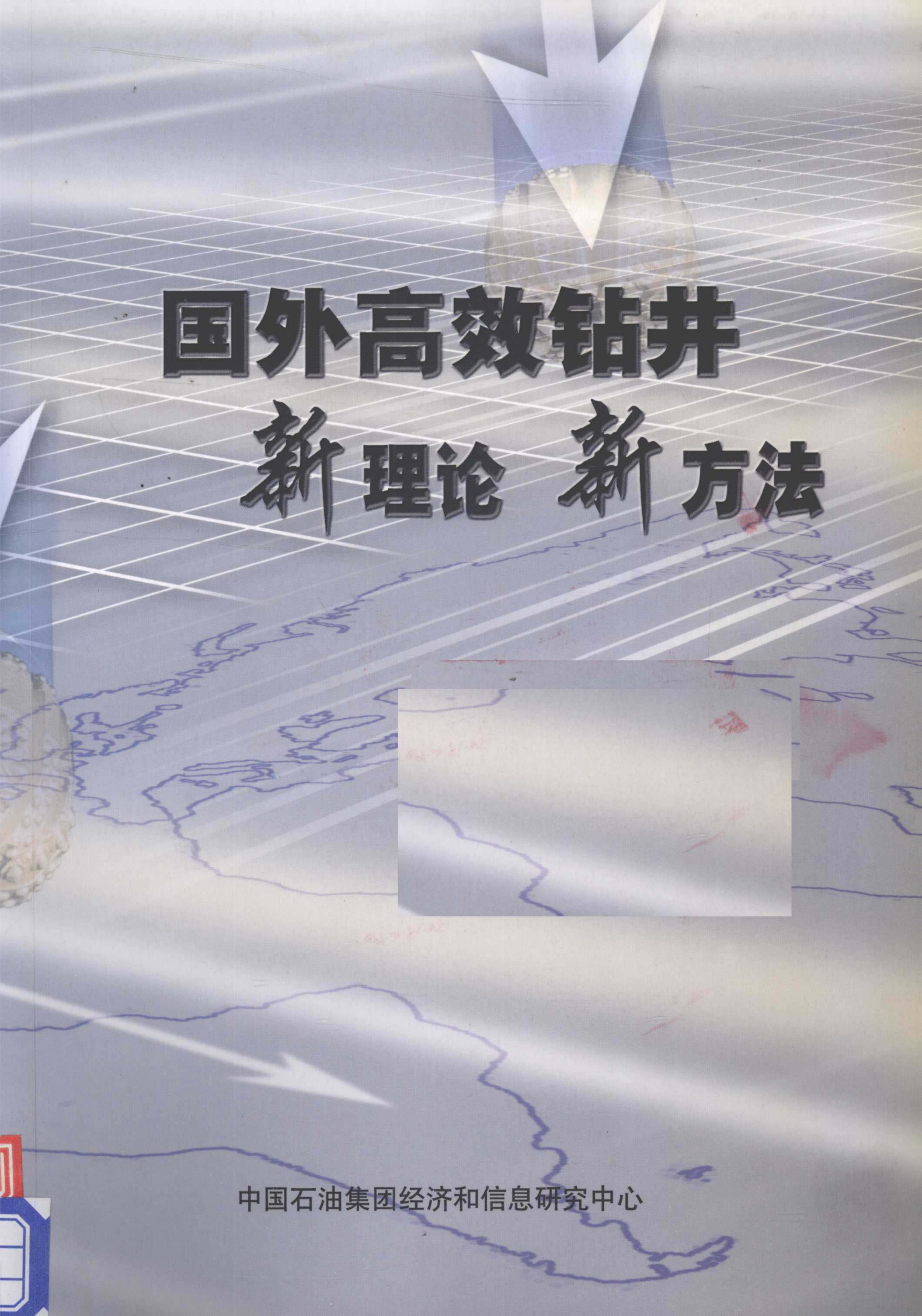




国外高效钻井 新理论 新方法

中国石油集团经济和信息研究中心

目 录

第一章 套管钻井技术	(1)
概述.....	(1)
一、套管钻井技术.....	(2)
(一) 套管钻机.....	(2)
(二) 套管钻井的井下系统.....	(6)
(三) 套管和套管接头规范.....	(8)
(四) 套管钻井工程中应考虑的问题.....	(9)
(五) 利用套管钻井技术在美国墨西哥湾打定向井.....	(15)
(六) BP 公司在套管钻井中遇到的问题和所采取的措施.....	(18)
二、尾管钻井技术.....	(24)
(一) 尾管钻井系统的组件.....	(24)
(二) 尾管悬挂器.....	(25)
(三) 作业设计.....	(26)
结论和建议.....	(28)
第二章 旋转导向闭环钻井系统	(29)
一、旋转闭环系统 RCLS.....	(29)
(一) 旋转导向系统控制井眼轨迹方向的机理.....	(29)
(二) 旋转闭环系统 RCLS.....	(31)
(三) 用 RCLS 系统钻进的优越性能.....	(38)
(四) 旋转导向系统的改进方向.....	(39)
二、全旋转给钻头指向导向系统.....	(40)
三、关于井眼迂曲度.....	(45)
(一) 井眼迂曲度的由来.....	(46)
(二) 井眼迂曲度的几种数学定义.....	(47)
(三) 对照导向马达已钻井段的 RCLS 的迂曲度评价.....	(49)
(四) 扭矩和阻力与迂曲度.....	(51)
(五) 关于井眼迂曲度的几点认识.....	(55)

