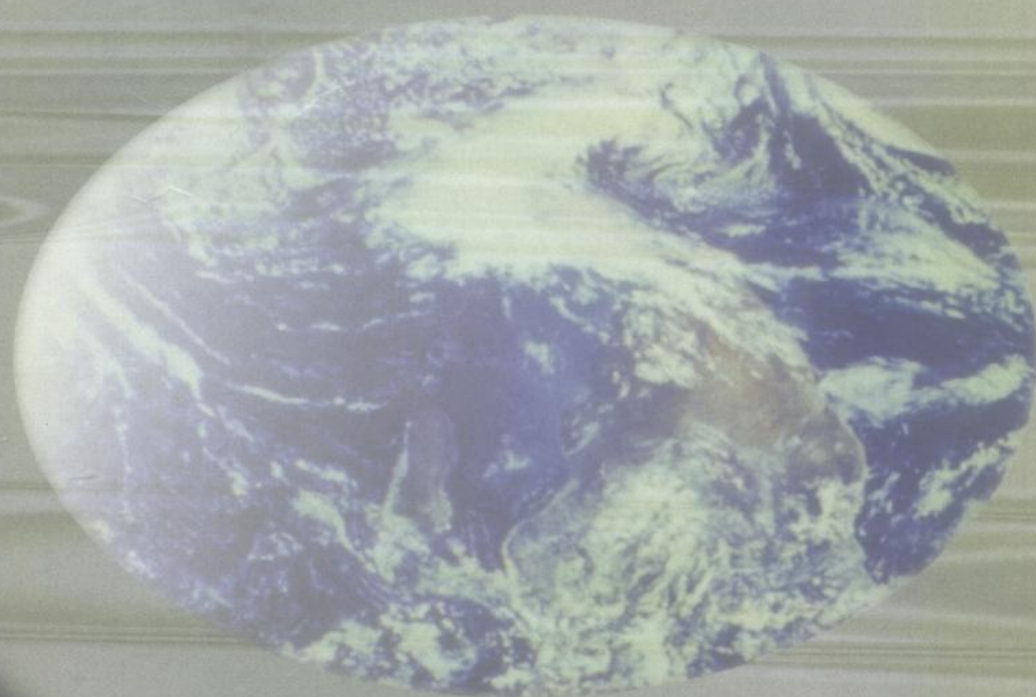


1996年
第二届国际SPE/CIM水平井
技术会议论文集

(上册)

许岱文 郑桂荣 等译



北京)

3-53

2

石油工业出版社

PETROLEUM INDUSTRY PRESS

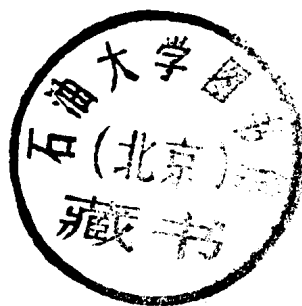
登录号	127461
分类号	TE243-S3
种次号	002

1996 年第二届国际 SPE/CIM 水平井技术会议论文集

(上册)

	许岱文	郑桂荣	等译
万仁溥	宋万超	刘振武	孙 宁
罗治斌	吴 奇	戴瑞斌	徐 明 等校
曾宪义	闫存章	周竹眉	冉新权

52/52/13



石油0121610

石 油 工 业 出 版 社

内 容 提 要

本书筛选了1996年第二届国际SPE/CIM水平井技术会议论文30篇,内容包括水平井数值模拟、水平井钻井、水平井完井、水平井测试、水平井作业、水平井开采的油藏管理、水平井开采的油田实例等。

本书可供现场相关专业的管理人员和技术人员参考,也可供院校相关专业的师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

1996年第二届国际SPE/CIM水平井技术会议论文集 上册/许岱文等译.北京:石油工业出版社,1999.2

ISBN 7-5021-2468-3

I.19...

II.许...

III.水平井-国际学术会议-文集

IV.TE 243-53

中国版本图书馆CIP数据核字(98)第36550号

石油工业出版社出版
(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)
石油工业出版社印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092毫米 16开本 21¼印张 538千字 印1—1500

1999年2月北京第1版 1999年2月北京第1次印刷

ISBN 7-5021-2468-3/TE·2032

定价:30.00元

序

1996 年第二届国际 SPE/CIM 水平井技术会议，由 SPE 委托加拿大 SPE 及 CIM 承办，于 1996 年 11 月 18~20 日在加拿大卡尔加里召开。原中国石油天然气总公司首次派团参加了会议。会上交流水平井及相关技术文章 115 篇，包括钻井、地质研究、油藏工程、完井工程、试井、连续油管技术、老油田挖潜、欠平衡钻井、压裂酸化、稠油、天然气、保护油层和综合技术等十三个方面。这些文章比较全面地概括了水平井技术的发展历程和趋势。会议文章体现了两大主题：一是水平井技术由单个水平井向整体井组开发、多底井、多分支水平井转变；二是应用欠平衡钻井技术，减少钻井液对油层的浸泡和损害，加快机械钻速，简化井下矛盾，使水平井、多底井、多分支井在较简化的完井技术下就可达到高产。

本译文集所收集的文章体现了本次会议的主题，符合我国水平井技术进一步发展的需要。目前，我国陆上已钻水平井 180 多口，一些水平井的参数已经达到或超过世界最好水平。但是，在多分支井和多底井方面我们还刚刚起步，欠平衡钻井技术的掌握和应用也远没有达到应有的规模，水平井的油藏地质研究也有待进一步深化。因此，希望本译文集的出版，将国际上已经取得的经验、教训和技术进一步介绍进来，让我们广大工程技术人员、科研人员和管理者们得以借鉴，使我国的水平井技术迅速发展，早日赶上世界先进水平，在油田开发中广泛应用，取得更大的经济效益。

吴 奇

1998 年 12 月 20 日

目 录

使用计算机软件优化水平井·····	(1)
在水平井中模拟防垢剂挤注处理：模型的开发与应用·····	(16)
单一水平井热采工艺·····	(34)
用实验和数值模拟的方法分析蒸汽辅助重力泄油·····	(44)
一种用于水平井砾石充填的新型智能计算机系统·····	(58)
三维空间内实时井眼轨迹检测与定位的计算机方法·····	(68)
局部底水驱油藏钻加密水平井和直井方案数值模拟研究·····	(79)
对在成熟实施蒸汽吞吐方案中利用加密水平井进行开采调查的效果评价·····	(92)
在水平井中采用旋转钻井可以降低成本、减少风险·····	(105)
泥页岩地层井壁稳定的综合研究及其在水平钻井中的应用·····	(114)
在含硫碳酸岩气藏用挠性连续管在欠平衡状态下钻水平井·····	(123)
大直径挠性连续管钻井·····	(132)
采用惰性泡沫洗井液钻水平井·····	(142)
弯壳体井底钻具组合动态分析·····	(154)
水平井岩屑传输技术现状·····	(163)
充气钻井中两相流体流动参数的设计及计算·····	(171)
用于水平小井眼和挠性管钻进的简化井控模型·····	(182)
欠平衡钻井中钻井液/凝析液/含硫天然气混合物在脱氧空气中高压可燃性研究·····	(197)
采用挠性连续管进行高速钻井·····	(210)
加拿大萨斯喀彻温省 Weyburn 单元使用多分支欠平衡钻井进行油田的优化·····	(221)
Rigel Halfway 油藏欠平衡水平井的成功钻进——实验室筛选和现场结果·····	(233)
连续管柱欠平衡钻井作业的挑战·····	(238)
用于煤层甲烷气开采的水平井钻井、完井技术的回顾·····	(255)
地震在水平井钻井中的应用——Brazeau 河 Nisku D 油藏·····	(268)
裸眼筛管完井高产井生产测井的修正方法·····	(281)
应用压力瞬变、生产测井和地质数据等资料描述致密砂岩气层水平井动态·····	(291)
利用水平井试井估算各向异性渗透率·····	(299)
渗透率各向异性储层中斜井倾斜引起的表皮效应·····	(310)
水平井在油藏经营方面的应用·····	(317)
加拿大西部不同财政制度下水平井及直井经济状况·····	(327)
附录 单位换算·····	(336)

