

石油钻井经典案例精选

Typical Cases Selection from Oil-gas Well Drilling

主编 王希民

主审 左新华



中国石油大学出版社

Typical Cases Selection
from Oil-gas Well Drilling

石油钻井经典案例精选

主审 左新华
主编 王希民



中国石油大学出版社

图书在版编目(CIP)数据

石油钻井经典案例精选/王希民主编. —东营: 中国
石油大学出版社, 2006. 8
ISBN 7-5636-2272-1

I. 石... II. 王... III. 油气钻井—工程技术
IV. TE242

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2006)第 098754 号

书 名: 石油钻井经典案例精选
作 者: 王希民 主编

责任编辑: 刘万忠
封面设计: 马泽华

出 版 者: 中国石油大学出版社(山东东营, 邮编 257061)
网 址: <http://www.uppbook.com.cn>
电子信箱: uppbook@hdpu.edu.cn
排 版 者: 山东济南汇海科技有限公司
印 刷 者: 泰安农大印刷有限公司印刷
发 行 者: 中国石油大学出版社
开 本: 185mm×260mm 印张: 16 字数: 409 千字
版 次: 2006 年 8 月第 1 版 2006 年 8 月第 1 次印刷
定 价: 35.00 元

《石油钻井经典案例精选》

编 委 会

主 编：王希民

主 审：左新华

副主编：张金成 李国卿 孙 玲

编 委：王希民 徐恩信 付明文 杨永钦 李国卿

孙 玲 张金成 王 春 程广存 栗广科

张广勤 燕亚娟 田利英

前言

近年来,随着我国现代化建设的飞速发展,石油工业正扮演着愈来愈重要的角色。作为石油工业的先行者——钻井队伍正面临前所未有的挑战,大批钻井队伍西去勘探,许多队伍走出国门参与国际钻井勘探,共同的难点是在新区或向深部钻进。然而在过去的几年中,我国各油田钻井队伍在艰难和恶劣的气候环境下,克服重重困难取得了可喜的成果,当然也含有个别重大工程事故和教训。本书就是集全国各油田上百个钻井队,数千人乃至石油工业界来自各方的努力和智慧,对近年来取得的非凡钻井经验和多年典型教训进行了总结、提取、归纳,列举了近70口井的典型经验,共分六大部分:关键钻井技术、复杂情况及对策、井漏事故与钻井液技术、钻具事故与套管损坏、固井及事故处理、井控与硫化氢问题。总结出30口井的重大钻井教训,包括井喷失控着火、井漏、卡钻、井斜等,既有工程事故,也有生命代价,分别列出了各次事故应吸取的教训。随着石油工业稳定东部发展西部的战略举措,许多队伍需要认真总结经验,相互学习和交流,加快钻井速度和节约成本,避免在新区钻井过程中重蹈覆辙。该书即提供了这样一个广泛交流的机会,希望钻井工作者能从中获得必要的经验和分析某些队伍遇到的麻烦,吸取惨痛教训,为我国钻井界起到一点添砖加瓦的微薄作用,即是作者的心愿。本书从收集资料,编辑加工成书历时一年整,包含如下各位的辛苦工作:王希民、孙玲、李国卿、徐恩信、杨永钦、张金成、付明文、王春、田利英、程广存等,栗广科同志在收集资料过程中做出了贡献。全书由王希民、徐恩信统稿,左新华审定。

本书内容涉及全国十多个油田上百支钻井队,部分材料来自近年来钻井技术交流资料。这些内容充分反映了我国钻井界近年来取得的新成就和新发展。为了便于阅读和技术学习,文章改编采用代号形式,大部分井号用英文字母代替,只求达到说明问题、学习经验、吸取教训、传播知识和技能的目的。读者对象以现场钻井技术工作者为主,兼可供大专院校和科研院所从事科研和管理的技术人员参考。

由于时间紧迫,技术水平和专业知识限制,本书会有一些不当之处,敬请各位读者批评指正,同时也对本书中涉及参考资料的所有作者和相关单位表示感谢,欢迎提出宝贵意见和进一步指导。

编 者

2006年3月

目 录

上 篇 典型钻井经验

第一章 关键钻井技术.....	(3)
S1 井钻井经验	(3)
PG1 井钻井经验	(8)
CD 气田深井钻井经验	(11)
J 井钻井经验	(13)
YD 地区钻井经验	(16)
CS 地区钻井经验	(19)
盐层钻井经验	(23)
XB 深井钻井经验	(28)
TLM 超深超高压气井钻井经验	(32)
欠平衡钻井实例	(38)
TZ 超深井钻井经验	(41)
HD 深层水平井钻井经验	(45)
ZGE 盆地钻井经验	(48)
MXZ 地区钻井经验	(50)
砾石层钻井方法	(53)
海相深井钻井经验	(56)
G1 井钻井难点及对策	(60)
侧钻井眼处理技术	(64)
稳定井壁技术	(66)
调整井钻井经验	(69)
小井眼侧钻经验	(71)
井眼轨迹控制	(73)
钻修井经验	(75)
MLQ 油田钻井经验	(80)
G149 定向井钻井经验	(82)
第二章 复杂情况及对策	(85)
定向钻井中预防卡钻	(85)
用关井憋压法解卡	(87)
CDB 钻井难点与处理方法	(89)
PG 钻井井眼防塌经验	(91)
XN 地区钻井技术难点及对策	(94)
XB 钻井工程难点及对策	(97)
XB 深井钻井难点与对策	(103)

