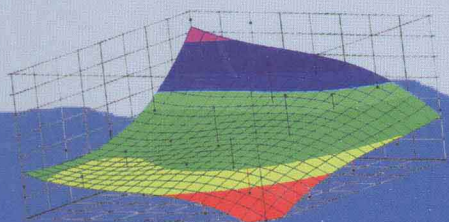


国家自然科学基金(51174170) 资助



热采井套管损坏 力学机理及数值模拟

刘建军 曾流芳 纪佑军 高聚同 著

Mechanical Mechanism and Numerical
Simulation of Casing Damage in Thermal
Production Oilfield



科学出版社

国家自然科学基金(51174170)资助

热采井套管损坏力学机理 及数值模拟

刘建军 曾流芳 著
纪佑军 高聚同

科学出版社

北 京

内 容 简 介

本书总结了作者近年来在热采井套管损坏方面的研究成果,并结合国内外相关研究成果,对热采井套管损坏的力学机理、数值预测及防控方法等做了较系统和全面的论述,提出基于渗流-温度-应力耦合理论的热采井套管受力计算和分析模型,通过数值模拟,揭示影响套管损坏的主要因素,给出现场防控的主要技术措施。研究成果对热采井套管保护具有重要的参考价值。全书共8章,内容包括热采井热力套损力学机理、套管受力数学力学模型、套管受力数值计算方法、套管损坏的影响因素分析、热力套损防控方法等。

本书可供石油工程、岩土工程、地下工程等专业的科研人员、设计和施工人员阅读,也可供高等院校的相关专业教师、研究生、本科生等参考。

图书在版编目(CIP)数据

热采井套管损坏力学机理及数值模拟 / 刘建军等著. —北京:科学出版社, 2013.3

ISBN 978-7-03-036911-6

I. ①热… II. ①刘… III. ①热采井-套管损坏-研究 IV. ①TE931

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 041500 号

责任编辑:张展罗莉 / 封面设计:陈思思

责任校对:葛茂香 / 责任印制:邱志强

科 学 出 版 社 出 版

北京东黄城根北街16号

邮政编码:100717

<http://www.sciencep.com>

成都创新包装印刷厂印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

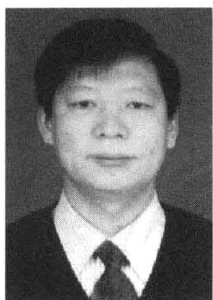
2013年3月第 一 版 开本:720×1000 B5

2013年3月第一次印刷 印张:7.75

字数:160千字

定价:39.00元

作者简介



刘建军, 1972 年出生于河南省襄城县, 1996 年 7 月毕业于辽宁工程技术大学采矿工程专业并获工学学士学位, 1999 年 1 月于辽宁工程技术大学工程力学专业并获工学硕士学位, 2002 年 1 月毕业于中国石油天然气总公司·中国科学院渗流流体力学研究所并获工学博士学位, 同年进入中国科学院武汉岩土力学研究所做博士后, 之后在武汉工业学院工作, 2009 年 8 月到西南石油大学任教。现为西南石油大学土木工程与建筑学院院长, 教授, 博士生导师。兼任 *Physical and Numerical Simulation of Geotechnical Engineering* 主编、《渗流力学进展》副主编, 中国力学学会渗流力学专业组成员、中国岩石力学与工程学会青年工作委员会和地面岩石工程专业委员会委员等。

主要从事渗流及其多场耦合问题理论及工程应用方面的研究工作。先后主持国家自然科学基金、国家科技重大专项课题、石油科技中青年创新基金、湖北省高等学校优秀中青年科技创新团队计划项目、中国科学院重点基础科研项目、中国科学院知识创新工程领域前沿课题等纵向项目 22 项, 以及来自石油、水电、岩土等行业的横向课题 32 个, 公开发表论文 196 篇, 其中 SCI、EI、ISTP 收录 126 篇。主编教材 3 部、国际会议论文集 1 部。曾获全国师德先进个人、湖北省教书育人先进个人、湖北省十大杰出青年提名奖、湖北省有突出贡献中青年专家等荣誉称号。

主要研究方向包括: ①微观渗流力学; ②多孔介质多场耦合力学; ③石油工程防灾减灾; ④能源与废弃物地下处置; ⑤油气藏流固耦合数值模拟; ⑥岩土体多场耦合分析。