使用计算机软件优化水平井

J. A. Dech 等

孙守港 罗荣章 译 李晓明 校

摘 要

由于水平井的三维特性，设计和钻水平井比直井要复杂得多。需要使用计算机软件来设计复杂的井眼轨迹，以避免或克服困扰水平井的钻井和完井问题。本文介绍了如何使用软件来进行水平井规划，并给出了怎样使用软件避免或克服一些严重的钻井问题的实例。

引 言

直接揭示水平井和定向井三维特性的先进的计算机软件，将改善设计和实施阶段的工艺性能。从整体战略上看，这些软件采用多学科手段，所需要的输入数据应被所有学科认可并处理。

(1) 为了选定候选油藏并确定初始水平井布井规模，使用油藏解析模型对油藏进行快速地预筛选和广泛的敏感性分析。

(2) 在考虑进局部条件时，井眼轨迹模型与摩阻扭矩模型相结合能够确定最佳水平井方位和轨迹。

(3) 可利用各种各样的钻井力学模型和水力学模型准确地确定钻井参数，并帮助定义出设备和钻机的技术参数。

(4) 利用实时钻井模型监视钻井作业，以提高避免问题和故障检查的能力。

本文所使用的计算机程序由 Maurer 工程公司开发，详见插图。作者们承认：其他具有相似性能的实用软件也能够解决本文所描述的许多事例。

综合油藏筛选

就初始的研究而言，应使用能够进行产量比较、预测和基本经济比较的油藏解析模型。该模型将对没有压裂、天然裂缝性或水力压裂的直井和水平井进行比较。还将评价油井设计方案（例如：水平井长度、井眼直径、完井类型、表皮系数等）和潜在油藏的特征（例如：厚度、渗透率、孔隙度等），以确定合理的水平井的经济性。

解析油藏模型的一个主要应用是评价水力压裂的经济效果。在多数情况下，水力压裂能加速开采，但对水平井而言，还需其他附加的分析标准，其中包括：

- (1) 完井时需要调节压裂或控制压裂（裸眼井与套管井比较）吗？
- (2) 需要控制产液能力吗？
- (3) 最佳泄油需要多少条水力压裂裂缝？

(4) 水平井眼定向是否精确？确定的数据可靠吗？

(5) 投入与效益匹配吗？

一个实例评价了以下 3 种方案：常规裸眼；带有 3 条水力压裂裂缝的裸眼井；带有 3 条水力压裂裂缝的套管井。

表 1 列出了没有压裂和压裂的水平井设计方案的基本油藏输入数据。针对水力压裂裸眼完井和水力压裂套管完井输入了比较成本数据。

表 1 油藏输入数据 (RESMOD)

参 数	数 值	参 数	数 值
延伸泄油半径	440ft	横向作用因子	0.5
地层厚度	30ft	裂缝位置	0ft, 1500ft, 3000ft
横向渗透率	4.0mD	生产—裂缝加裸眼	是
垂向渗透率	0.4mD	生产—只有裂缝	否
孔隙度	14.0%	原油粘度	2.0cP
外部泄油压力	2125lb/in ²	初始原油饱和度	70%
表皮系数	1	地层体积系数	1.27 地下桶数/地面桶数
井底压力—非压裂裸眼水平井	1250lb/in ²	净油价格	16.5 美元/bbl
残余油饱和度	25%	水平井成本	1500000 美元
井眼尺寸 (半径)	4.25in	日作业费用	100 美元/d
水平井长度	3000ft	每条裂缝成本 (裸眼)	75000 美元
裂缝数目	3	每条裂缝成本 (下套) 包括 套管、固井、射孔	275000 美元
井底压力—压裂 裸眼水平井	1250lb/in ²	评价周期	10a
裂缝半长	400ft	预期利润率	20%
裂缝的导流能力	200mD·in		

为最大限度地增大增量泄油面积，在 3000ft 长的水平井眼内人造 3 条压裂裂缝，其中两条在水平段的终端，而另一条在其中部。

图 1 表明压裂和非压裂裸眼水平井的产量、累计产量、净现值和每英亩泄油净现值。为比较起见，还标有与压裂的和非压裂的直井产量比较结果。

压裂和没有压裂的裸眼水平井的产量能力明显地要比压裂的和没有压裂的直井的好得多。每英亩的净现值比较表明：压裂水平井产量增加的原因是其泄油面积比常规水平井增大的原故。

图 2 表明下套管压裂水平井产能比较结果。水力压裂每条裂缝成本是 275000 美元 (与 75000 美元相比较)，其中包括下套管、固井和射孔的费用。因此，包括下套管、固井、射孔和进行 3 次水力压裂的水平井总完井成本为 825000 美元。压裂后，只靠压开裂缝产油，剩余的水平井段没有射孔。