TLM 裸眼井钻头泥包处理经验	(105)
HD 油田水平井复杂情况与处理	(107)
S88 井三项技术	(110)
S101 井复杂情况及对策	(112)
侧钻与卡钻处理实例	(115)
复杂地层钻井经验	(117)
第三章 井漏事故与钻井液技术	(121)
DA1 井井漏处理	(121)
SM1 井喷漏同存处理方法	(123)
喷漏塌卡共存的压井与堵漏经验	(129)
TH 油田盐上地层承压堵漏	(133)
特大井漏堵漏经验	(135)
喷漏共存井的预防与处理	(138)
漏涌伴生情况处理	(141)
调整井防漏堵漏经验	(143)
UTMN 边漏边钻经验	(145)
石灰堵漏技巧	(148)
HB1 井钻盐膏层钻井液技术	(149)
CDB 盐膏层钻井难点及对策	(151)
G8 井钻井液经验	(152)
ZD 油田钻井液技术	(155)
深部盐膏层钻井液技术	(156)
JA 井钻井液技术	(161)
第四章 钻具事故与套管损坏	(163)
S84 井套管破损及处理	(163)
深井套管磨损防护	(165)
套管密封失效修补实例	(167)
钻具防腐蚀方法	(169)
钻具事故和预防经验	(173)
第五章 固井技术与事故处理	(176)
固井事故及处理实例	(176)
盐膏层固井经验	(178)
侧钻小井眼固井	(180)
纤维防漏水泥浆固井	(183)
尾管固井经验	(185)
小井眼固井经验	(187)
第六章 井控与 H ₂ S 问题	(190)
钻井预防 H ₂ S 经验	(190)
HB1 井井控经验	(192)
CX 地区井控经验	(195)

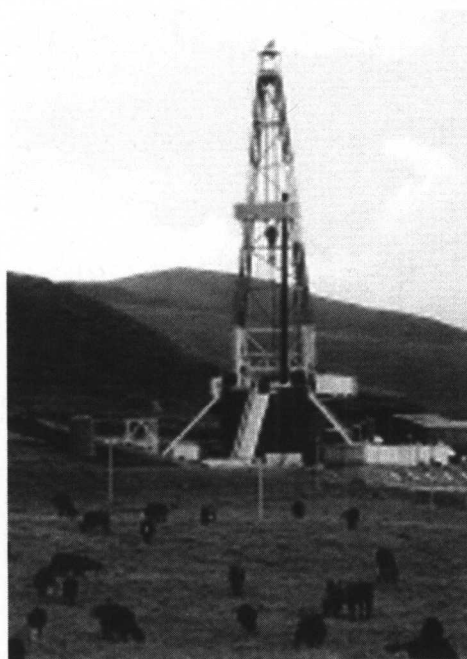
高压气溢流压井经验	(200)
-----------------	-------

下 篇 钻井事故与教训

第七章 井喷事故与教训	(205)
W13-73 井特大井喷事故	(205)
W146 井特大井喷	(206)
W72-112 井大型井喷事故及处理情况	(208)
P82 井下复杂情况	(209)
WM1 井井喷	(210)
WM3 井井喷	(211)
WM4 井井喷	(211)
WM5 井井喷	(213)
T-8 井井喷失控	(215)
DN-2 井井喷	(216)
W13-155 井完井固井后井喷	(217)
第八章 井下综合事故与教训	(221)
FG-1 井钻具事故处理	(221)
三井事故简介	(222)
P97 井钻具事故	(223)
P982 井卡钻	(224)
Q64 井井下事故及处理简况	(225)
PS-12 井井下事故及处理概况	(226)
PS7 井井下事故及处理情况	(227)
W148 井井下事故及处理简况	(228)
L-1 井井下事故及处理概况	(229)
PQ8 井井下事故及处理情况	(231)
W24 井井下事故及处理情况	(232)
QG1 井井下事故及处理情况	(234)
PS2 井井下事故及处理情况	(236)
W29 井井下事故及处理简况	(238)
H14 井井下事故及处理情况	(239)
PQ7 井井下事故及处理情况	(240)
PS4 井井下事故及时处理情况	(242)
第九章 井漏事故与教训	(243)
P88 井涌井漏处理	(243)
TK4-3-1 井恶性漏失	(244)