前 言

油田油水井套管损坏一直是油田开发中存在的一项技术难题。由于引起套损的因素多,各影响因素之间相互作用机理复杂,因此套损一直是石油工程、地质工程和岩土工程界共同关注的课题。笔者自2002年到中国科学院岩土力学研究所做博士后开始,就一直从事套损相关的研究,从承担中国石油天然气集团公司石油科技中青年创新基金项目“注水井泄压中套损机理研究”开始,已先后承担了9项套损相关的课题。在中石油集团公司科技发展部以及大庆油田、胜利油田、辽河油田等单位的大力支持下,经过课题组多年的努力,在套损研究方面逐渐形成了一套基于多物理场耦合的套损计算分析理论并建立了一套软件系统。十年来,课题组在国内外期刊及学术会议上公开发表论文24篇,培养硕士和博士研究生5人,研究成果在多个油田得到应用。

热采井套损不同于常规注水开发油田的套损,主要原因在于热采过程中储层温度变化大,由于温度变化而引起的套管热应力是引起套损的一个重要因素。热采井套损是一个典型的渗流-温度-应力三场耦合问题,无论是理论,还是计算,都是非常复杂的课题。本书总结课题组在热采井套损方面的研究成果,从理论上重点阐述热采井套损多物理场耦合理论和计算方法,并结合工程实例,归纳热采井套损数值模拟的研究成果。

本书的出版凝结着课题组多位教师和研究生(武汉工业学院何翔副教授和黄小兰副教授、中国石油勘探开发研究院杜广林高级工程师、西南石油大学纪佑军博士和裴桂红副教授、中国科学院力学研究所吕祥锋博士、东北大学郑超博士等)的智慧和心血。在研究过程中,得到了中国科学院渗流流体力学研究所所长刘先贵,中国科学院武汉岩土力学研究所研究员冯夏庭、杨春和、薛强,大庆油田有限责任公司采油二厂尹中民高级工程师和刘绍轩高级工程师等的指导和帮助。在本书成稿过程中,西南石油大学研究生罗伟、陈乐勇、曾艺等帮忙绘制了部分插图,并对文稿进行排版。在此,对他们表示诚挚的感谢。

感谢科学出版社编辑的细致工作,使得本书得以顺利出版。限于水平,书中难免有不当之处,请读者批评指正。

目 录

前言

1	热采井热力套损研究现状	1
1.1	热采井套损机理研究现状	2
1.2	国内外热采井套损控制技术研究现状	4
2	热采井热力套损力学机理	6
2.1	地质因素对套损的影响	6
2.1.1	围岩压力对套损的影响	6
2.1.2	泥岩吸水蠕变对套损的影响	7
2.1.3	盐岩对套损的影响	8
2.1.4	岩层滑动对套损的影响	9
2.1.5	断层活动对套损的影响	10
2.2	油层出砂对套损的影响	10
2.3	工程技术因素对套损的影响	11
2.3.1	套管强度计算及井身结构设计对套损的影响	12
2.3.2	固井质量对套损的影响	12
2.3.3	射孔对套损的影响	13
2.3.4	套管质量对套损的影响	13
2.3.5	高温对套损的影响	13
2.4	腐蚀对套损的影响	14
3	热采井套管受力分析的 THM 耦合理论	15
3.1	注热力学理论	16
3.1.1	注汽井筒内的热力学理论	16
3.1.2	井筒热损失计算	20
3.2	储层内的渗流—应力耦合理论	21
3.2.1	应力场的基本方程	21
3.2.2	渗流场的基本方程	23
3.2.3	渗流场—应力场耦合方程	25
3.3	岩层内的热应力计算理论	26

3.3.1	三维热传导的基本方程及定解条件	26
3.3.2	热—固耦合问题的基本方程	26
3.4	热—流—固耦合理论	26
3.5	热应力对套损影响计算理论	27
3.5.1	热注过程套管受力理论分析	27
3.5.2	套管强度校核	30
4	套管单元等效处理方法	31
4.1	套管单元等效方法的理论研究	31
4.1.1	套管受力分析	31
4.1.2	套管单元变形场方程及数值计算	32
4.1.3	等效单元模型的建立	35
4.1.4	基于等效参数的套损数值仿真	39
4.2	结论	40
5	基于多场耦合理论的套损计算软件系统简介	41
5.1	软件整体架构与运行模式	41
5.1.1	软件整体架构	41
5.1.2	Petrel 接口的实现	44
5.1.3	Eclipse 接口的实现	45
5.2	套损防控预警系统用户界面	47
5.2.1	“文件”菜单	47
5.2.2	“网格”菜单	48
5.2.3	“井”菜单	49
5.2.4	“材料”菜单	50
5.2.5	“计算”菜单	52
5.2.6	“后处理”菜单	54
5.2.7	“套损预警”菜单	55
6	热采油田汽驱井组套损数值模拟	57
6.1	汽驱井组模型基础数据	57
6.1.1	地质数据	57
6.1.2	工程数据	58
6.1.3	地质模型及边界条件	58
6.2	三场耦合热采过程模拟结果	65
6.2.1	温度场模拟结果	65
6.2.2	应力场模拟结果	67