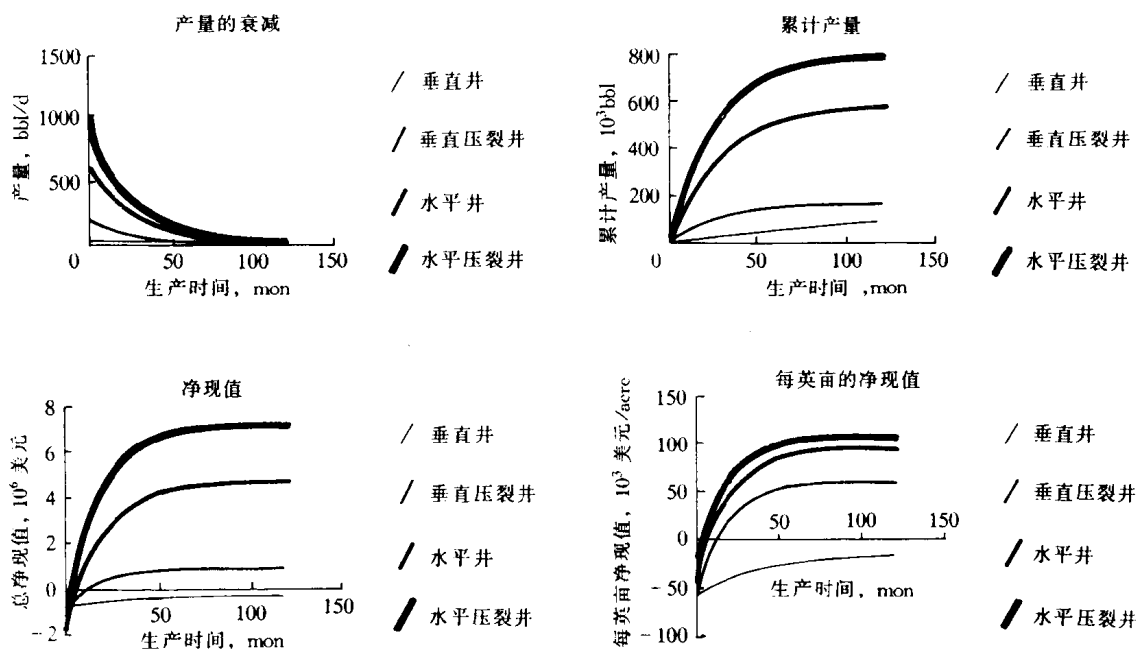


图1 产量比较——裸眼压裂 (RESMOD4)

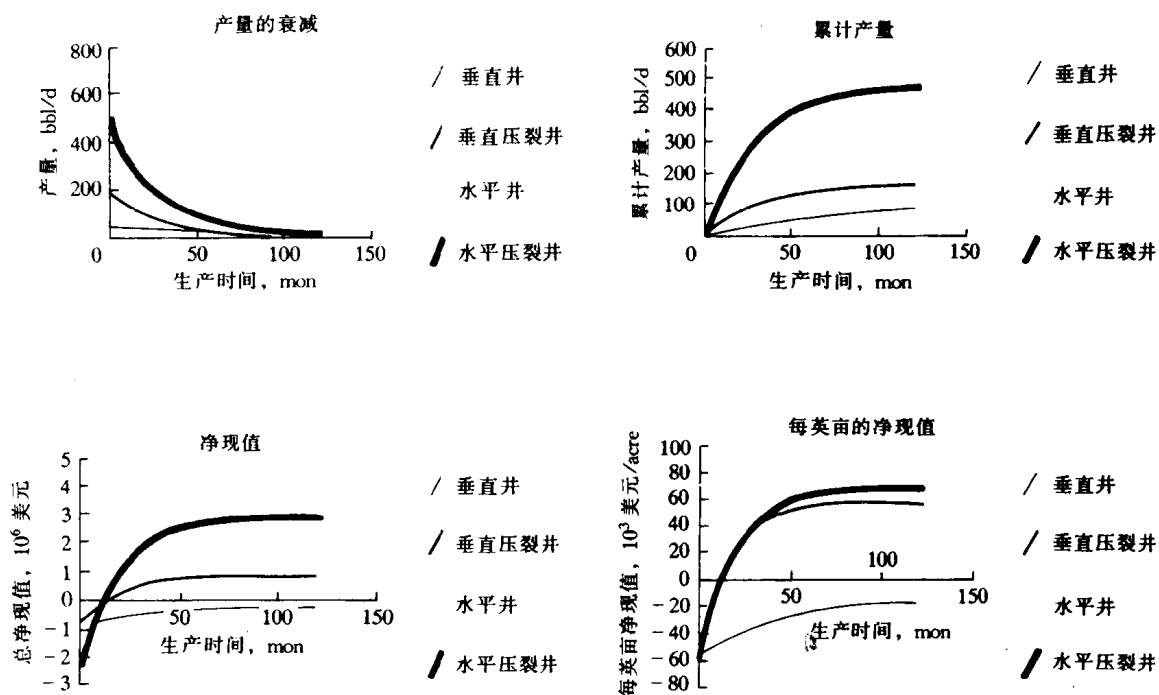


图2 产量比较——下套管井压裂 (RESMOD4)

下套管压裂水平井的产能与没有压裂的裸眼水平井相比要低 30%~40%。较低的产量和累计产量情况表明：下套管周围的油藏没有充分地泄油，需要更多的裂缝，即水平井段必须射孔。

在油井计划最终确定之前，可以运用附加敏感性分析来进一步优化油井的设计。

井身轨迹

在确定出水平井的基本设计要求、水平井段的长度和终止点后，必须确定出一条理想的井身轨迹。必须考虑地面井位的限制和定向钻井工具的能力。

可以使用先进的井身轨迹软件模型产生并优化二维和三维的井身剖面。模型应具有先进的设施，其中包括井眼防碰模型、边界的检查和报警、产生三维图和各种各样的二维和三维预测模型，由此帮助井眼轨迹的实时监测和预测。

许多井身轨迹因素（包括地面井位、造斜点深度、“狗腿”、和目标靶区的位置等）可以产生并确定最佳的井身剖面。

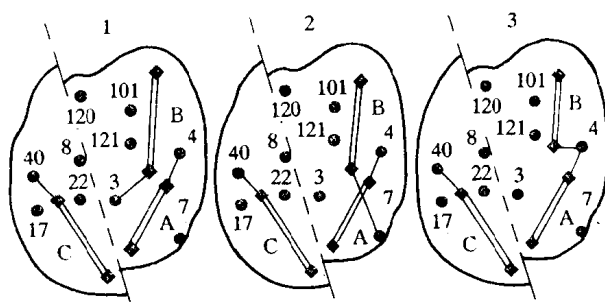


图3 潜在的水平井布局

图3表明在美国 Latin 油藏没有完全开发的区块中布置3口水平井的3种可能设计方案。由于成本和环境的限制，所有的新井必须从标有大量黑斑的现存井位钻成。

使用各种各样的钻井模型对每一口潜在的井产生一个轨迹文件并进行评价，由此而确定出最佳的井身轨迹。对每一个井身轨迹进行详细地研究后，选定了方案1。在这一方案中，从3号井位钻的“B”井是一口

设定水平井段终端带有两个靶点的三维油井。图4和图5表示用于两种井身轨迹选择的二维和三维布局图。

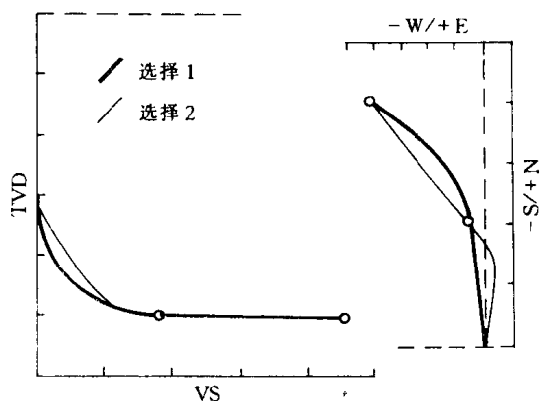


图4 水平投影图和垂直剖面图 (WELPATH5)