(六) 关于井眼迂曲度的其他观点.....	(56)
四、提高井眼位置精度—关于真垂深不确定性.....	(58)
(一) 真垂深不确定性.....	(59)
(二) 适合水平井的真垂深(垂直)不确定性例子.....	(63)
(三) 关于真长深不确定性的一些结论.....	(66)
第三章 地质导向技术	(69)
一、地质导向和地质导向服务器.....	(69)
(一) 什么是几何导向.....	(69)
(二) 什么是真实地质导向.....	(69)
(三) 地质导向处理流程和地质导向服务器.....	(70)
(四) 地质导向实时作业.....	(72)
(五) 集成的软件程序包.....	(73)
(六) 如何应用超前的模拟软件得出附近地质构造.....	(76)
(七) 成功进行地质导向的主要因素.....	(78)
二、地质导向的常规 LWD 工具.....	(80)
三、具有不同方位测量能力的 LWD 工具.....	(88)
第四章 超高压射流辅助钻井	(105)
一、概 述.....	(105)
二、超高压井下泵.....	(106)
(一) 第一代至第三代超高压井下泵样机及其试验情况.....	(107)
(二) 第二代超高压井下泵结构.....	(111)
三、关于超高压射流辅助钻井机理的认识.....	(120)
第五章 激光钻井	(123)
一、激光钻井重新进入研究领域, 引人注目, 意义深长.....	(123)
(一) 原来对激光钻井的看法已经陈旧了.....	(123)
(二) 为什么现在又提出要进行激光钻井的研究.....	(123)
(三) 当前激光钻井的研究状况.....	(125)
(四) 应该对激光钻井研究予以巨大关注.....	(127)
二、激光及其在石油钻井和完井中的首先应用领域.....	(127)
(一) 激光和激光钻井.....	(127)

(二) 激光钻井胜过常规钻井技术的可能优点·····	(128)
(三) 激光在石油钻井和完井中的首先应用领域·····	(129)
三、现代高能激光器的特征和激光能量的传输·····	(129)
(一) 现代高能激光器的特征·····	(129)
(二) 激光能量的传输·····	(131)
四、用于钻井和完井的备选激光器·····	(132)
五、用中红外高级化学激光器(MIRACL)进行的实验研究和结果·····	(133)
(一) 初始实验和结果·····	(133)
(二) 下阶段研究焦点·····	(134)
(三) 结论·····	(134)
六、用化学氧碘激光器进行的实验研究和结果·····	(134)
(一) 化学氧碘激光器及其主要特征·····	(134)
(二) COIL 实验目标·····	(136)
(三) 实验方阵和结果·····	(137)
(四) 经 COIL 辐射岩石的照片和 CT 扫描图·····	(144)
(五) 结论·····	(146)
七、用掺钕钇铝石榴石(Nd: YAG)激光器进行的实验研究和结果·····	(147)
(一) Nd: YAG 激光器的性能参数·····	(147)
(二) 研究目的和实验内容·····	(147)
(三) 结果和讨论·····	(151)
(四) 结论·····	(154)

第六章 连续管钻井技术的新进展····· (156)

一、数据和动力传输热塑复合连续管·····	(156)
二、井下钻具和钻具组合的新进展·····	(157)
(一) 新的电动井下钻具组合·····	(157)
(二) 用于连续管钻的一种新的导向钻井系统·····	(158)
(三) 连续管欠平衡钻井用的绳索式井底钻具组合·····	(160)
三、用 CTD 钻井技术在超高压层侧钻·····	(163)
四、加连续管钻井位移的新工具·····	(164)
五、用连续管和欠平衡钻井技术打水平井·····	(166)
六、利用混合钻机进行 CTD 作业·····	(168)

七、加拿大对用连续管以欠平衡方式打含硫化氢气井的一些推荐做法..... (171)

 (一) 加拿大的情况..... (171)

 (二) 加拿大的传统..... (171)

 (三) 在酸性环境中连续管的管理..... (171)

 (四) 连续管的硫化氢应力腐蚀破裂的测试方法..... (172)

八、连续管钻井理论的发展..... (173)

 (一) 连续管钻井的振动分析..... (173)

 (二) 在恒定曲率井眼中连续管初始形状对屈曲状态的影响..... (174)

 (三) 井眼清洁参数的预测方法..... (182)

九、钻井液的新发展..... (185)

 (一) 连续管用钻井液..... (185)

 (二) 连续管钻井的最佳钻井液设计..... (187)

第七章 国外钻头新进展..... (191)

 一、斯克里斯坦森 (Hughes Christensen) 公司..... (191)

 二、史密斯公司..... (204)

 三、Reed Hycalog 公司..... (213)

结论..... (220)

第一章 套管钻井技术

概 述

石油勘探始于 18 世纪中期,当时是用绳式钻具(顿钻)打井.司钻把接在钢丝绳端部的钻头下入井内,打几英尺,用钢丝绳吊出几桶岩屑,然后把钢丝绳下入井内继续钻井。这种钻井方式的钻井速度很慢,但起下钻速度很快。

18 世纪 90 年代初,在得克萨斯州 Corsicana 地区的作业者发现,水井钻井承包商率先使用了一种更有效的钻井方法——转盘钻井。1900 年石油作业者用转盘钻井打出了油井。转盘钻井的起下钻速度慢,但钻井速度快而且井眼清洁速度快。

石油工业界可能要迅速迈入改变钻井技术第二步,即不用钻杆而直接使用套管打井。这一思想自 1950 年就为人们所熟知。其在陆上钻井的普遍方法是使用管子钻油层段到设计井深,然后将管子固在井中,钻头也不回收。