6.2.3	渗流场模拟结果	74
6.3	井壁三场参数变化曲线	75
6.3.1	单井井底压力变化曲线	75
6.3.2	单井井壁水平位移变化规律	79
6.3.3	单井井壁温度变化规律	84
6.3.4	单井井壁水平应力变化规律	88
6.4	井组套损预测及防控措施	92
7	套管安全等级影响因素分析	94
7.1	注采参数对套管安全的影响	94
7.1.1	生产压差的影响	94
7.1.2	注汽温度的影响	95
7.1.3	蒸汽干度的影响	96
7.1.4	注汽速度的影响	97
7.1.5	采注比的影响	98
7.2	套管安全等级多因素正交设计	99
7.2.1	正交实验设计	99
7.2.2	直观分析	100
7.2.3	方差分析	102
7.3	套管挤压力定量表征关系式和图板	102
7.3.1	套管挤压力和生产压差、注汽温度的关系	102
7.3.2	套管挤压力和生产压差、注汽速度的关系	103
7.3.3	套管挤压力安全等级和注汽速度、温度的关系	104
7.4	保证套管安全等级的极限注采参数组合	105
7.4.1	套管挤压力—生产压差、注汽速度图板	105
7.4.2	套管挤压力—生产压差、注汽温度图板	106
7.4.3	套管挤压力—注汽速度、注汽温度图板	106
8	主要结论及套损预防措施	107
8.1	井组热采数值模拟	107
8.2	注采参数对套管挤压力影响敏感性分析	108
8.3	保证套管安全等级的极限注采参数优化	108
8.4	套损预防措施	109
	参考文献	110

1 热采井热力套损研究现状

目前世界上常规原油的可采储量预计为 $1272 \times 10^8 \text{ m}^3$, 稠油、特超稠油及沥青的可采储量约为 $1510 \times 10^8 \text{ m}^3$, 超过了常规原油^[1]。自 20 世纪 60 年代开采稠油以来, 稠油开采技术有了突飞猛进的发展, 目前, 已形成了以蒸汽吞吐、蒸汽驱等为主要开采方式的稠油热采技术以及以碱驱、聚合物驱、混相驱等为主的稠油冷采技术^[2]。在我国, 稠油工业化开采始于 20 世纪 80 年代初, 虽起步较晚, 但发展很快, 年产量现已超过 $1.3 \times 10^7 \text{ t}$ 。目前蒸汽吞吐方法已成为我国稠油开采的主要技术, 同时包括蒸汽驱在内的二次热采技术也在不断发展^[3]。

伴随着稠油热采的进行, 一方面, 注蒸汽(以下简称注汽)热采大大提高了油田产量, 另一方面, 注汽温度对套管强度影响很大, 高温高压蒸汽从套管注入井下, 对套管使用寿命产生了极其不利的影响。注汽开发过程中, 出现大量的套管损坏(以下简称套损), 严重影响了产量稳定和经济效益^[4]。以辽河油田为例, 调查 5 个地区稠油区块的 3860 口热采井中, 发生套损的有 489 口, 占 12.64%。其中, 主力区块如锦 45 区块总井数为 428 口, 发生套损的有 63 口, 占 14.72%; 高 3 区块井数为 285 口, 发生套损的有 69 口, 占 24.21%; 杜 84 区块井数为 180 口, 发生套损的有 25 口, 占 13.89%; 齐 40 区块井数为 240 口, 发生套损的有 71 口, 占 29.58%; 欢 127 区块井数为 237 口, 发生套损的有 75 口, 占 31.64%^[5]。因此, 分析油田套损的原因, 探讨防治套损的措施已成为热采油田开发的一项重要工作。

稠油热采过程中套管受力分析及套损预测研究涉及构造地质学、地球动力学、岩石力学、传热学、石油地质学、材料力学、弹塑性力学等多门学科。同时, 还涉及现代数值方法、材料和几何非线性理论、有限单元法及计算机科学等, 即研究又涉及力学、数学及物理学科等数理科学理论, 是一门综合性、学科间大跨度交叉的边缘学科研究。鉴于用物理模型实验, 很难模拟地层条件下套管受力和变形过程, 因此, 以计算机数值仿真技术为主要研究手段及现代地应力场的研究, 是今后复杂地层条件下套损机理与预防措施研究的发展方向。