上

篇



典型钻井经验

第一章 关键钻井技术

S1 井钻井经验

一、地质特点和钻井难点

S1 井是 ZGR 盆地上的一口预探井,上部地层主要为浅棕黄色砂和未胶结、未成岩粘土,地层易斜、易塌、易窜漏。砂泥岩互层,可钻性较好。中部地层基本为粉砂岩、细砂岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩,泥岩段较长。泥岩易吸水膨胀,引起缩径坍塌,砂岩渗透吸水造成假泥饼缩径;地层砂泥岩互层,倾角变化大,易井斜;中下部还夹有煤层、间断性沉积煤层及碳质泥岩,井壁垮塌严重,经常憋泵,憋停转盘,循环不通。下部红色泥岩水化性好,缩径严重,起钻困难。防塌、防卡、防漏和防喷是该井段钻井中的难点。

二、关键钻井技术

(一) 井身结构与套管程序

井身结构与套管程序见表 1。

表 1 S1 井井身结构与套管程序

开钻程序	钻头尺寸	井深	套管尺寸	下入深度
	mm(in)	m	mm(in)	m
一开	444.5(17 ¹ / ₂)	709.00	339.72(13 ³ / ₈)	706.90
二开	311.1(12 ¹ / ₄)	3860.00	244.5(9 ⁵ / ₈)	3840.76
三开	215.9(8 ¹ / ₂)	5580.00	177.8(7)	(3693.80~5487.81)

(二) 钻进技术措施

1. 一开钻进措施

- (1) 钻至导管鞋时,适当降低排量,防止冲出大肚子,地面对导管进行加固。
- (2) 下部钻进以勤划眼为主。
- (3) 禁止定点循环,防止冲出大肚子井眼,不利于套管固井。
- (4) 采用钟摆钻具并加密定点测斜,控制好井身质量,确保一开井段井斜为 0°。
- (5) 做好固控工作,净化钻井液,保证钻进时井下安全,确保下套管施工和固井工作进行。
- (6) 严格执行防缩径卡钻措施,安全顺利钻穿易卡井段

2. 二开钻进技术措施

- (1) 对可钻性好的地层,要优选钻头和水力参数,以取得较快的机械钻速。
- (2) 对地层交界面,进行吊打、反复划眼;对易缩径井段,坚持每 200~300m 进行短起下钻,或者对易缩径的新井眼浸泡达到 24h 进行一次短起下钻作业。
- (3) 对于有阻卡井段,起钻时要求司钻严格执行防卡措施,不能一次上提吨位过高。实在不行就接方钻杆倒划眼带出。

(4) 下钻遇阻时,不能一次下压吨位过大;必要时,就接方钻杆进行划眼。

(5) 二开为获取连续的电测资料,可钻一个直径 215.9mm 深 15m 的导眼进行电测,在钻小井眼时,处理好大小井眼不同的环空返速,坚持少打多提,及时破坏大小井眼交接处的砂桥。整个二开作业实现了安全钻进。

(6) 钻井液方面,针对地层特点,加强四级固控,加强钻井液处理和日常维护,很好地保证了钻井的安全,为下部顺利下入技术套管和固井提供了很好的井眼条件。

3. 三开难点和技术措施

(1) 地层主要特点:

间断性沉积煤层及碳质泥岩,井壁垮塌严重,经常憋泵,憋停转盘,循环不通;红色泥岩水化性好,缩径严重,起钻困难。防塌、防卡、防漏和防喷是该井段钻井中的难点。

(2) 技术措施:

① 为发现和保护油气层,对钻井液密度要求非常严格,对钻井液处理剂的荧光控制也非常严格。在这种易垮塌、易缩径、大小井眼同时存在的情况下,钻进存在着很大的风险,对此我们采取了相应的措施,最大限度地保证了井下安全。对煤层及碳质泥岩,严格执行煤层钻进措施,正常钻进中,一个班上提划眼的次数最多达到 30 多次;对泥岩缩径地层,坚持划眼,有的层段划眼 2m 就耗时近 2h;对大小井眼,主要是防止沉砂和砂桥卡钻,尽最大努力控制好钻井液性能和排量。