Sperry Sun 钻井服务公司和 Tesco 公司根据这一钻井原理各自开发出套管钻井技术并制定了各自的套管钻井技术的发展战略。

2000 年,Tesco 公司已准备把 4.5—13.375 英寸的套管钻井技术作为一种商业服务推向市场,为世界各地的油田服务。两家公司都预言,套管钻井技术可使油公司降低钻井成本 10-13%。

套管钻井共分为三种:

1. 普通套管钻井技术;
2. 全程套管钻井技术;
3. 阶段套管钻井技术也叫尾管钻井技术。

普通套管钻井是指在对钻机和钻具做少许改造的基础上,用套管作为钻柱,接上方钻杆和钻头进行钻井。这种钻井方式主要用于钻小井眼。使用这种钻井技术比较多且比较成功的是墨西哥的 Pemex 勘探开发公司,该公司自 1996 年以来在塔毛利帕斯州的 Burgos 盆地利用普通套管钻井技术打了 150 多口气井,但都是小井眼。这种套管钻井技术不在本调研的范围内。

全程套管钻井技术就是我们目前所说的套管钻井技术。它的主要特点是,使用特制的套管钻机、特制的钻具和特制的钻头,利用套管作为水力通道,采用绳式钻井马达进行钻井作业的一种钻井工艺。目前,研究和开发这种钻井技术的主要是加拿大的 Tesco 公司。目前已使用这种钻井技术在陆上和海上打过井,而且确实降低了钻井成本。

阶段套管钻井技术是指,在钻井过程中,当钻入地层破碎带或钻入水层时,由于地层垮塌或大量的水侵入井眼而无法继续钻进时,为解决继续钻进的问题,在钻柱的端部连接一段套管和一种特制的钻具,打完这一段后把钻头起出,而把套管留在井下并对这一段套管进行固井,

用以封隔破碎带和水层。为把阶段套管钻井与全程套管钻井区别开来，国际上又把阶段套管钻井技术称为尾管钻井技术。本调研介绍的套管钻井技术是全程套管钻井技术和阶段套管钻井技术。为了简便和便于区别起见，我们把全程套管钻井技术称为套管钻井技术而把阶段套管钻井技术称为尾管钻井技术。下面我们分两部分介绍提供钻井技术和尾管钻井技术：

一、套管钻井技术

套管钻井和尾管钻井是一种新的钻井技术，研究和开发这种技术的公司较少，使用这种新技术所打井的数量较少，而且使用这种钻井技术打井的石油公司也较少。就其技术本身来说，还有很多需要完善的地方。因此很难总结出有共同规律的经验供大家参考。我们只能根据现场钻井过程的描述，以及现场打井遇到的问题和解决这些问题所采用的方法和经验来阐述套管和尾管钻井技术。

（一）套管钻机

1. 井架和模块式建筑

Tesco 公司研制的套管钻井钻机是一种混合钻机。钻机的钻深能力为 3000 米。钻机由带有顶驱和特制绞车的双伸缩式井架、800 马力的三缸泥浆泵、井架管汇清洁器、180 英尺高的吊运式底座和一座模块式建筑组成。钻机的设备由液压驱动并由一数字可编程序逻辑控制器来控制。钻机所有的功能可通过设在控制室的司钻控制中心用数字可编程序逻辑控制器来控制。

钻机的结构使搬迁、井场建设、钻机安装更为方便，而使钻井作业更为经济有效。

钻机的辅助设施被设计成可叠加式模块式建筑，这样使基础占地小从而减少了井场的占地面积。使用了 20 个模块式建筑作为发动机、电力设备、罐类、泥浆系统、控制室和其他设备的房间。模块式建筑的特点是面积大、有供暖设备和机械加工车间，模块式建筑也降低了每个单位载荷的重量。另外，绞车安装在井架的背面以及使用了固定式顶驱也大幅度降低了钻机的安装和拆卸时间。

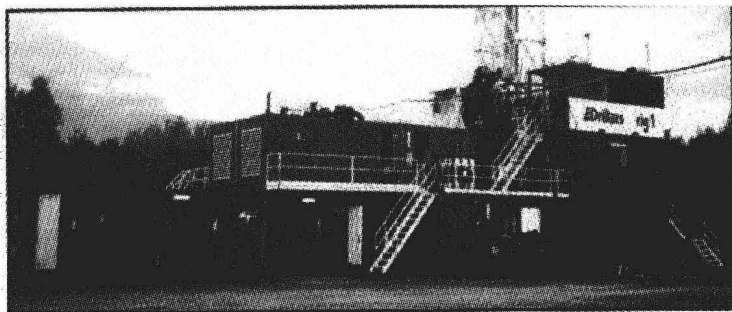


图 1-1 套管钻机

2. 模块式结构

钻机的辅助设备分别设置在 $20 \times 8 \times 2\frac{1}{2}$ 英尺的模块式房间里，模块式房间的平均重量为 18500 磅 (8.325t)。包括底座和井架在内的钻机被分装在 20 吨的拖车上。与标准的橇装模块相比，模块结构降低了单元载荷的重量。

一层建筑联接在一起使之可以对工作区或机械室集中供暖。水动力和发动机放置在井架后面的第二层。控制室和辅助工具室则设在邻近钻台的第三层。

包括转盘在内的钻机底座为可整体吊运结构。底座的高度限制为下降高度为 $5\frac{1}{2}$ 英尺，上升高度为 18 英尺。在作业期间，底座的净高度为 16 英尺，这一高度刚好适合钻台工作人员与司钻对话和欠平衡钻井防喷器的设置。