中国重油资源分布广泛, 占总石油资源的 25%~30%, 而个别油田所占比例更高。国内外各油田在稠油开采中, 普遍采用热蒸汽吞吐、蒸汽驱技术^[6]。与常规的原油开采方式相比, 稠油开采中发现的主要问题是套管的变形、错断

和泄漏等。虽然人们对此进行了较深入的研究并采取了一系列防护措施,但部分区块仍有 10%左右的套管发生严重损坏。新疆克拉玛依油田百重 7 井区,自 2000 年开发至 2002 年 8 月,共投产 757 口井,已发现油层套损井 158 口,占总投产井数的 20.8%。损坏形式有丝扣泄漏、缩径、错断或破裂三种。研究表明,热应力是热采井套损的主要原因。因此,很有必要对热采井套损机理及控制技术情况进行回顾,并对其进行更深入的研究,为热采井生产套管柱设计、套管保护以及套损预测等提供理论指导。

1.1 热采井套损机理研究现状

国外对热采井套损机理的研究较多,普遍认为套损是由轴向热胀应力过高引起的^[7]。同时,国外还利用全尺寸模拟试验装置,对套管的热密封性等情况进行了详细的模拟试验研究^[8],研究结果表明:①API 套管短圆扣的密封极限为 200 ℃,而 API 套管长圆扣的密封极限为 300 ℃;②在井底温度高达 300 ℃的热采井中,金属对金属密封的连接才能提供优质的密封;③厚壁、K55 钢级加金属对金属密封连接的套管,对高温注汽井是较好的选择。

Maharaj^[9]在对一个稠油油田的注汽井和蒸汽吞吐井中的套管进行了调研分析后指出,不论是 J55 套管还是 N80 套管,均发现了损坏现象,其中 85%发生在接箍上,而 15%为屈曲损坏。通过研究分析,Maharaj 提出的几项结论和建议如下:①早期的套损是由于修井时大量循环压井液,导致套管快速和过度冷却而引起的;②应使用耐温 315.6 ℃的丝扣密封脂以防止套管接头处的泄漏;③使用预应力技术后的 N80 偏梯扣套管经受了 301.7 ℃的考验;④应优化扶正器安放位置,保持套管居中,并使用超量水泥浆冲洗井眼,提高固井质量。

Joao C R 等通过数值模拟和试验研究相结合的方法,开发了有限元数值模型,对热采井套管进行设计和分析,得出如下结论:①在同一热循环载荷下,残余应力随套管钢级增加而增大。因此,高强度的套管与低强度的套管相比,其屈服强度受到更大的影响。例如,在注汽井中,应使用 K55 套管而不是 N80 套管。②数值模拟和全尺寸模拟试验结果非常吻合,因此,可以将数值模拟作为热采注汽井套管设计的辅助工具。

20 世纪 60 年代兴起的注汽开采稠油热潮时,Ramey、Willhite 等学者就对注汽井井筒热传递理论进行了研究^[10]。五十多年来,国内外学者对注汽井注入井筒动态预测又做了大量深入的研究,发展了许多综合不同气液两相流相关式的蒸汽注入井筒动态预测模型。其中重要的有 Eadougher 模型(采用 Hagedorn-Brown 两相流相关式)、Faroug Ali 模型(采用 Gould、Chierici 和 Dus-Ros

等的不同流态下的两相流相关式)、Foutanlla-Aziz 模型(分别采用了 Beggs-Brill、Aziz 和 Yamazaki-Yamaguchi 等的两相流相关式)、Yao-Syhester 模型(采用气-液环雾流模型^[11,12])。然而,在上述模型所采用的两相流相关式中,除 Beggs-Brill 相关式的解之外,均只能用于垂直井或近似垂直的井。经过 Foutanlla-Aziz 计算比较指出,在所采用的三个相关式中,Beggs-Brill 相关式的计算结果最接近实测值。

