

# 21 世纪的远程启动深水完井

M. V. Smith

E. E. Lowe

翻译: 申守庆 (江汉油田钻头厂)

校对: 胡淑娟 (大庆油田设计院)

**摘要:** 本文介绍了一种用于深水完井的新型压力脉冲远程启动系统, 通过该系统对系统的构成和工作原理的说明以及对使用该系统典型实例的回顾, 阐述了使用这种新型完井系统所获得的效率和重大成就, 以及这种技术所面临的挑战及其应用前景。

**关键词** 深水完井 压力脉冲 远程启动 应用

## 一、前言

由于深水钻机费用每天高达 190000 美元, 因而, 最大限度地缩短完井时间而又不降低其可靠性和安全性能大大减少作业费用。在美国墨西哥湾 (GOM)、大西洋水域以及北海范围内, 一种用于坐放完井工具的压力脉冲远程启动系统 (PPRA) 可使钻机的在用时间大为缩短。本文分析了 18 口深水井的完井情况以说明所取得的重大成就和已实现的效率以及所面临的挑战和 PPRA 完井技术的未来。随着石油工业迈向 21 世纪, 电子技术与井下深水完井工具的通信以及启动方面的作用正在迅速扩大。

常规的完井方法是坐放一个可起出的或是永久性的封隔器, 以隔离并控制来自采油区的压力和液体。在深水完井中, 优选的封隔器坐放方法是在生产管柱上连接一个单程液压装置, 通过往封隔器下方的一个坐封接头内下入一个由钢丝绳或挠性油管 (CT) 传送的堵塞器, 油管即可被堵塞, 然后再用液压压力将封隔器坐放好。一种更为

专用的深水坐封系统可包括现有单程液压系统的全部特性, 且将降低堵塞油管的需要及削减相关井的干扰。在使用压力脉冲通信以便制动的单程、远程启动、流体静压力坐放完井系统中具有这些全部能力。

## 二、压力脉冲和无绳远程启动系统

压力脉冲、无绳和无控制线的远程启动系统基于一种单程、液体传送的通信环路, 该系统包括一套地面模件、一个通信介质 (完井管柱中的液柱) 以及一个井下模件 (即一只封隔器)。地面模件的作用是发送一组预编频率的压力脉冲, 液柱将脉冲载至由电子加强了封隔器, 该封隔器已预置程序, 一旦收到正确频率的脉冲便会启动。

### 1. 组成部件

地面模件包括一个计算机控制的脉冲发生器、一个带手动控制器的接口盒以及一台计算机控制器。脉冲发生器通过油管液体发送一组具有特定振幅和频率的非连续脉冲, 该装置带有两个氮蓄电池、一台空气驱动的水泵和两个控制液体排放进、出井的由气动制动机构操纵的阀门。控制脉冲发送频率有两种方法: 一是通过接口盒手动控制; 二是通过便携式计算机自动控制。井下模件包括一个装有频率检测器的电子加强封隔器、一个机载电子控制器、一个机电制动器以及一个电池组。装在封隔体上的频率检测器持续检测通过液柱的脉冲, 机载电子控制器被预先编程以寄存压力脉冲, 当该控制器认可收到正

确频率的脉冲后, 即开始预先编程的时间延迟, 时间延迟之后, 机电制动器收到来自电池组的动力, 并用液体静压力坐封封隔器。如果主制动器未能坐封完井工具, 用常规钻机干扰法还可实现二次制动, 这种封隔器二次制动法需要在封隔器下方的油管中下入一个堵塞器, 然后再施加液压压力。

### 2. 电子加强工具

必须制动以执行某种功能 (即制动时才坐封的可起出或永久性封隔器, 制动时方转换一次或开或关的滑套) 的任何井下完井工具都能实现电子加强并编程以实现远程和压力脉冲启动。在一套完井系统中如果有多个由电子加强并编程的井下工具, 便可提高完井的灵活性、选择性以及整个井寿命期间的价值。

## 三、作业实例

到 1997 年 6 月中旬, 预计 100 多套中的首批 20 套 PPRA 井下工具已在墨西哥湾、大西洋水域及北海进行实际操作。

### 1. Mars 项目

1996 年 3 月, 壳牌公司在墨西哥湾 2940 ft 深水中的 Mars 项目, 亦即首次工业采用的用压力脉冲进行通信的远程启动深水完井现场, 其张力腿平台 (TLP) 的能力可支持 24 口井, 其中 10 口井是由一个半潜式钻井平台预先钻好的, 其余的井将由张力腿平台钻井和完井。选择了 PPRA 生产封隔器用于一口已钻好的井以及全部由 TLP 所钻的井, 这些封隔器曾用