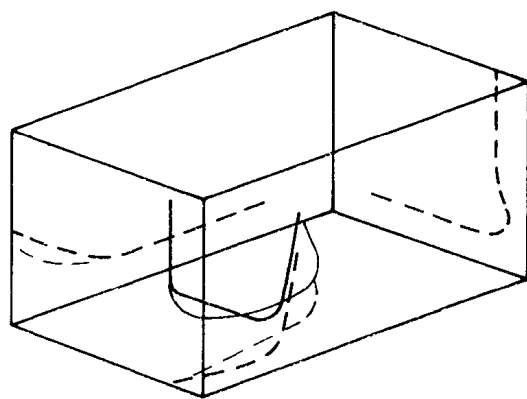


图5 从3号井场钻出的B井的三维示意图

选择1：该井造斜，其初始井身轨迹的方向朝向第一靶点。选定合适的造斜点井深和造斜率，使之钻达第一靶点时井斜达到90°。钻中第一靶点后，所钻水平段方位角转向第二靶点。

选择2：该井造斜时既有方向拐弯又有增斜。选定合适的造斜点井深、初始方位角和总

的狗腿严重度，使之钻达第一靶点时井斜达到 90° ，并且井眼方位朝向第二靶点，然后钻水平井段正直指向第二靶点。

虽然选取的是选择 2，但是两种选择都是可行的。这一决定是在分析下列因素后作出的：①每一地层的钻井特性；②定向钻井工具的能力；③油藏边界条件；④摩阻扭矩负荷的大小。

钻井作业模型

1. 摩阻和扭矩

制定了一个或者多个井身轨迹之后，使用摩阻扭矩模型来计算适合于大多数油井作业的负荷：①检查和优化井身剖面；②评价作业和步骤。

工程师应对下述作业进行评价以鉴别异常的地面或井下状态，这种状态可通过修改井身轨迹、选择钻机和设备或作业程序的措施来解决。

- (1) 钻井和钻柱的设计（超拉、旋转钻井、定向钻井、起下钻、钻柱的转动等）；
- (2) 下套管和衬管；
- (3) 钻杆传送测井和射孔；
- (4) 完井；
- (5) 修井；
- (6) 试井；
- (7) 钻机检修技术规范。

在开始钻井作业之后，摩阻/扭矩模型是一种避免问题发生的有效工具。图 6 表示怎样监测提升负荷（在每一次接单根时测得）并与预计的提升负荷进行比较，以确定井眼问题的潜在发生。当出现与预计的扭矩、下放摩阻和上提摩阻的趋势线偏离增大时，应停止钻进作业。然后对井眼的状况进行评价，确定出偏离的原因，看是否有问题正在发生。

在严重的问题发生之前，应该采取一些补救性措施，例如提高钻井液排量、短起下钻消除岩屑的堆集等。

2. 常规水力学

下一步是使用井眼水力学模型设计水力学程序，这包括确定井眼的净化（固相的运移）效率、保证井眼压力剖面在空腔破裂压力极限之内的冲击/抽吸压力。模型的合理使用将使钻井参数和钻井泵的使用得到优化。

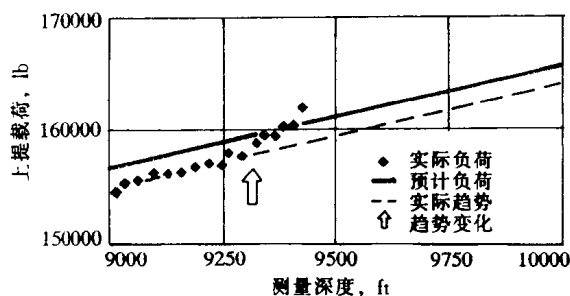


图 6 井眼状况的监测

现场作业常忽视冲击和抽吸的影响。水力学模型能帮助确定允许的起下钻速度，以防止：①由于静液压头不足，地层流体涌入井内；②静液压头过大造成地层被压裂。

例如，图 7 表明对于一口要钻到 11995ft（测量深度）井深的井的空腔压力和破裂压力剖面，不会造成 9448ft 井深 7in 套管鞋处破裂的安全起下钻速度是多少？计划使用 $4\frac{1}{8}$ in 的马达和 10.7lb/gal 的钻井液（塑性粘度 36，屈服值 18）钻进 6in 井眼。图 8（右侧）表示 60ft/min 的起下钻速度会产生过大的冲击压力并造成地层的破裂，而 30ft/min 的起下钻速

度（左侧）是可以接受的。

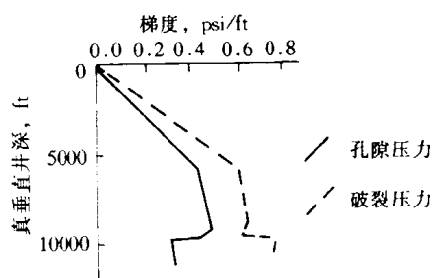


图7 空隙压力和破裂压力梯度图 (HYDMOD3)

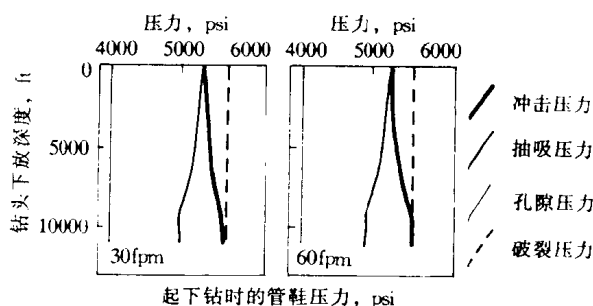


图8 起下钻分析 (HYDMOD3)

3. 负压水力学

设计负压钻井作业，需要使用特殊的水力学程序，其中包括空气、雾化和泡沫系统的模型。模型能够计算压力剖面、有效的岩屑运移能力、空气和氮气的体积要求、压气机的规范和地层液气涌入井内的影响。

图9和图10表示氮气注气速度分别为500和800ft³/min所产生的不同的流动特性和压力剖面。例如，在10000ft的空隙压力为2400lb/in²，500ft³/min的氮气注入速度所产生的井底循环压力为2437lb/in²，这将不会产生负压状态。然而，800ft³/min的注气速度将把井底循环压力降低到2292lb/in²，这会产生108lb/in²的负压。因此、利用模型可以确定最佳的负压钻井水力参数。

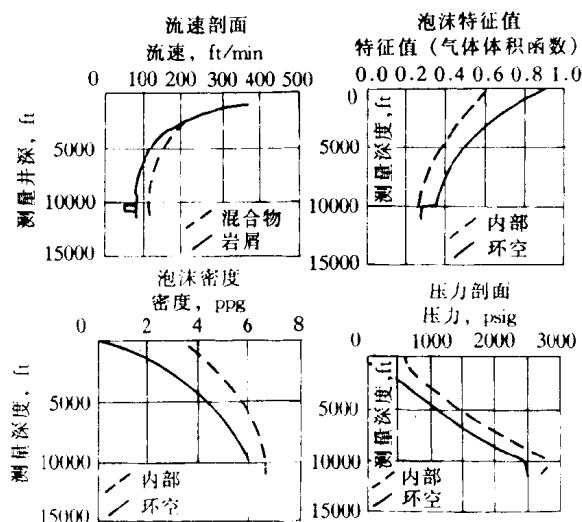


图9 负压钻井水力学 (MUDLITE)