国内对热采井套损情况的研究,最早是在发生套损的井中下入铅模打印^[7],根据铅模的钢印形状来分析损坏情况和性质。20 世纪 80 年代初,我国大规模采用注汽吞吐来开发稠油和超稠油,当时只是利用单轴应力定性计算套管所能承受的热应力。随着套损的增加和套管柱设计水平的提高,开始利用三维应力计算模型及有限元法来计算和设计套管。计算结果证明,单轴应力设计比三维应力计算模型及有限元法计算的热应力值低 8%~9%。当首次注入 300 °C 的高温蒸汽后,封隔器附近的套管将产生 700 MPa 以上的压应力,而水泥环上的最大应力约为 60 MPa,这均加剧了套管的损坏。计算结果还证明,注汽温度超过 250 °C 时,N80 套管应提拉预应力。目前多数油田的热采井套管柱设计比较简单,只是三维应力计算再附加轴向热应力,而没有把预应力及热应力纳入三轴应力(σ_{VEM})设计准则中来综合考虑。

崔孝秉等^[13]在分析热采井套损机理时,考虑了接箍端面和水泥环台阶的相互作用,通过近似的三维解析计算,推导出套管柱管体的热胀应力公式、接箍对水泥环台阶的推力公式以及水泥环台阶对管壁挤压引起的局部应力公式,为解决热采井套损防治问题提供了新的科学依据。

1986 年赵金洲和任书泉建立了注液过程中井筒内液体与周围地层换热的隐式差分模型,对井筒内的温度场进行了计算^[14,15]。1987 年王鸿勋和李平在埃克梅尔等提出的基本算法的基础上,提出了新的不稳态井筒传热的计算方法,并考虑了注入液到达目的层以前,井筒原有积液与井筒、水泥环及地层的热交换^[16]。1991 年 Kchiu、S. C. Thakur 在注入条件改变时,对井眼中的热散失进行了模拟。1994 年王弥康、1999 年毛伟和梁政在假设井筒中的传热为稳态传热、井筒周围地层的传热为非稳态传热的条件下,根据能量守恒定律建立了计算井筒温度分布的数学模型,利用半解析和解析的方法进行了计算^[17,18]。1998 年曲海潮等提出了利用简便、易行的热阻热容算式取代传统使用的有限差分法来离散建立的数学模型,根据实际情况将导热系数、液体密度、比热等热物性参数当做变量来处理^[19]。2001 年高学仕等利用有限元分析软件 ANSYS 分析了井筒的瞬态传热^[20]。

近几年来,为了进行套损机理的研究及防止套损的方法研究,国内大多数

理论分析是利用有限元方法,把井筒、套管和地层作为一个整体,建立井筒和地层温度场计算模型,进而建立应力场计算模型,来分析注汽管柱和套管柱在井内的受力状态,导出注汽和生产过程中注汽管柱和套管柱的各种应力计算公式,从而分析套管柱强度^[21,22]。随着理论研究的不断深入,用于分析管柱受力状态的基本假设、受力计算值越来越接近实际状况。分析结论普遍认为,热采井必须使用预应力固井技术,以抵消部分套管受热时产生的热应力,从而达到延缓套损的目的。

1.2 国内外热采井套损控制技术研究现状

在钻井阶段,我国从开始进行注汽吞吐试验起,就在进行套管受热损坏机理和防止套损的方法研究。在钻井、完井阶段采用的主要方法如下:一是应用加砂水泥浆体系,增强水泥环的抗高温衰减性能和水泥环与套管的胶结强度;二是提高水泥浆的顶替效率,保证固井质量,从而保证水泥石对套管的约束力;三是采用预应力固井技术。其中,前两种方法已基本成熟,一直没有太大的变化,但预应力固井技术一直在不断发展中。国内对套管柱施加预应力的技术方法大致经历了如下四个阶段^[23]:

第一阶段,注水泥施工过程中提高碰压压力,给套管施加预应力,并一直保持到水泥浆完全胶结,使套管保持预应力。

第二阶段,采用两凝水泥浆,当下部速凝水泥浆凝固后,使用提升设备提拉套管,给套管施加预应力并保持到上部水泥浆凝固。

第三阶段,使用二次地锚预应力固井方法,即先将作为地锚的一段套管用钻杆送到井底注水泥固住,再起出钻杆下套管,通过释放打捞矛捞到地锚后,用提升系统对套管施加提拉预应力,然后固井注水泥,并保持到水泥浆凝固或及时固定井口。

第四阶段,采用一次地锚预应力固井方法,即将地锚接在油层套管下部下入井内,然后进行常规注水泥作业,固井碰压达设计压力后憋压,在内压力作用下锚爪吃入地层,然后用提升设备提拉整个套管串,并保持到水泥浆凝固或及时固定井口。