3. 数字可编程序逻辑控制器（以下称 PLC）的控制系统

钻井作业的控制和监测是由设在司钻控制中心的一种特制的人机司钻面板和钻井数据采集系统进行遥控的，而司钻控制中心则设在钻台附近（见图 1-2）。在通常情况下，PLC 接收司钻控制中心的输入数据并提供了几乎不受限制的连接和计算以增加钻井的安全和效率，以及简单的诊断、遥测和事故停机。

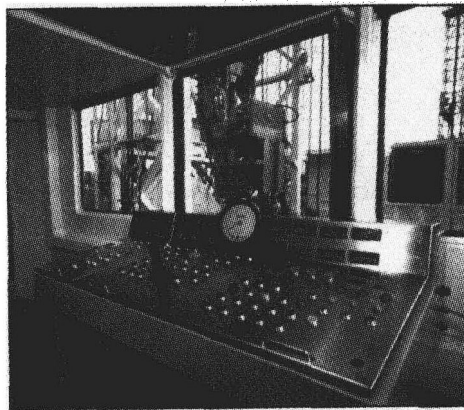


图 1-2 司钻控制中心

PLC 系统具有下列遥控和自动控制功能：

- (1) 遥控和选择发动机的转速（两台发动机）；
- (2) 多功能泵的分配（11 个泵的分配）；
- (3) 储能器和 BOP 的遥控；
- (4) 控制顶驱和辅助设备；
- (5) 绞车和刹车的控制；
- (6) 自动送钻；
- (7) 钻台保护器和天车保护器
- (8) 低温环境控制；

- (9) 制冷系统自动开始;
- (10) 综合数据采集和显示;
- (11) 电脑屏幕上多种报警显示;
- (12) 辅助绞车和提升气缸的无线电控制。

钻井的 PLC 系统包括可从遥远现场经由卫星电话的直接存取系统。PLC 可以监测钻机的状态,但问题的诊断、参数的调整以及整个 PLC 程序的改变和下载则可在办公室进行。

4. 绞车

绞车使用了结构紧凑、大扭矩和多种排量的涡轮液压马达并且直接并在缆绳滚筒的锻轴上,因此不再需要齿轮箱、链条、皮带、离合器/链轮和链条护罩。这就意味着,绞车滚筒决不会脱挡,而是在最优速度控制下向两个反向平稳转动。这种轻便的结构使绞车可以与井架合并为一体(见图 1-3)。

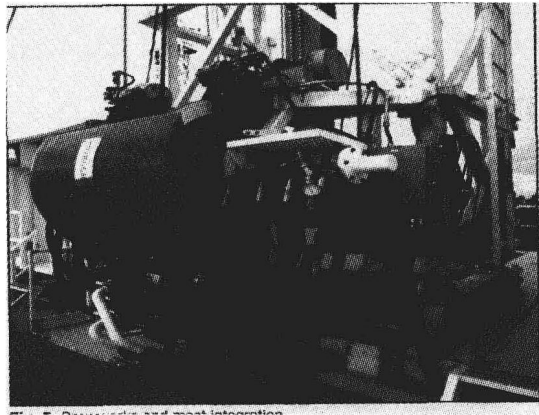


图 1-3 套管钻机的绞车

下钻时液压系统使用返回的能量作为动力刹车的能量。钻井装置上没有设置液压制动装置和涡流制动器。一种重量轻的、压模铸成的盘状刹车直接安装在钢管架上作为手刹车和应急刹车。绞车还设有下列系统:

(1) PLC 控制系统

绞车的液压系统是由设在司钻控制中心的手柄通过 PLC 来控制的。原因是司钻不在机械刹车的刹把附近,他可以在司钻控制中心远离绞车的任何地方。

(2) 安全系统

绞车的安全系统包括平台和天车保护器以防止游动滑车与顶驱碰撞。减速是通过电脑程序来优化的。

绞车还有很多其他的安全联锁以防止误操作时对人和设备造成危害。例如,刹车只有在大钩具有充足的提升液压和充足的空气压力来控制刹车时才开锁。只有刹车在完全开锁的情况下,绞车才能提速。

当绞车换高速挡时，只有通过均衡器才是能做到的，但只有 PLC 的最高载荷极限允许时才能做到。如果在高和中等速度范围内，大钩的载荷超过了额定的载荷极限，那么绞车的速度将自动下调到安全范围内。

5. 顶驱和其他设备

钻机上装有顶驱，顶驱具有良好的扭矩和速度控制系统。顶驱可以单独连接钻杆而且在滑动钻进时具有钻井扭矩控制能力和司钻控制能力，即司钻可以通过摆动钻柱降低滑动摩擦阻力。整体结构的管材装卸和机器人化的特点降低了接单根的时间而增加了钻台的安全性。

顶驱和三分之二的轨道永久固定在井架上以便降低钻井和拆卸时间。据估计，就这一项就可节省 5 个小时的安装时间。

(1) 泥浆泵的驱动

泥浆泵由直接安装在曲轴上的径向活塞马达驱动。由于是直接驱动总成，所以去掉了活塞轴而用大齿轮代替了飞轮，从而降低了泥浆泵的复杂性和重量。泥浆泵可以在安全运转的情况下降低到零转/分，以便进行漏失测试等试验。泥浆泵有一独立的、电驱动的润滑系统，保证了在各种速度下的润滑。驱动泥浆泵的液压马达在闭环系统损坏的情况下，可由开环系统提供动力。从而使得即便是在井场的主发电机停止供电的情况下，仍能保证钻井液的循环（见图 1-4）。

