成对套管的作用载荷，导致套损。

⑤地面下沉及油层压实。

由于地面下沉及油层压实而导致的套损在北海、墨西哥湾、加利福尼亚州（简称加州）、苏联及亚洲的油田中都有发现。在北海的 Ekofisk 油田、加州的 Beiridge 油田都有大量的套损是由地面下沉及油层压实造成的。这种原因造成的套损主要发生在产层、超压负荷或超压层附近的层内。

地面下沉及油层压实主要是在垂直应力的作用下，套管周围的岩石压实而导致应力发生变化，从而使套管在诱导拉张力及剪切力作用下发生弯曲或错断。

北海的 Ekofisk 油田、美国加州 Beiridge 油田等其他一些油田在注水开发前，其套损都是由地面下沉及油层压实作用而产生的。北海 Ekofisk 油田自 1970 年发现，1977 年投产，1978 年就首次由修井而发现有套损，从 1978 年到 1989 年的 12 年间就有 2/3 的投产井有套损并部分已报废，究其原因，主要是由于地面下沉及油层压实所致。

⑥盐岩蠕变。

盐层在高温、高压下的蠕变和塑性变形特别明显，在有水时盐岩和含盐泥岩软化，体积增加，向低压的井筒方向蠕动，致使套管损坏。由盐岩蠕动而造成的套损在包括科威特油田在内的中东地区的许多油田很常见，在美国的 Motana、北 Dakota 油田及中国的江汉油田都有出现。

⑦断层活动。

地层沿断层面移动造成油层套管大量损坏。如美国密西西比南帕斯 27 断块油田，全油田近 250 口生产井钻遇 4 条主断层（这 4 条都是暂时的正生长断层），其中 21 口井已报废。在北海 Ekofisk 油田，由于地面下沉及油层压实而导致断层受力不均而活化，从而使穿过或在断层附近的井发生套损。

（2）套损的腐蚀因素。

套管腐蚀是指原油天然气中含有的 S、CO₂ 和 H₂S，及地层水中和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe²⁺ 发生反应而腐蚀管体。腐蚀条件包括一定的温度、压力、Fe²⁺ 浓度及地层水中存在还原菌等，多数套管腐蚀与硫酸盐还原菌的作用有关（这在美国油井套管腐蚀中占 77%）。

当有腐蚀产物或结垢存在，且含有 O₂、H₂S、CO₂ 等任一种介质时，均可以在垢下形成

电偶电池腐蚀。以氧腐蚀为例，由于腐蚀产物的表面容易吸附许多氧原子，而氧浓度差的作用促使金属表面阴极极化，加速金属表面的腐蚀。

(3) 永冻层解冻和再结冻因素。

永冻层解冻和再结冻是寒冷地区套损的主要原因之一。当钻开永冻层和采油热流通过永冻层时，永冻层就开始解冻，解冻后造成上覆地层下沉，致使套管变形。如果完井后油井不能及时投产或间断生产，已解冻的永冻层还会重新结成冰层，体积增大，使套管损坏。这种现象在美国的普鲁得霍湾油田及西西伯利亚油田都有出现。

(4) 套损的工程技术因素。

①注水。

油田注水是二次采油的主要手段之一，它的目的是保持地层压力、防止或减缓地面下沉及油层压实，进而提高采收率。这种方法防止了地面下沉和油层压实进而减少了垂向或轴向应力，但增加了侧向或水平方向的应力。这样虽然减少了由轴向应力引起的套损，却增加了侧向应力（水平应力）引起的套损。随着注水压力的升高，注水井与采油井间的注采压差加大，特别是低渗透油田尤为明显。同时油层的孔隙压力也相应的升高，岩石骨架的剪切强度是随孔隙压力的升高而降低的。当注采压差大于岩石的剪切强度时，岩石就会因剪切而滑向油井方向而挤毁套管。

国家地震局地球物理研究所的李兴才等人对吉林扶余油田套损研究表明，吉林扶余油田自1973年注水开发以来，随注水年限及压力的提高，套损情况越来越严重。其原因主要是水力学作用或孔隙压力效应。

②高压注水及非平衡注水。

油田注水开发的实践表明，随着注水压力的增加及非平衡注水的实施，套损速度加快，大庆油田及吉林扶余油田就是如此。

高压注水引起地应力增加。地壳岩石都存在不同程度孔隙，而孔隙中可能有油、气和水存在，这就使地下的岩石成为一相为固体，另一相为孔隙流体。流体压力增加，必然导致水平应力增加。