目前国内所使用的预应力地锚主要有 KFYDM-1100B 型及 DM-Ⅲ 型两种,它们在现场均得到了大规模的推广应用。

国外对热采井套损所采取的主要控制技术如下^[24]:①推荐使用厚壁、高强度套管接箍,螺纹为金属对金属密封,而套管本体为热轧低钢级、厚壁套管;②推荐预应力值最小为套管屈服强度的 40%~50%;③用 APIA 级水泥加

30%~40%硅粉及5%NaCl;④使用耐温315.6℃的丝扣密封脂,防止套管接头处的泄漏;⑤使用有限元分析等数值模拟计算软件,作为热采注汽井套管柱优化设计的辅助工具。

在热采阶段采取的主要措施是下入隔热油管 and 隔热封隔器,但隔热封隔器的效果一直不是很好,有些油田没有使用或很少使用。为了防止套损,部分稠油油田应用了隔热油管、封隔器及热杯等技术,但均没有起到很好的作用,也没有得到大规模推广应用。

国内外均对热采井套管的损坏机理及控制技术进行了不少研究,也得出了对一些对现场很有指导意义的结论,使热采井套管柱设计水平有了较大提高。然而,由于问题的复杂性,在热采井固井完井方面尚有不少问题需要深入研究和探讨。

有关热力采油中套损力学机理的研究主要是根据井筒壁热传递与地层温度变化引起套管应力改变,很少有文献研究油藏热应力对套损的影响,即考虑油藏温度与变形耦合作用对套损的影响。由于井眼尺寸和模拟区块相比差距很大,有限元剖分网格和数值计算十分困难。因此,在进行井组或区块套损数值模拟时,首先应当解决尺寸效应影响及计算规模的问题。将套管—水泥环及其临界区域作为等效单元,给出等效单元的参数等效方法,从而为不同井身结构和复杂地层条件下的套损模拟提供了理论基础。另外,有关热力采油套损方面的研究多是针对某一地层、某一种套损开展的,但对于具体油藏,套损机理往往不是单一的,而是包含两种或多种机理,因此迫切需要建立由多种套损机理共同或耦合作用的数学力学模型,从而为更合理地模拟实际情况奠定良好的基础。

本书从热采油田储层渗流—温度—应力多场耦合作用机理出发,寻求热流固耦合作用下套损损坏的机理和判据,建立复杂地层条件下套损计算数学力学模型,通过数值模拟研究不同注采参数、地质条件等对套损的影响,提出预防套损的技术措施,为油田防止套损,提高套管的使用寿命提供理论依据和技术支持。

2 热采井热力套损力学机理

在我国稠油资源占总石油资源的 25%~30%，其分布十分广泛。国内外各油田在稠油开采中，普遍采用热蒸汽吞吐、蒸汽驱技术。随着稠油开采的不断深入，稠油油田的套损现象越来越严重。与常规的原油开采方式相比，稠油开采中发现的主要问题是套管的变形、错断和泄漏等。为此，国内外专家对热采井套损进行了较深入的研究。根据国内外专家近几十年的分析研究以及对胜利油田套损资料的分析，可将热采井套损原因概括为以下三个方面^[25,26]。

(1)地质因素：主要包括围岩压力、泥岩吸水蠕变、盐岩层蠕变、岩层滑动和断层活动、疏松砂岩油层出砂等。

(2)工程技术因素：套管计算和设计不合理、固井质量差、射孔后套管强度降低、注采压力过大、注汽导致热应力过高、多轮注汽导致套管强度降低等。

(3)腐蚀因素：主要是高矿化度的地层水等将套管腐蚀，使其强度降低所致。

2.1 地质因素对套损的影响

2.1.1 围岩压力对套损的影响

钻井后，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。地层的破裂压力计算公式如下：

$$P_c = \alpha P_i + \left[\frac{2\gamma}{1-\gamma} - R(P_u - \alpha P_i) + S_t \right] \quad (2-1)$$

式中， P_c 、 P_i 、 P_u 分别表示地层破裂压力、地层孔隙压力和上覆岩层压力，MPa； α 为有效应力系数(Biot 系数)， $\alpha=1-\beta$ ， β 为岩石骨架压缩率与容积压缩比值； γ 为地层泊松比； R 为构造动力系数，由试验确定； S_t 为岩层的抗拉强度，MPa。

对于注水开发油田，当注水压力超过地层破裂压力时，注入的水就会把地层压裂而使水窜入上、下泥岩层从而引起套损；当注水压力没有超过地层破裂压力时，还要考虑注水压力是否超过上覆地层压力，如果超过上覆地层压力，则在地层内易形成水平裂缝，从而将地层抬起，使水窜入泥岩层，引起套损。