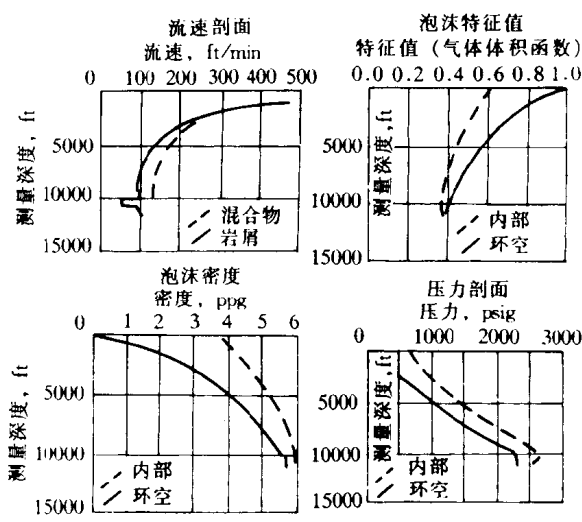


图10 负压钻井水力学 (MUDLITE)

4. 固井水力学

对于合理的固井作业设计（其中包括确定流体密度、流变性、泵排量、当量循环密度、体积和井眼一套管几何形状）必须进行注水泥水力学计算。注水泥模型必须解决“自由降落”或“U形管”的现象以及它对循环压力和当量循环密度计算的影响。整个作业都应对方当量循环密度进行计算，这样才能对每一井段作业进行评价。

图 11 表示在中东的一口井的尾管注水泥作业的初步设计结果。在该情况下,泵送水泥的同时发生了自由降落现象,这可从入口速度小于出口速度可以看出。水泥发生自由降落后,井眼在液力上是不平衡的,在井眼内流体存在相对流动(“进入速度”变得大于“出口速度”),因此试图达到平衡状态。此时,井底压力减小到孔隙压力以下,由此而造成地层流体涌入井内,使得注水泥作业受损。为了克服这个问题,可对提高排量和修改密度的效果进行评价。

5. 管柱的屈曲

应对所有作业过程中可能发生的动、静态的管具屈曲现象进行分析

需要使用动态钻井力学模型确定管具在井眼内,在轴向压缩负荷作用下的屈曲状态,并计算出最终的屈曲负荷和增加的摩阻/扭矩的效果。该模型可用到钻柱、油管柱、套管和软管中。其程序能确定可能发生“锁定”或者弹簧屈曲的状态,这对设计、钻井和大位移井、长水平井的完井是非常关键的。

对于大位移井而言更是如此,其中井眼轨迹和完井设计(管具尺寸的选择、流体的选择等)的一个关键的考虑因素是使用挠性油管进行测井、射孔和操纵地下设备的限制。

图 12 表示在北海的一口井上 7in 单通孔完井中使用 2in 挠性油管的屈曲示意图。该图所示的 461.6lb 的钻压(摩阻),它模拟了在完钻井深 17815ft 处操纵井下工具所能施加的最大许可力。高负荷会引起挠性油管产生永久屈服“锁定”。如果要使重生产测井仪器下到井底,这将会成为一个问题。在较浅的井深下可以操纵额外的摩阻或仪器的重量。

比较而言,在相同的井使用 5½in 钻杆钻 8½in 井眼段时,可提供超过 36000lb 的负荷来产生钻压(图 13)。这说明在最终确定井眼轨迹、套管程序、钻井液的选择等之前,应对所有可能性的油井作业进行评价。

6. 套管磨损

使用套管磨损模型评价与井眼狗腿有关的可能性磨损问题,其计算是根据狗腿的位置、钻具接头的类型、是否使用钻杆橡胶护箍、钻井液类型和添加剂、钻压、井底钻具组类型、钻柱的旋转历史等做出的。这些计算对于深井来说尤其重要,其中要求考虑有效的钻柱旋转,并评价重复钻井、修井等增效作用。

如果模型预测到有严重的套管磨损,可采用相应的措施来减小和监测磨损,其中包括:

- (1) 钻杆橡胶护箍的调节使用;
- (2) 修改钻井液类型和添加剂;
- (3) 使用有光滑的加硬铺焊的钻杆;
- (4) 使用有内涂层的套管;
- (5) 使用厚壁套管;

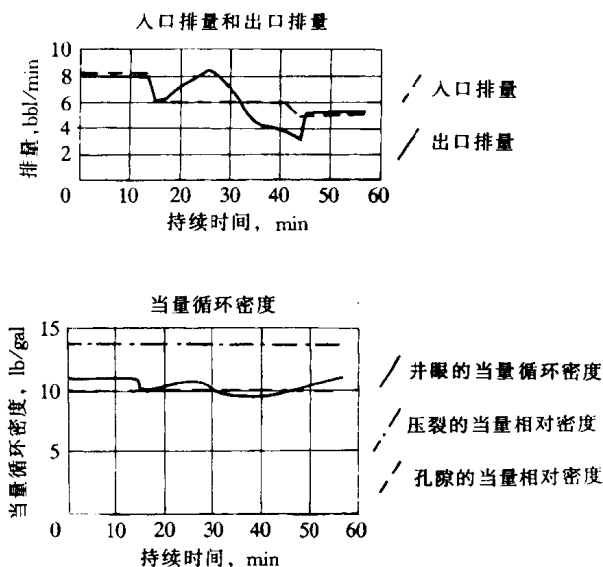


图 11 固井当量循环密度的评价 (CEMENT)