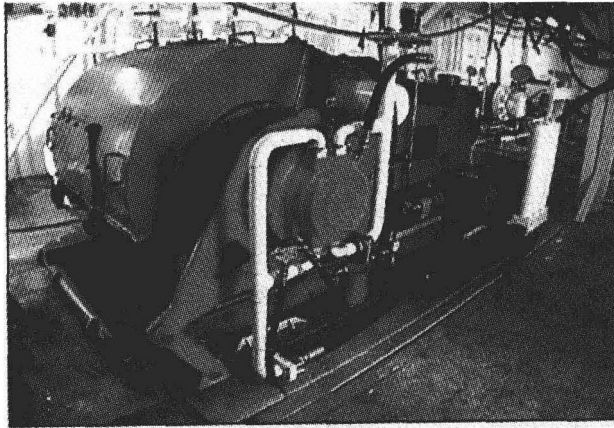


图 1-4 套管钻机的泥浆泵

PLC 还为泥浆泵提供了大量的安全保证。例如，如果防溅盒的阀门关闭，泥浆泵则不能启动，只有在通过一个按钮进行过载启动时泥浆泵才能启动。第二联锁保证了泥浆泵的泵速被限制在安全泵速下。第三联锁通过两个操作台保护维修人员的安全。

(2) 转盘

使用了额定载荷为 150 吨的 $17\frac{1}{2}$ 英尺转盘以支撑滑动载荷以及非钻进时缓慢转动钻柱。转盘在套管钻进井中的主要作用是在接单根和顶驱发生问题时，转盘可作为一种辅助设备。套管钻机转盘的重量轻而且在转盘罩内设有液压驱动系统（不需要外部马达、链条或驱动轴）。

6. 套管夹持器

2001 年, Tesco 公司研制成新型套管夹持器, 并将其安装在 Tesco 1 号钻机上, 见图 1-5。套管夹持器能减少套管钻井的复杂性并提高提高钻井的效率。

在此之前, 是使用顶驱将转换套管的丝扣拧进接头的方法来转换套管。完井前, 每根套管的接头都要经过上扣和卸扣, 因而增加了套管损坏的风险。



图 1-5 套管夹持器

这种套管夹持器适用的套管尺寸 $3\frac{1}{2}$ 英寸 $\sim$ $9\frac{5}{8}$ 英寸, 并克服了对套管顶部与顶驱进行丝扣连接的需求。套管夹持器的外卡瓦以轴向方向卡住套管并传送旋转扭矩。内固定矛和密封总成在不使用套管丝扣的情况下保持密封。

套管夹持器由顶驱控制器进行液压操作的。在一根套管被放入鼠洞后, 卸下护丝并将其旋入连接器。顶驱伸到鼠洞上方, 套管夹持器下落到套管顶部。启动套管夹持器, 吊起单根套管并将其插入转盘并根据制造商确定的规范上扣和进行钻井作业。

(二) 套管钻井的井下系统

1. 套管钻井总成

套管钻井工艺用套管代替钻杆, 由套管作为向钻头传递水马力和机械能的通道。一种可回收式钢丝绳井下钻具组合连接在套管的底端, 钻一段足尺寸的井眼以允许套管向下前进。

井下钻具组合使用一种联顶总成 (landing assembly), 所以可以使用钢丝绳装置回收和重新下入井下钻具组合而不需要起下套管。套管钻井总成的结构见图 1-6。

井下钻具组合由尺寸能穿过钻井套管的领眼钻头和下部扩孔器组成。因此可以钻出一段与钻井套管有一定间隙的井眼可以进行注水泥的井眼。

在定向井中, 井下钻具组合还包括弯外壳井下马达和随钻测量仪, 诸如随钻测井仪或取心设备等其他工具也可以同时下井, 进行常规钻井的任何作业。

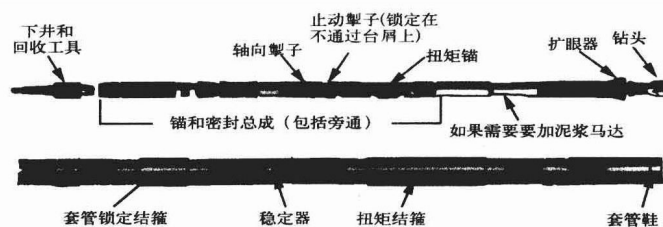


图 1-6 套管钻井总成

井下钻具组合连接在联顶总成的下面以便把井下钻具组合下入井眼并组成一种特殊的套管鞋。在联顶总成上的弹簧楔子啮合在套管的不通过槽上。正向锁定的轴向键延伸到总成中，所以总成可以传递钻压和把钻井总成的压力传递到套管上形成张力钻井载荷。扭矩锚与套管中的凹槽啮合以便把旋转和扭矩传递给井下钻具组合。

联顶总成上的密封包括了上行和下行的表面润滑密封环，以防止钻进时流体进入井下钻具组合的连接总成中。旁通系统可用来循环钻井液，防止在起下钻具组合时发生抽汲和卡钻。

位于套管底部的钻鞋(drill shoe)由 PDC 钻头或碳化钨扩眼器保护着。保证了套管向前能钻出规则井眼。

2. 下钻和回收工具

为了安装和拆卸井下钻具组合，使用了一种专门设计的钢丝绳下入和回收设备。水龙头可防止辫状钢丝绳旋转打结，所以在钢丝绳作业期间可以转动套管。当钢丝绳的强力达到 20000 磅 (9t) 时，应急剪切接头提供垂直拉力释放在缩经条件下产生的锁定力保证断开连接。

3. 钻头和管下扩眼器

用套管和可回收式钢丝绳钻具钻井时要求切削结构要小到能穿过套管同时又能钻出比套管外径大的井眼。这要通过小直径的领眼钻头和后面的管下扩眼器来完成。

用牙轮钻头和 PDC 钻头进行过试验，也用两臂和三臂 PDC 管下扩眼器进行过下井试验。用安装在套管上的 PDC 钻鞋下过几次井，采用 PDC 钻鞋就不需要井下扩眼器了。