高压注水会使砂岩层发生垂向膨胀，使得套管承受附加拉应力。高压注水时，如果油层物性差，连通性不好，就会在高压注水过程中形成高压区块。区块内压力上升，岩石骨架膨胀，吸水厚度增加。当地层吸水形成高压后，对倾角很小的砂岩层来讲，厚度变化量可用美国学者根据含油砂岩室内试验推导的理论公式来描述：

$$\Delta H = \Delta \phi H / (1 + \phi) \quad (1-2)$$

式中 ΔH ——砂岩厚度变化量，m；

Δ ——砂岩孔隙度变化量，无因次；

H ——吸水砂岩厚度，m；

ϕ ——砂岩原始孔隙度，无因次。

对于某一砂岩层，原始孔隙度是一个定值，其厚度变化量取决于不同地层压力下的孔隙度变化量和厚度。根据孔隙度定义，式（1-2）可变为：

$$\Delta H = C_r \Delta p H / (1 + \phi) \quad (1-3)$$

式中 Δp ——砂岩吸水前后地层压力变化量，MPa；

C_f ——砂岩的体积压缩系数, 1/MPa。

对于注水后砂岩的厚度变化, 有:

$$\Delta H = C_f(p_1 + p_0)H/(1 + \phi) \quad (1-4)$$

式中 p_1 ——砂岩层吸水后孔隙压力, MPa;

p_0 ——砂岩层原始地层压力, MPa。

在高压下岩石骨架膨胀, 当水泥环胶结良好时, 穿过该油层的套管随之伸长, 因而对套管产生了较大的附加拉应力。假设套管伸长量等于岩石的厚度变化, 根据材料力学理论, 可求出相应的拉应力 σ 。

$$\sigma = \varepsilon E = (\Delta H/H)E \quad (1-5)$$

式中 ε ——材料的应变, 无因次;

E ——杨氏模量, MPa。

附加拉应力的增加, 套管的抗挤强度下降, 套管易受挤压变形。

注水压力超过地层上覆压力, 吸水泥岩软弱层产生横向层间位移及纵向位移破坏套管。高压注入水压开泥岩层原生微裂纹、裂缝及层理面, 由于“水楔”作用而形成对套管的破坏力。“水楔”作用对套管的破坏力与注水压力, 泥岩层原生微裂纹、裂缝及层理的发育程度, 注入水进入泥岩层的通道有关(这种力大到一定程度时, 这些泥岩层同样会产生横向层间位移及纵向地层位移)。泥岩软弱层产生位移的大小与地层倾角、上覆地层的厚度、泥岩进水通道的难易有关。地层倾角愈大, 横向层间位移愈大, 上覆地层愈薄, 纵向位移愈大, 因此套管的损坏与构造位置、断层、固井封固质量等有明显的相关性。以大庆油田为例, 地层倾角大, 套管损坏率高, 变形井多。由于地层倾角大, 泥岩软弱层横向层间位移大, 故套管变形井中 85% 以上为单侧挤扁。据 139 口井统计, 套管损坏井占投产井总数的 56%, 其中变形井占套管损坏井总数的 74.66%。

注入水窜入地层界面泥岩破碎带挤坏套管。如吉林扶余油田青山口底界的泥岩层裂缝发育, 层理明显, 菱铁矿硬夹层形成坚硬的“透镜体”。注入水进入该地层且压力超过地层上覆压力时, 泥岩碎块坚硬的透镜体便沿水流方向产生位移使套管弯曲、挤扁、错断。

注入水窜入断层面破碎带且超过地层上覆压力时, 在特定条件下使断层上升挤坏套管。大庆油田南一区三排井区钻遇断层的有 36 口, 1974—1980 年套损井达 17 口, 占 47.2%。大庆榆林油田砂岩层套管损坏的主要原因就是因为高压注水引起砂岩垂直膨胀, 使得套管在砂岩段承受较大的拉应力, 套管的抗挤能力下降, 在径向挤压载荷作用下, 套管发生变形损坏。

高压注水开发虽然取得了明显的经济效益, 但也使油水井套管的工作环境不断恶化, 套管所受的负载不断增加, 套管自身出现薄弱环节, 容易造成岩层层段套管变形损坏。大庆油田在注水井注水压力提高到 10MPa 后, 套管损坏数逐年增加, 且始终高于油井套损数。外围油田的套损就是这种情况, 另外现在正在进行聚合物驱油的区, 由于注聚合物的压力相当于原注水压力的 1.5 倍左右, 虽然没有达到地层破裂压力, 但已超过原始井网的注水压力, 这无疑会加速老井的损坏速度, 因此在聚合物驱设计时就应考虑到这一点。