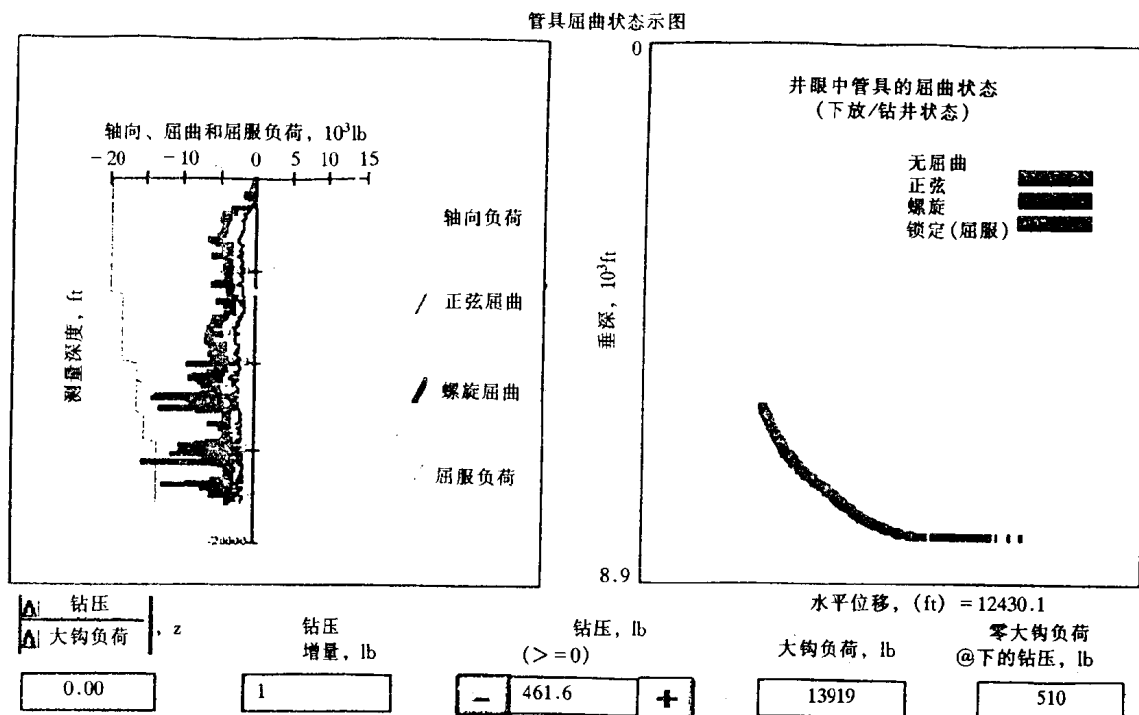


图 12 2in 挠性油管屈曲分析 (BUCKLE2)

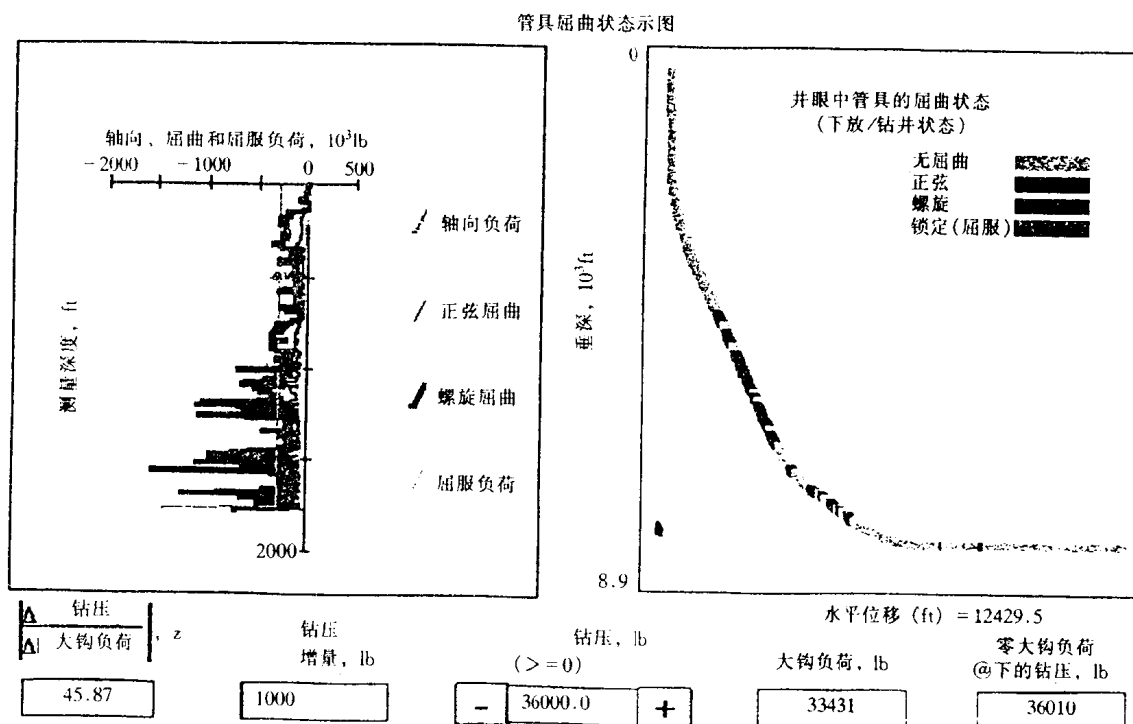


图 13 钻井屈曲分析 (BUCKLE2)

- (6) 使用马达减小旋转工作量;
- (7) 定期的套管探伤记录。

图 14 表示墨西哥海湾一口发生严重套管磨损的油井。该井当从 11656ft 钻到 13365ft 后, 对仅钻进的 1709ft 井段进行 11 $\frac{1}{8}$ in 套管试压时, 诊断出套管摩坏问题。由于套管磨损, 只试到 49% 的额定值便发生了套管涨坏。该井在 3300ft 井深处的狗腿为 7°/100ft (套管涨坏的地方)。由于考虑到钻井时间短 (只有 114h), 没有采取减少套管磨损的预防措施。此后使用套管磨损模型分析, 发现可以采取几种方案用于减少或者消除套管摩坏问题的发生。

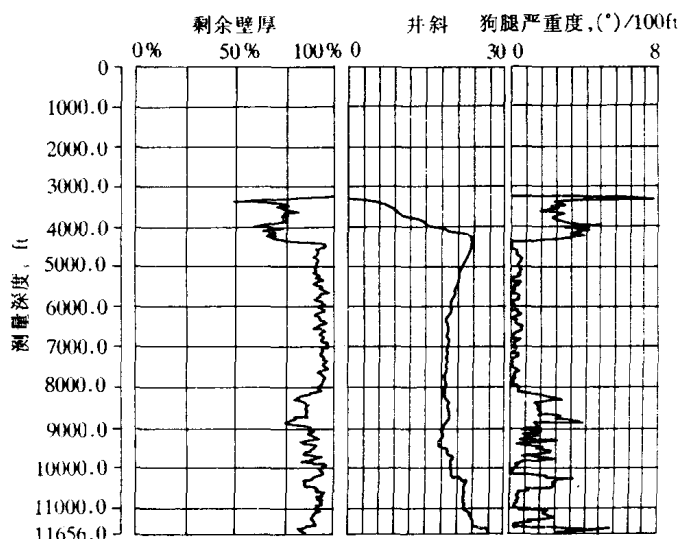


图 14 套管磨损记录的例子 (CWEAR)

对海洋钻井浮船的隔水管应进行相应的磨损计算, 特别是隔水管底部的柔性节的地方更是如此。

7. 井眼稳定性

不管是在井眼的定向井段还是在井眼的目的层井段都需对井眼进行稳定性评价。针对不同类型的岩性已分别开发出许多稳定性模型和岩石的失效模型, 其目的是确定对应于不同井斜的安全钻井液密度范围, 以避免井眼坍塌 (压缩破坏) 或水力破裂 (拉伸破坏)。

图 15 表示在沿最大水平应力方位 20° 的斜井中, 其直井段允许的钻井液密度范围为 10~18lb/gal 与水平段允许的钻井液密度范围为 12~15lb/gal 的比较。随着井斜角的增大, 允许的钻井液密度范围变窄是造成定向钻井和水平钻井变得复杂化的一种现象。