试验中没有遇到不能使用 PDC 钻鞋的硬地层，但认为可回收式牙轮钻头更适合这种钻井工艺。

4. 钻具组合的下井和回收

试验时，对井下钻具组合的下井和回收系统反复进行了下井和回收，结果证明这种系统在直井中效果较好。目前取得的主要进展有：

- (1) 有了一种可靠的旁通系统；
- (2) 下井工具和套管钻井总成匹配良好；
- (3) 有了全井眼正确到位的联顶系统；
- (4) 有效的密封保证了在开泵时钻屑不在钻具周围循环。

当然还要积累一些操作经验，使操作者能更可靠地操作这些系统。

5. 地层评价

在不起出套管的情况下，用常规的测井仪无法进行测井。其替代方法是用套管内测井仪可在钻井过程中连续测井。在多数情况下，套管钻井是用于打开开发井的，可把开发井的地层评价设计成能满足套管钻井要求的。

（三）套管和套管接头规范

在钻井过程中，套管和套管接头要承受扭曲和压缩屈曲载荷。最初，根据较小的间距和抗扭能力选择了 V 形丝扣的整体接头（WT-IPC）。WT-IPC 接头要求把接头锻造成符合 API 规范的内径以便增加其抗张强度。据发现，在高转速情况下（超过 250 转/分）套管将发生弯曲形变，但产生塑性形变的 170 转/分转速极限是被否定的。在钻井作业期间，需对接头施加扭矩和大量的上、卸扣，几种接头出现了内径缩小和起下钻遇阻的问题。之后改用了 CNV-BTC 接头或特定间隙的 CNV-BTC 接头，这种接头具有可增加抗扭和增加密封能力的整体载荷环，见图 1-7。用特制的丝扣油把接箍安装在套管的一端以防止在上、卸扣时过度紧扣和发生松扣。阳螺纹端用二硫化钼处理以减少上扣时的擦伤。钻进时产生的扭矩一般不会超过上扣扭矩，而最大扭矩将控制在预期范围内。磨损也不是很严重。在钻到设计深度和回堵之后，对管体进行了全长的超声波检查，并对 CNV-BTC 接头进行磁粉端部区域检测。套管和接头经过 60 小时和 500000 转之后，对 88 根套管进行了检测，没有发现纵向和横向裂隙。所有套管的壁厚都在 API 规定的 15% 的磨损量之内。有 6 个公接头和 4 个接箍被定为有擦伤，对有擦伤的公接头进行了现场维修，而对接箍进行了更换。有一个公接头没有修理其原因是装运时发生了损坏。所有负载环都是完好和令人满意的。一种异径套管短接（在联顶鞋的上方）具有降低壁厚磨损的效果，其原因是由于压缩降低了管壁的接触力。在套管柱的下部使用扶正器也是今后用套管打井降低套管与井壁的接触力和磨损的有效方法。

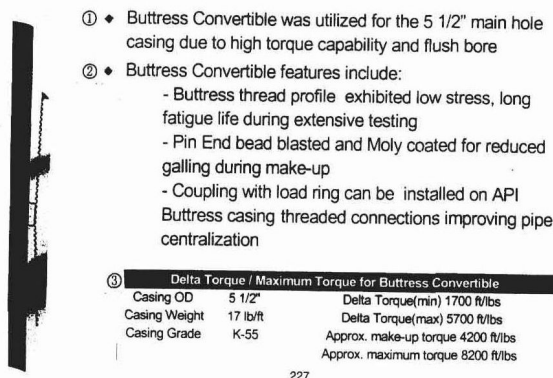


图 1-7 套管接头的选择

① 钻 5 1/2 英寸主井眼的套管使用的是偏梯型丝扣转换接头其原因是它具有较高的抗扭能力和平接口；

②偏梯型转换接头的特定包括:

1. 大量的试验期间, 偏梯型丝扣齿型具有应力低和疲劳寿命长的特定;
2. 在上扣时减少擦伤, 公接头的垫圈经过喷沙抛光和二硫化钼涂层;
3. 有载荷环的接箍可安装 API 偏梯型接头上借以提高套管居中性;

③偏梯型转换接头扭矩增量/最大扭矩:

1. 外径为 5 1/2 英寸套管的扭矩增量 (最小) 为 1700 英尺/磅;
2. 重量为 17 磅/英尺的套管的扭矩增量 (最大) 为 5700 英尺/磅;
3. 级别为 KL-55 套管的上扣扭矩约为 4200 英尺/磅; 最大扭矩为 8200 英尺/磅。

(四) 套管钻井工程中应考虑的问题

多数套管钻井的设计方法中与常规钻井相似。在处理诸如井眼稳定、井控、套管下深、定向设计和选择钻头等问题时, 多数与常规钻井相似。套管钻井与常规钻井的巨大差别就是套管要承受附加应力。

图 1-8 出示了影响套管钻井中套管完整性的相互作用因素。影响套管完整性的三个主要因素 (弹性载荷、疲劳和磨损) 出示在右侧, 而有关的操作控制事宜 (操作参数、管材特性、接头结构和油井设计) 出示在左侧。