于一次砾石充填上方完井。第一个 PPRA 封隔器坐封于 Mars 4 号水下油井的 16994 ft 深处, 当脉冲频率正确传送后封隔器便坐封好了。总坐封时间仅 5 个多小时, 包括连接平台管路、地面齿轮装配、频率传输, 以及传送两组单独频率系列的脉冲, 而用常规单程液压法完成这项工作估计需要 12 h 的完井时间。其后又自张力腿平台上对上述 10 口电子加强完井中的 9 口进行了完井, 其中 7 口井用脉冲通信, 成功地进行了安装, 另两个封隔器遇到了机械故障, 其中的一个封隔器通过二次液压启动得以坐封。对于脉冲通信成功坐封的 7 个封隔器, 最长的启动时间为 10.5 h (因需要修理地面传输装置而造成的), 最短的启动时间为 12 min, 平均启动时间为 2.3 h。然而, 如果不考虑最长的启动时间, 则平均启动时间就可缩短到 45 min 以下。

**主要技术挑战:** 在 Mars 4 号水下油井中, 第一次完井时的第一个脉冲频率未能启动封隔器, 用地面模件中的数据收集部分发现问题在于通信介质中夹带空气, 在第二次尝试中该封隔器成功坐封。因完井管柱中各个附件的管径变化而导致的大量反射会造成对初始压力及随后传送的压力脉冲的干扰, 由于在砾石充填完井装置的顶部有一个液体漏失控制装置 (FLCD), 所以脉冲振幅不得不保持在一个比 FLCD 制动销的剪切值较低的程度, 现场服务工程师曾用地面数据采集装置监视脉冲发生系统并修改脉冲强度, 以克服完井的局限性。目前正在研究由数据采集装置记录下的脉冲传输情况并将其与以前所记录的其它完井中的脉冲传输情况进行参照对比。

## 2, Tahoe 项目

第二个深水 PPRA 完井系列, 即壳牌公司的墨西哥湾的 Tahoe 开

发项目, 是 4 次水下卫星井回接完井。首次坐封一个 PPRA 封隔器十分成功, 启动时间仅为 2 个多小时。到目前为止, 在 4 口 Tahoe 井中共下了 5 个可起出的封隔器, 其中的 4 个封隔器由压力脉冲通信所启动, 而有一个则用任何方法都未能使其启动。对于 4 个按设计起作用的封隔器, 最长的启动时间是 2.5 h, 最短为 35 min, 平均时间为 1.45 h (常规方法大约 12 h)。在 Tahoe 水下回接完井中的主要技术挑战是克服在 SE-1 井完井时用首次和二次方法使封隔器启动的失败, 在与作业者一同进行了大量观察后, 全组人员都认为失败归咎于井内岩屑堵塞了关键的坐封/流通过程, 于是将坐封/流通过程面积加大一倍, 随后的三次完井均成功启动而未发生压力脉冲远程启动事故。

## 3, Pompano 第二阶段区域

在 Pompano 第二阶段深水开发区, BP (英国石油公司) 所面对的是一组独特的环境: 深水、混浊物含量高的重油渣 (可能是石蜡地层) 以及未固结砂层。主要的设计考虑是可靠性和防止结蜡以实现无井干扰、长的完井寿命, 选择了过出油管的砾石充填上方完井方法以便能够从平台上进行远程石蜡刮除和适应其它非平台性干扰 (如压力和温度测量、坐放一个插入式地面控制井下安全阀、流量控制或液体循环以及压井作业)。迄今为止, 共有 3 个永久性封隔器已成功由压力脉冲启动, 第 4 个也已在计划之中。最长的启动时间为 1 h, 最短的 20 min, 平均时间为 46 min。

## 4, 大西洋水域 (Faeros/Shetland Trough)

BP 公司 Schiehallion 项目的目标是大幅度缩短过去大西洋水域内从开发到生产的时间, 该水域包括英国近海领域内的一些最深的水

域, 储量适中, 且含水量很高。在 1500 ft 水深深处, Schiehallion 项目将使用带有浮动开采、存储和卸载船的多级水下丛式钻井设备钻井, PPRA 生产封隔器用于 29 个一次生产封隔器型完井 (16 口生产井, 13 口水井), 生产封隔器的结构有一个垂直进入封隔器体内的优质接头 (无抛光孔接收座或固定器) 以及一条自坐封腔, 向外通过导向机构至辅助坐封系统的控制管线路径。初始生产井的完井将用液压循环的堵塞工具作为对封隔器的支持, 这样可以在封隔器坐封之前测试油管, 该工具带有一个可移动的舌阀部分和一个多级循环部分, 可以实施填充和与封隔器进行选择通信。注水井为 7 in 的单孔, 使用一种带孔的接头作为二次坐封功能。下入 PPRA 生产封隔器将消除衬管上方坐封一次生产封隔器时的井下干扰现象, 因为有些 Schiehallion 井需要在水平段坐封封隔器, 所以 BP 公司意欲消除下挠性油管以坐封和起出堵塞器的需要, 这种堵塞器要下在常规的单程液压坐封完井封隔器的下方。为实现这一目标, 将在 PPRA 完井封隔器下方的完井管柱中下一个液压周期启动的舌阀, 如果封隔器一次启动失败, 便可通过该液压操纵的舌阀进行二次启动。