图 16 表示, 当井眼几乎与最大水平应力垂直 (70°) 时, 允许的钻井液密度范围不会发生变窄的现象。这表明水平井的方向角对井眼的稳定性有较大的影响。

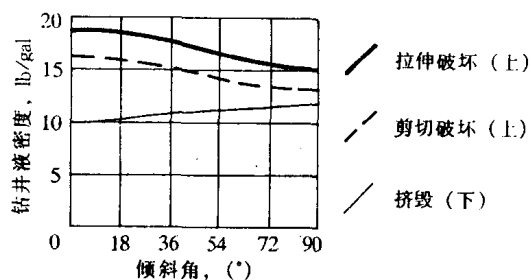


图 15 与最大水平应力成 20° 的井眼方位 (BSTAB1)

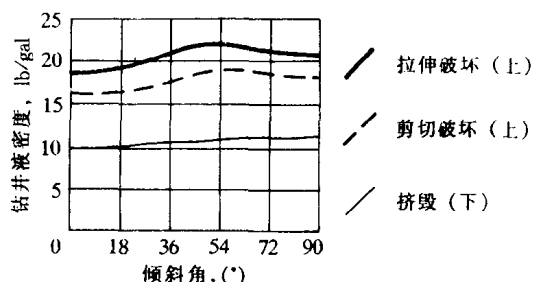


图 16 与最大水平应力成 70° 的井眼方位 (BSTAB1)

尽管还有其他因素可以控制要求的井眼轨迹和方位, 但是如果拥有岩石力学数据, 井

眼稳定性模型对于确定维持井眼稳定所需的安全的井眼轨迹是有所帮助的。

8. 套管设计

可以使用考虑了真三维井眼的几何形状和三轴应力计算的套管设计模型进行套管柱的设计。工程师利用这些模型可以随便定义负荷状态、安全系数和现场针对性的管具数据库。图 17 表示一口大位移水平井生产套管柱的设计实例。

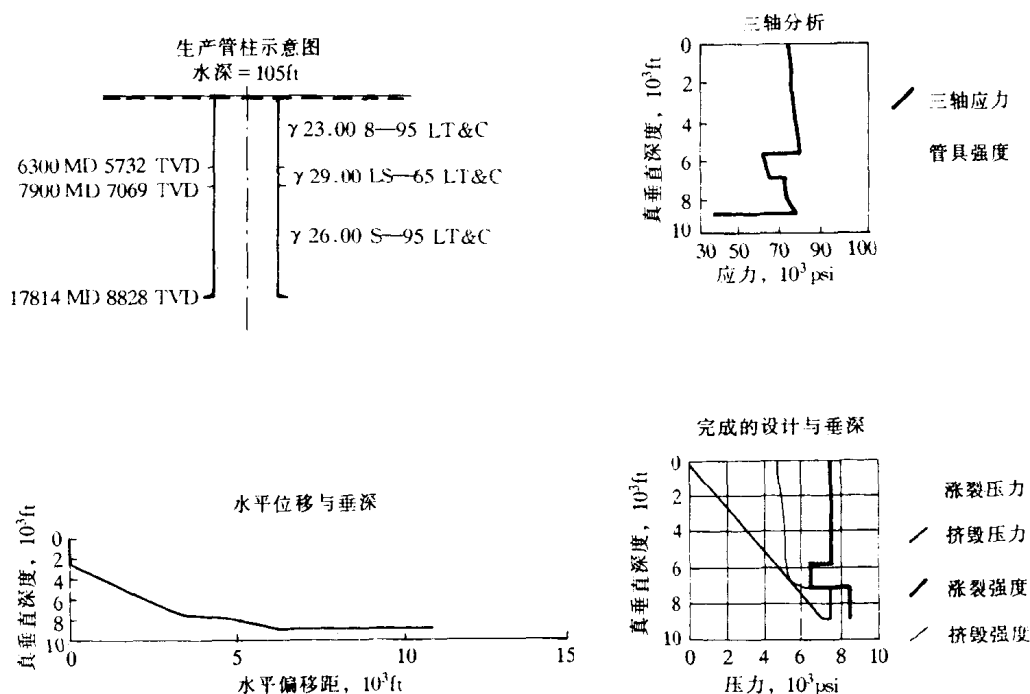


图 17 套管设计实例 (CASING2)

9. 钻柱疲劳

在几个短半径和中半径钻井作业中，已经发现有钻具疲劳破坏的事例。为了解决这个问题，已经开发出管具的疲劳模型。用此模型可预测钻具在弯弧井段旋转的疲劳寿命。该模型考虑进了钻具接头的刚度、轴向负荷、弯曲负荷、钻杆冶金、作业环境以及其他因素的影响。

当评价一口造斜率为 $60^\circ/100\text{ft}$ 的短半径井的钻井作业时，计算表明：使用 $2\frac{7}{8}\text{in}$ 的 E-75 级钻杆时，其钻杆的疲劳寿命用掉了 56.9% (图 18 (左))。

还可以通过调节某些钻井参数、改变钻柱设计和降低造斜率来降低钻具的疲劳损坏。例如，分别把钻杆换成 $2\frac{7}{8}\text{in}$ 的 G-105 钻杆、 $2\frac{7}{8}\text{in}$ 的 S-135 钻杆、 $2\frac{3}{4}\text{in}$ 的 G-105 钻杆或 $2\frac{3}{4}\text{in}$ 的 S-135 钻杆，正如图 18 (右图) 所示，可将钻杆用掉的疲劳寿命从 56.9% 降到 14.5%、11.7%、5.1% 或 2.9%。进一步分析表明：钻柱旋转速度降低 50%，可把用掉的疲劳寿命降低 50% (假定机械钻速保持恒定)。因此，可以使用该模型来选择最佳的钻柱和可接受的钻井参数。