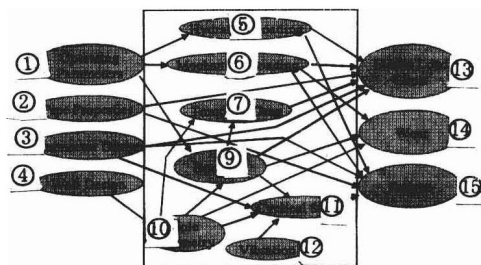


图 1-8 在套管钻井中影响套管技术完善的相互作用因素

- ①作业参数; ②管材特性; ③接头结构; ④油井设计; ⑤水力载荷; ⑥机械载荷; ⑦扭矩和摩阻;
⑨屈曲; ⑩井眼几何形状; ⑪应变应力; ⑫振动; ⑬弹性载荷极限; ⑭磨损; ⑮疲劳

影响套管钻井的大多数因素可用常规钻井技术来对付, 但有三种情况 (屈曲、疲劳和水马力) 需要专门介绍:

1. 屈曲

套管钻井与常规钻井的最大区别是套管钻井不用钻铤来提供钻压。多年来, 对司钻的教育就是钻井时要下钻铤以保证钻柱不被屈曲损坏。那么摆在我们面前的一个问题就是在不使用钻铤的情况下怎样有效地进行套管钻井作业。

在套管产生屈曲前, 套管的下部只支撑有限的压缩载荷。当压缩载荷和套管/井眼产生足

够大的弯曲扭矩时套管产生屈曲。在产生屈曲后，套管在没有横向支撑的情况下能够支撑压缩载荷，但这并不意味着套管在结构上会有损坏。套管周围的井壁可为套管提供横向支撑以限制套管在任何给定参数下产生横向偏移。

事实上，套管屈曲没有对套管造成结构上的损坏，但屈曲造成的两种作用可能造成套管损坏。第一，套管与环空之间的横向接触力可以造成套管磨损，并增加套管旋转的扭矩。第二，套管的屈曲会在井眼内形成弯曲几何形状，这就增加了套管的应力而且可能增加了产生横向振动的趋势。

对套管钻井技术的应用而言，重要的是确定套管是否屈曲，以及套管屈曲是否会引起问题。

在水平井中，造成屈曲的压缩载荷是由管材的刚性、重力造成的横向力（管材重量和井斜）和与井壁间的距离决定的。在直井中，部分处于压缩状态的套管始终处于屈曲状态（在没有扶正器提供横向支撑时），就象钻铤在垂直井眼中发生屈曲一样。如果井眼轨迹是水平的而不是垂直的，那么躺在井眼低边的管材的法向井壁接触力提供了稳定的作用并在钻井套管产生屈曲前增加了可以支撑套管的压缩载荷。

在弯曲井眼中，当井斜增加时，套管变得更稳定，但在低弯曲度下（通常低于 $1^{\circ}/100$ 英尺）当井斜角降低时套管可能失稳。

当套管柱刚开始产生屈曲时，套管逐渐偏斜成二维的正弦波形（正弦波形屈曲），而当轴向载荷增加时，套管将在井眼内形成螺旋形屈曲。图 1-9 出示了基本屈曲公式所计算出 9.5 磅/英寸的 $4\frac{1}{2}$ 英寸套管在 $6\frac{1}{4}$ 英寸井眼中以及 23 磅/英寸的 7 英寸套管在 $8\frac{1}{2}$ 英寸井眼中产生螺旋形屈曲所需要的载荷。

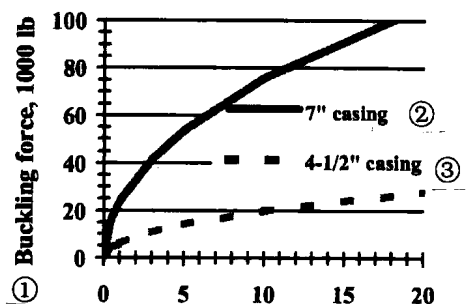


图 1-9 $4\frac{1}{2}$ 英寸套管（9.5 磅/英尺）在 $6\frac{1}{4}$ 英寸井眼中和 7 英寸套管（23 磅/英尺）套管在 $8\frac{1}{2}$ 英寸井眼中产生螺旋屈曲所需要的力

① 屈曲应力；② 7 英寸套管；③ $4\frac{1}{2}$ 英寸套管；④ 井斜，度

屈曲曲线指出了套管产生了屈曲载荷，但不能告诉我们钻进时在何种条件下套管将损坏以及引起其他问题。

从钻井工程的观点出发，控制整个井下钻井过程用以维持套管的完整性和钻井效率是重要的。这一过程的第一步是筛选出在特殊的井眼条件下屈曲是否严重。如果管材产生屈曲要准确

地评价屈曲对接触力和应力的影响。

如上所述,应该评价屈曲影响钻井效率的两种临界因素。首先,井壁接触力影响旋转钻柱所需要的扭矩和套管所承受的磨损。接触部位确定了磨损是否位于套管接箍或磨损是否还影响了套管本体。

第二,屈曲造成的管材弯曲将影响管材所承受的应力。如果应力的量级足够高,管材可能发生屈服和损坏,但在套管钻井条件下几乎不可能使应力量达到这一量级。在较低的应力量级条件下,应力可能影响管材的疲劳寿命。除屈曲外,井壁接触力和管材应力受很多因素的影响。

有一个用来表达接触力和应力造成屈曲的分析表达式,但使用有限元法所做的更详细的分析使人们更清楚地了解到在特殊条件下套管变形的情况。图 1-9 指出了 23 磅/英尺 7 英寸套管在井斜角为 6° 的井眼中,当钻压高达 40000 (18t) 磅时,套管没有发生屈曲。图 1-10 出示了用有限元模式计算的两种套管形变的剖面图,说明对 23 磅/英尺的 7 英寸套管来说,40000 磅 (18t) 的钻压是安全载荷。套管的端部位于井眼的中心,其原因是模拟包括了全保径钻鞋,但其余的套管移动到井眼的低边。左图是从套管鞋看井眼,而右图是侧面看井眼。