## 5, 北海

尽管下述两例在北海水域的完井不是在深水环境中进行的, 但它们说明了 PPRA 封隔器在传统完井和水平完井应用方面是成功的。

### (1) Shell Eider

进行这次 PPRA 完井的目的是在作业者的常规井环境中检验压力脉冲技术。选择了生产封隔器进行远程启动, 作业在北海水域的 400 ft 水深处进行, 坐封深度为 9256 ft, 该作业十分成功, 坐封时

(下转第 40 页)

服务人员参加的操作计划会,力求操作最优,及时分析潜在问题,确保可靠性。

## 七、结论

马塔戈达 636 岛 1 号探井历时 85 天,井深 18834 ft,而且完成了所有地质调查任务。这口井比马塔戈达 50 个区块内的 42 口井平均钻探时间(164 天)快 48% (见图 4),其钻探、评价、下套管的成本比原计划下降 14%,并在该地区创造了深度和时间记录。

在 85 天的钻探过程中,发生突发事件的时间占总时间的 27%,其主要是由循环失控(7%)、设备维修(4%)及注水泥(3%)所引起。可通过操作过程中对其性能的改进,来大大降低这些问题的发生。

## 八、结论

1、工程操作一体化有利于高温高压钻探。在实施过程中,不只是经理、总监、工程人员,而应涉

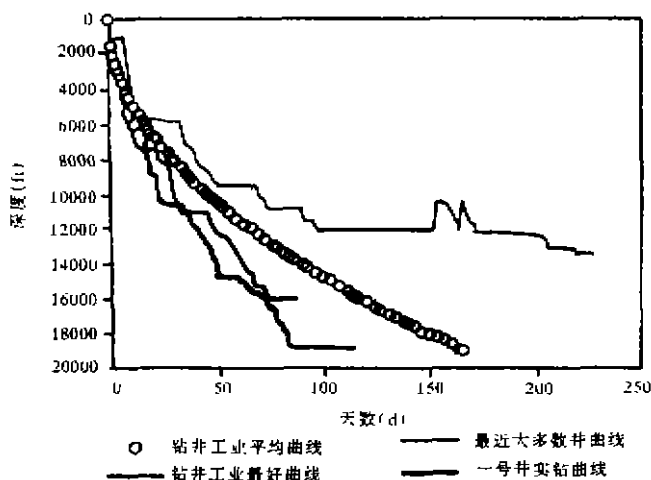


图 4 马塔戈达岛 50 个区块内钻时曲线对比

及到每一个人,必须知道做什么,为什么做。

2、计划是成功钻探的重要因素,包括做什么,为什么做,如何做,这些都是革新、协作的基础,而工程操作一体化是计划成功的关键。

3、在对失利进行重大改进时,革新是很重要的,它需要包括承包商、投资商、研究人员在内的全体人员的通力协作。

4、协作是成功钻探的重要因素,而信息共享,建立区域性新标准有利于促进协作。

5、一个有效的钻探小组应具有分析问题、公开联系、通力协作、勇于创新的特色。

资料来源于美国《SPE 钻井与完井》1997 年 12 月

(收稿日期 1998-02-18)

(上接第 31 页)  
间仅用 1 个多小时。

### (2) BP Amethys Flowers

下这次 PPRA 生产封隔器的目的是在 BP 公司的水平完井过程中检验脉冲压力技术。该封隔器安放在 47/14a M06 井中,该井是用自升式平台在 76 ft 水下钻的,位于南约克郡海岸以东 18 mile 处,该井是 Amethys Flowers 南部卫星井的一口湿气生产井,潜在产量为  $0.6 \times 10^8$  ft<sup>3</sup>/d,这口井的总测量深度(MD)为 18247 ft,真实垂深(TVD)为 8995 ft,在 16702 ft MD (8920 ft TVD)的封隔器坐封深度处的井斜为 83°~85°。

第一组脉冲就使 PPRA 封隔器得以成功坐封,为 PPRA 封隔器安装地面设备、坐放和检验封隔

器,以及拆卸地面设备的时间为 3.5 h;而为该井安装 CT(挠性油管)的预计时间为 20 h,下送到所需深度的时间为 7 h,CT 超出时间预计为 7 h。所以,这次完井所节省的时间为 30.5 h,并且还消除了与井干扰相关的风险。

## 四、未来的应用及新的里程碑

据估计,未来两年内将会有 100 多个 PPRA 封隔器在世界各地下井,计划于 1997 年夏季实施的具挑战性的应用中有两口井最为典型,它们分别位于阿根廷和大西洋水域,封隔器的启动通过环空(而不是油管)将压力脉冲送入井下。

## 五、21 世纪的深水应用

目前正在开发新型的压力脉冲 PPRA 完井工具,以便更换许多常规方法启动的完井设备。由于当前有众多的完井工具正在设计之中,所以,21 世纪的 PPRA 完井实际上有可能在 21 世纪内得以实施。

资料来源于美国《石油技术杂志》1997 年 10 月  
(收稿日期 1997-11-25)

## 声 明

本刊 1998 年第 11 期刊登的《水驱油藏管理(一)》一文不予连载,特此致歉。