10. 挠性油管疲劳

在钻井、酸化等作业过程中，挠性油管有较高的内压力，此时油管在滚筒上缠放会产生严重的疲劳问题。另一个疲劳程序可模拟挠性油管作业。模拟中所有计算对于挠性油管的预

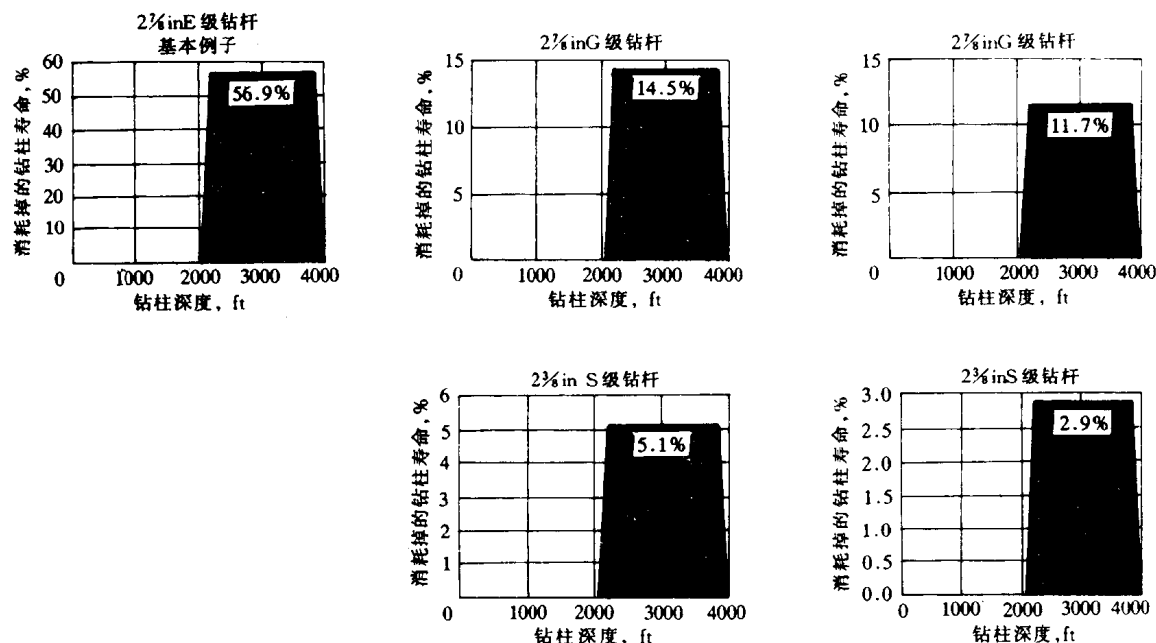


图 18 短半径井使用的疲劳寿命的实例 (DPLIFE)

先计划、挠性油管的保养和寿命的监测等都是非常必要的。该模型对流体类型的敏感度、内压力、滚筒直径、鹅颈滑道的半径、缠绕次数、焊点和张力都做了考虑。

图 19 (上图) 是一个 2in 挠性油管的例子。设计在 6000in 和 8000in 井段用 1000lb/in² 内压力作业, 其疲劳寿命用掉了 7%~8%。对于相同的作业条件下, 如果把挠性油管的直径从 2in 减小到 1 1/2 in, 那么, 用掉的疲劳寿命可减小到 4%~4.5% (图 19 下图)。使用合理的模型, 可以预测计划作业的挠性油管疲劳寿命, 并监测挠性油管用掉的累计寿命, 以便合理地选择挠性油管滚筒和确定挠性油管有效退役的准则。

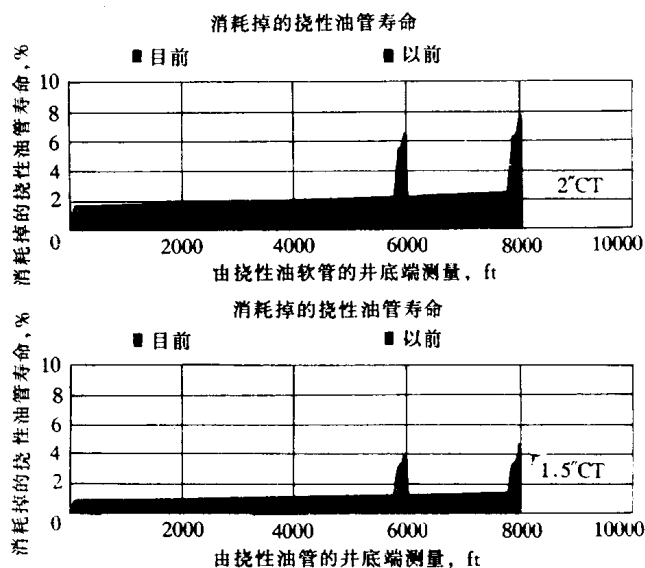


图 19 软管柱的总疲劳 (CTLITE)

11. 套管漂浮

较高的摩擦阻力常会使套管下入位移较大的浅水平井变得困难或不可能，为了克服这个问题，设计人员采用空气密封套管的底部，由此产生浮力来减轻套管的有效重量和摩擦阻力。

目前已经开发出使工程师能够设计漂浮段的长度和位置，使套管的漂浮得到最优化的计算机程序。图 20 表示为没有漂浮的例子。在 10000ft 长的水平井内，当大钩负荷降低到 0 时，套管只能下到 8000ft，并且不能推到井底。套管适当漂浮后，使用 12000lb 大钩负荷就能把套管安全地下到井底。

这种漂浮技术将来会变得更为重要，因为更多的油藏将使用水平井开发。

12. 井眼温度

在深井、高温井中，井底温度常常超过 300~350°F 的井底动力钻具橡胶定子的温度极限。其结果是，在这些高温井中，马达常在下井几小时后就出故障。高温还常常会造成 MWD 仪器电子元件损坏，使其使用寿命受到限制。

使用井眼热力学模型计算循环温度，目的在于：①延长 MWD 仪器和马达的使用寿命；②确保合理的水泥配方；③计算管具的热应力；④确认永冻地热区效应。

图 21 表示一口例井的情况，该井在 15000ft 深处的温度为 400°F。若动力马达一但下到井底便马上开始钻进，那么，由于橡胶定子的热降解效应，马达不到几小时就会出故障；若把马达提离井底并循环 6h 的话，井底温度将会从 400°F 降到 320°F。若在这一较低的温度开始钻进，由于马达在其温度极限范围内工作，它将使用 50~200h，因此大大地降低了钻井时间和钻井成本。

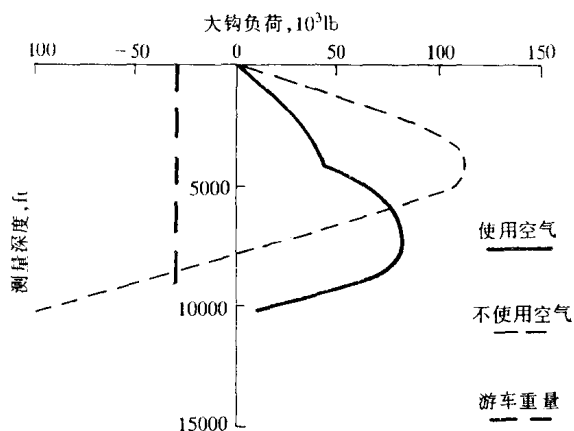


图 20 套管漂浮的比较 (CFLOAT)

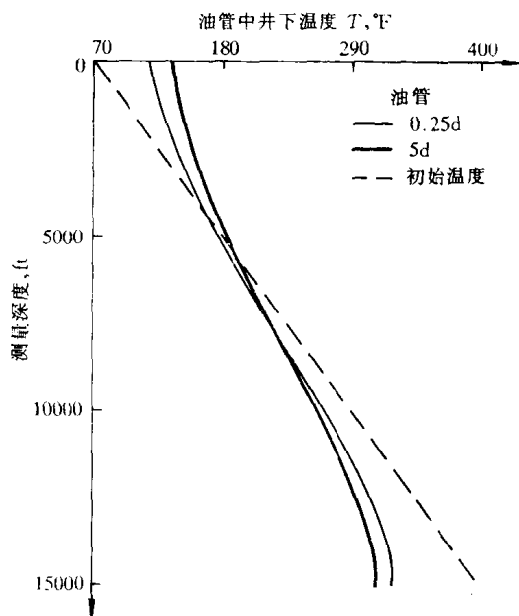


图 21 循环后的井眼温度 (GTEWP)

13. 油井成本估计

油井成本模型可提供详细的油井成本预计和分析。在计划的过程中，该模型还能对油井