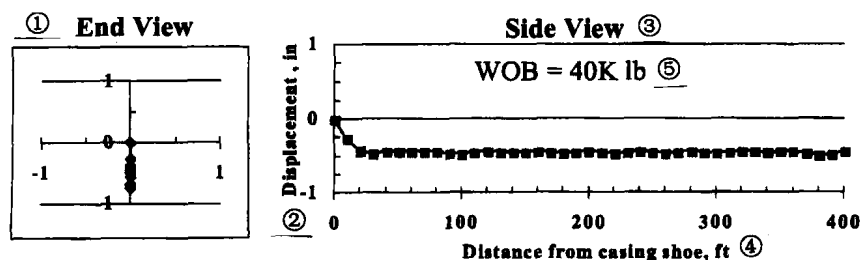


图 1-10 23 磅/英尺 7 英寸套管 (7.625 英寸接头) 在 $8\frac{1}{2}$ 英寸井眼中,全保径套管鞋,井斜角 6°

①端视图; ②偏离距离,英寸; ③侧视图; ④离套管鞋的距离; ⑤钻压 40000 磅

在套管没有产生屈曲时,只有接箍与井壁接触,因此加 4000 磅 (1.8 t) 钻压所造成的主要问题是对接箍造成磨损。在较大的井斜角下,重力也能造成套管体与井壁接触而造成磨损。图 1-9 指出, $4\frac{1}{2}$ 英寸套管在近垂直井眼中 (0.5° 井斜角) 在低钻压下将发生屈曲。对带有全保径钻鞋和 30 英寸长的钻鞋接头的 $4\frac{1}{2}$ 英寸套管在井斜为 0.5° 的 $6\frac{1}{4}$ 英寸井眼中,从 0~15000 (0—6.8 t) 磅钻压的套管挠曲度进行了计算。图 1-11 和图 1-12 说明,在 4000 磅 (1.8 t) 钻压下套管没有发生屈曲,虽然在第一个接箍以上套管体与井壁的间隙减少到 0.15 英寸,但在 8000 磅 (3.6 t) 钻压下管材明显发生屈曲。在 8000 磅 (3.6 t) 钻压下发生的屈曲基本属于正弦波屈曲,而在 10000 磅 (4.5 t) 钻压下转变成螺旋形屈曲。

$4\frac{1}{2}$ 英寸套管在 15000 磅 (6.75 t) 钻压下屈曲所造成的应力要比管材屈曲所需要的应力低得多,而且也比疲劳极限低得多,因此不会出现疲劳问题。屈曲的不利影响是,如果套管在研磨性地层下井时间很长,套管体将与井壁接触并将产生磨损。

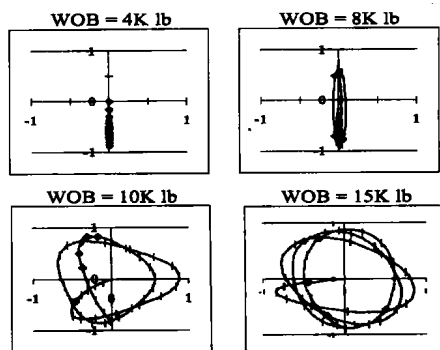


图 1-11 $4\frac{1}{2}$ 英寸 9.5 磅套管在 0.5° 井斜角下的端视图

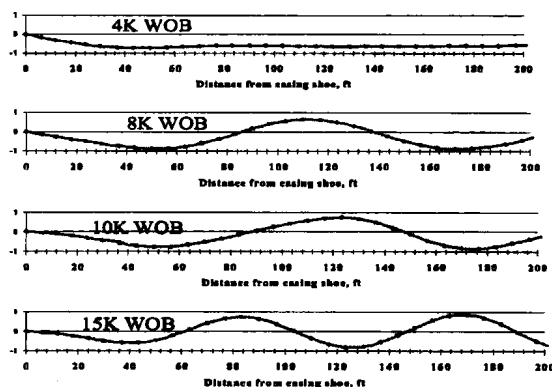


图 12 $4\frac{1}{2}$ 英寸 9.5 磅/英尺的套管在 0.5° 弯曲井眼中和不同的钻压下的侧视图

图 1-12 出示了 $4\frac{1}{2}$ 英寸套管在井斜角为 0.5° 的井眼中和 7 英寸套管在井斜角为 6° 的井眼中的接触力。很明显屈曲产生在接触力上升的点上。虽然 $4\frac{1}{2}$ 英寸套管在 15000 磅 (6.75t) 钻压下发生严重屈曲, 但其接触力不比 7 英寸套管的接触力高, 其原因是 7 英寸套管在井斜角为 6° 的井眼中的重力与未发生屈曲的 $4\frac{1}{2}$ 英寸套管在 10° 井斜角的井眼中的重力是一样的。可以使用适当的套管扶正器或交替地使用一只马达以便把磨损降低到最低程度。在套管发生屈曲前, 在井斜增加的情况下可大幅度地增加钻压, 但可以不降低接触力。

最终的分析结论是: 对套管钻井来说屈曲似乎不是最大的问题。对于井眼来说, 较大直径的套管能大幅度降低屈曲的影响而且能使应力保持在较低水平。井眼弯曲比套管屈曲更容易造成套管体应力增加。对直径小于 7 英寸的套管和井斜角小于 50° 的井眼, 应该作完整的屈曲分析, 即便是在这些条件下, 采用适宜的措施也能取得成功。

2. 疲劳

疲劳损坏是在应力量级低于弹性强度情况下的周期性载荷引起的。在周期性载荷下, 在高