2.1.2 泥岩吸水蠕变对套损的影响

泥岩是一种由泥巴及黏土固化而成的沉积岩,其成分与构造和页岩相似但较不易碎,由于温度升高或注入水进入泥岩层时,将改变泥岩的力学性质和应力状态,从而使泥岩产生位移和变形,挤压造成套损。根据资料显示,大庆油田、吉林油田和玉门油田套管的变形损坏多集中在泥岩段。

要弄清泥岩产生位移和变形的复杂问题,就必须了解地层是如何蠕动的,从而求出不同时期地下岩层中的应力场和位移场,并求出套管的岩石外载。近年来,国内外对泥岩层产生位移和变形的情况进行了大量的理论研究,提出了计算泥岩变形、蠕变特性的数学模型^[27-30]。

(1)蠕变和应力松弛是岩石的流变特征,且随着岩石种类的变化其蠕变松弛特征也不同。天然泥岩岩样流变试验研究的结果表明,蠕变本构关系服从非线性伯格(Burger)模式:

$$\varepsilon_1 = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{k_2} + \left\{ \frac{1}{k_1} \left[1 - \exp\left(k_1 \frac{t}{J_1}\right) \right] + \frac{t}{J_2} \right\} (\sigma_1 - \sigma_3)^N \quad (2-2)$$

式中, k_1 、 k_2 和 J_1 、 J_2 分别表示蠕变模式中的弹性元件参数和黏性元件参数; σ_1 、 σ_3 为岩石的第一、第三主应力; t 为时间; N 为非线性应力指数, $N > 1$ 。

推广到三维应力的一般情形中去可得到

$$\dot{\varepsilon}_{ij} = \sigma_c \left[\frac{1 - \mu_c}{J_1} \frac{1 + \mu_c}{J_2} \exp\left(\frac{-k_1 t}{J_1}\right) \right] S_{ij} \quad (2-3)$$

式中, $\dot{\varepsilon}_{ij}$ 为广义稳态蠕变速率; σ_c 为应力强度, MPa; μ_c 为横向蠕变速率与纵向蠕变速率之比; S_{ij} 为应力偏量, MPa; t 为时间。

(2)简化计算,也可采用非线性型的马克斯威尔(Maxwell)模式来计算:

$$\dot{\varepsilon}_{ij} = \sigma_c^{N-1} \left(\frac{1 + \mu_c}{J'_c} \right) S_{ij} \quad (2-4)$$

在三轴高压室中作不同含水量情况下的蠕变试验,发现其蠕应变量与含水量间有如下关系:

$$\dot{\varepsilon}_{ij} = \sigma_c^{N-1} \left(\frac{1 + \mu_c}{J'_c} \right) \exp\left(\frac{1}{\omega_0 - \omega}\right) S_{ij} \quad (2-5)$$

式中, ω 为泥岩的含水量, %; ω_0 为使泥岩的稳态蠕变速率趋于无限大时的含水量。

$$\sigma_c = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]^{1/2} \quad (2-6)$$

式中, σ_1 、 σ_2 、 σ_3 为岩石中的三个主应力,一般 σ_1 表示纵向,其余为横向, $\sigma_1 > \sigma_2 \geq \sigma_3 > 0$ 。

(3)成片泥岩吸水大于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,会使区域发生成片套损。

对岩石有

$$\tau = C + (\delta - p) \tan \varphi \quad (2-7)$$

式中, τ 为岩石抗剪强度, MPa; C 为泥岩内聚力, MPa; φ 为内摩擦角, rad; δ 为正应力, MPa; p 为孔隙压力, MPa。

式(2-7)表明,岩石的抗剪强度随着内聚力和内摩擦角的下降也将大幅度下降,因此,当泥岩含水量增加时,岩石的抗剪强度将降低。

根据式(2-2)至式(2-7)可得出泥岩蠕变引起套损主要有以下几个规律:

(1)在非均匀地应力作用下,泥岩发生蠕变,套管将受到非均匀外挤力,这个非均匀载荷随时间的增加而增大,其增长速度逐渐变缓,最终套管所受的蠕变外力会趋于一个稳定值而不再增加。在套管周围不同方向所受的蠕变外载力不同。在 0° 方向受力最大, 45° 方向次之, 90° 方向受力最小。套管周围围岩蠕变外载的分布形式为椭圆形。