③酸化压裂。

酸化使油井附近的油层发生溶解作用, 会产生溶蚀或形成溶洞, 使套管周围受力不均, 从而导致套损。压裂则使地层压出裂缝, 即超过地层破裂压力, 这样会使油水井附近岩层受力不均, 再者由于压裂的重新定向而使裂缝的方向偏离所设计方向, 从而导致注水进入其他

层或泥岩层，使岩层受力遭到破坏，进而加快了套损。大庆外围油田的套损主要归因于高压注水及压裂酸化工艺。

美国加州 Beiridge 油田就是由于水力压裂而导致注水开采的套损井与注水开采前相比差不多。

④固井质量。

套管外水泥返高不够。长期以来，我国各油田在油、水井油层套管封固方面，由于技术、经济和井深等原因，大多数井固井时水泥浆不返到地面，而是返到某一深度。井口采取注水泥帽和焊环形铁板（下表层套管的井）等措施封固井口油层套管。注水泥帽封固深度一般在井深 30m 以上，有不少井仅封固 10m 左右。由于封固距离短，加之浅部地层井眼大、不规则等，常常造成混浆，使封固质量不好，卸下联顶节后，套管下沉。如江汉油田发现套管下沉井 64 口，下沉深度为 0.4 ~ 2.4m。据江汉油田 124 口套管损坏井分析，其中有 54 口井套管损坏在未封固井段，占 43.5%。江汉油田在套管损坏井中，水泥封固高度低于 500m 的井占套管损坏井数的 81%。水泥封固高度仅是套管总长的 6% ~ 37%。

套管内外压力不等。在封固井段，套管内为清水或泥浆（相对密度为 1.0 ~ 1.25），套管外为水泥浆（相对密度为 1.8 ~ 2.0），内外流体密度不同，所受压力不同，尤其当注水泥替泥浆或清水憋压时，在套管内突然产生高压，此时套管内壁压力大于套管外壁压力，在套管薄弱环节变形和破裂。

固井水泥候凝时温度变化大。由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间散热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，导致套管变形破裂。

固井封固质量。对固井封固质量的好坏只限于上不漏封、下不替空油层，试压合格，只规定管外不漏气、油、水的要求是很不够的。扶余油田套管损坏十分严重，高压注水是诱发因素，但注入水从深部油层窜到上部青山口、泉头组地层界面泥岩破碎带井段，则主要是固井封固质量不好造成的。大庆油田套管损坏的诱发因素仍然是高压注水。但南一区三排、西九、中七、东七排，中、西、东三排共有注水井 172 口，套管损坏井 79 口，套管损坏率 45.9%。尤其是南一区三排井区井口塌陷、管外冒水与地表地裂固井质量不好、注入水上窜密切相关。玉门老君庙、江汉油田也有类似情况。

井口固定不合理，油层套管封固高度过低。长期以来，中国在井口固定方面使用两种不太合理的方法：一种就是打水泥帽固定井口。如果水泥帽封固质量不好，则固完井卸掉联顶节后，套管就会下沉，江汉油田已发现下沉井 64 口，下沉深度 0.4 ~ 2m。套管柱未封固井段愈长，下沉愈严重。套管下沉就会使未封井段套管柱处于轴向压缩状态，位于裸眼中的套管便产生弯曲变形。二是固井水泥封固高度的设计，长期忽视了采油、采气及各种增产措施时井下压力、温度变化对未封井段套管受轴向拉、压力的作用。

⑤射孔产生裂缝。

射孔时产生的高压可导致套管破裂甚至变形。一般油层射孔密度为 10 孔/m，当射孔弹射穿套管时很可能在孔眼附近震裂，形成裂缝，若为注水井，在高压注水情况下则会加速套管损坏。大庆油田开发 20 年后，在 226 口套管损坏井中，在射孔井段套管损坏井占 23.5%。此外，对不同的地层及套管要选择不同的射孔枪及射孔弹以达到有的放矢，减少不必要的套损诱发因素。

⑥注水井作业。

注水井在注水及压裂等作业时，套管内压大于套管外压（地层压力），即注水压差作用