(2)套管所承受的岩石蠕变载荷的增长速度与泥岩的含水量密切相关,泥岩的含水量增加会加大泥岩的流变速度,从而使作用在套管上的岩石蠕变外载的增长速度增大,缩短其达到稳定荷载值的时间。

(3)套管外载是由于地应力作用于泥岩产生蠕变造成的,因而地应力的大小必然会影响到套管岩石蠕变外载的最终值的大小,但不会影响套管外载的分布及其达到稳定值所需要的时间。套管外载随着地应力的增大而增大。

(4)在非均匀地应力作用下,泥岩层蠕变将导致套管产生一个非均匀的变形,其变形量随时间的增大而增大。套管变形在 0° 方向为压缩变形, 90° 方向为拉伸变形。也就是说,受岩石蠕变荷载作用的套管,在最大水平地应力方向直径变小,在最小水平地应力方向直径变大,形成椭圆形,其椭圆度随时间增加而增大。理论表明,含水量增加,会大大加快套管外载增长速度,但含水量不会影响井筒周围岩石蠕变外载的最终稳定值及其分布规律。

2.1.3 盐岩对套损的影响

目前国内外认为盐岩影响套损的原因有两个:一是盐岩蠕变;二是盐层坍塌和塑性流动。下面分别讲述这两个原因对套损的机理^[31-33]。

1. 盐岩蠕变造成套损

盐岩是一种晶体,它是一种蠕变量很大的岩石。据开采盐矿资料统计,在常温常压下蠕变使开采的巷道完全闭合是一种常见的现象。而在含有盐岩层的

油田使用热采进行作业,在高温高压下造成蠕变的概率变得越来越大。因此,盐岩蠕变是造成热采井套损的一个重要原因。

对于盐岩的蠕变来说,起主要作用的是第二阶段蠕变。盐岩的蠕变是盐岩的晶体发生变形,而晶体变形的机理是位错滑移、多边化扩散及沿晶体的滑移。根据这个机理 Weertman 等提出了盐岩蠕变模式:

$$\epsilon = C \exp\left(\frac{-Q_{\text{eff}}}{RT}\right) (\sinh) B \Delta\sigma \quad (2-8)$$

式中, ϵ 是稳态蠕变速率, s^{-1} ; B 、 C 是常数(通过三轴高温高压蠕变试验求得); Q_{eff} 是有效激活能; R 是理想气体常数, $1.987 \text{ K}/(\text{mol} \cdot ^\circ\text{C})$; T 是温度, K ; $\Delta\sigma$ 是差压力, MPa 。

从式(2-8)可看出,盐岩的蠕变与差应力($\Delta\sigma$)和温度有密切关系。当油井进行热采作业时,由于高温高压的作用,盐岩发生蠕变,套管周围地层形成了一个非均匀的地应力作用在套管上,当等效挤压荷载大于套管抗压强度时,套管就发生损坏。

2. 盐层坍塌和塑性流动造成套损

前面已经阐述了盐岩的蠕变能解释部分井在盐层段套损的原因,但是在实际中,有些在盐岩段的套管抗挤强度大于其蠕变产生的非均匀作用力仍发生变形。当盐岩在比较高的温度和压力下发生塑性变形,环空水泥充满程度差,盐流向无水泥空间运动,即发生单向流动,尤其当盐层的厚度不规则而且具有较大的倾角时,危险性更大,会使套管弯曲,产生横向推力和轴向的拉伸荷载,这时套管的横向外载不仅是非均匀的,而且是非对称的,从而引起套损。

2.1.4 岩层滑动对套损的影响

现场调查中发现了不少油水井套管错断和在一定层位出现大断套管轴线偏移的现象,还有相当部分的套损并不是发生在地应力较高的深井段,而是发生在浅井段,如扶余油田、玉门老君庙油田套损多集中在 300~600 m 区段。扶余油田所采用的套管基本上是用 $4\frac{1}{2}$ 、 $5\frac{1}{2}$, 其钢级为 J-55 钢级,壁厚分别为 5.69 mm 和 6.35 mm,挤毁强度分别为 28.2 MPa 和 29.1 MPa,按泥岩蠕变算,其等效挤压载荷均为 11.4 MPa,显然扶余油田泥岩蠕变不是造成套损的原因。通过分析认为,地层滑动是造成套管变形、错断及弯曲损坏的一个原因。

岩体结构面是岩体失稳的决定因素,工程岩体变形、破坏的发生和发展过程直接受其影响。由于软弱结构面的存在,在载荷作用下,应力重分布过程中,