② 在这一井段发生了两次卡钻和井下复杂情况。卡钻的主要原因是钻井液密度低($1.39 \sim 1.40\text{g/cm}^3$),不能平衡地层坍塌压力,造成井壁掉块。第 15 次取心,在取心钻进至井深 5460.93m 割心上提时坍塌卡钻,转动转盘过程中泵压突然由 12MPa 上升至 18MPa,憋泵、憋停转盘,多次活动无效,造成卡钻。用压裂车憋压至 32MPa 憋通,并用压裂车循环,逐渐恢复循环,同时上提活动钻具解卡。现场人员认为,解决这一难题,除了放宽钻井液处理剂的限制外,主要是通过提高钻井液密度来解决这一问题。后来加入 YL-100 使钻井液密度逐渐提高到 1.45g/cm^3 后,井下复杂情况明显好转并趋于正常。但由于钻至 5494.00m 后地层出水,当时钻井液密度为 1.45g/cm^3 ,计算水层压力当量密度为 1.86g/cm^3 ,将钻井液密度提高至 1.88g/cm^3 ,打水泥塞封隔水层。

(三) 优选钻头,强化钻井参数

(1) 二开先下入一只 HAT127 牙轮钻头钻完附件后,下入一只百施特钻头厂生产的 $\Phi 311.2\text{mmMS1952SS}$ 钻头,钻进井段为 833.72~3604.26m,进尺 1770.54m,纯钻时间 221.5h,机械钻速 7.99m/h,效果很好。

(2) 三开主要是使用两只 $\Phi 215.9\text{mmFS2565}$ 钻头,进尺 1455.46m,平均机械钻速 2.31m/h,比牙轮钻头机械钻速提高了 130%,大大缩短了钻井周期。第 1 只钻头钻至最后,遇到了砾石层,影响了使用效果。该钻头只要能避开砾石层,有很大潜力可挖。但本井是探井,下部地层情况不明,待发现钻速变慢时,钻头已受到损坏,影响了钻头的使用效果。

(3) 本井使用一只 $\Phi 215.9\text{mmFQ476-2PDC}$ 取心钻头也是很成功的,取心井段在 3619~4013m,取心 10 筒,总进尺为 89.51m,心长为 87.54m,平均收获率达 97.80%,平均机械钻速为 2.75m/h,最高机械钻速达到了 7.35m/h。

(四) 优选钻具组合,保证井身质量

1. 一开使用钟摆钻具组合

$\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头 + $\Phi 228.6\text{mmDC} \times 2$ 根 + $\Phi 444\text{mm}$ 稳定器 + $\Phi 228.6\text{mmDC} \times 1$ 根 +

Φ203.2mmDC×6 根+Φ203.2mm 随钻震击器+Φ203.2mmDC×2 根+Φ127mmHWDP15 根+Φ127mmS135DP。

2. 二开钟摆钻具组合

Φ311.2mm 钻头+Φ228.6mmDC×2 根+Φ311mm 稳定器+Φ228.6mm×1 根+Φ311mm 稳定器+Φ203.2mmDC×6 根+Φ203.2mm 随钻震击器+Φ203.2mmDC×2 根+Φ127mmHWDP15 根+Φ127mmS135DP。

3. 三开上部钟摆钻具组合

Φ215.9mm 钻头+Φ158.8mmDC×2 根+Φ215mm 稳定器+Φ158.8mmDC×1 根+Φ215mm 稳定器+Φ158.8mmDC×15 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ158.8mmDC×2 根+Φ127mmHWDP15 根+Φ127mmS135DP。

4. 三开下部光钻铤钻具组合

Φ215.9mm 钻头+Φ158.8mmDC×15 根+Φ158.8mm 随钻震击器+Φ158.8mmDC×2 根+Φ127mmHWDP15 根+Φ127mmS135DP。

(五) 重视保护油气层工作

为发现和保护油气层,主要做好以下几个方面的工作。

- (1) 按设计要求,钻井液密度采用下限。
- (2) 禁止使用含荧光级别超标的处理剂,对到井材料进行严格的荧光级别鉴定。
- (3) 目的层井段,监测钻井参数变化,如发现快钻进、放空、扭矩异常、悬重变小、泵压下降等现象,及时进行循环观察判断井下情况。
- (4) 按设计要求进行取心作业。
- (5) 加强液面观察,看有无气泡、油花或天然气味。
- (6) 认真测量钻井液性能,将固相含量、含砂量严格控制在设计范围内。
- (7) 目的层加重材料采用活化重晶石粉。
- (8) 加强地层压力监测,适时调整钻井液性能,全井基本是近平衡钻井。
- (9) 目的层起下钻和开泵时操作要平稳,以减少压力激动。
- (10) 固井采用近平衡固井,控制水泥浆失水。

(六) 钻井液技术

各阶段钻井液施工均严格执行设计,包括钻井液体系、分段钻井液性能控制指标及钻井液材料的品种。为保证地质资料的准确性,严格按照钻井液设计施工,并发现了良好的油气显示。

1. 钻井液体系与性能

在实际钻井过程中为使钻井液性能控制在设计范围指标内,在选择处理剂方面,有荧光的处理剂禁止使用。钻井液体系与性能见表 2。

表 2 钻井液体系与性能

井眼尺寸(in)	17 ¹ / ₂	12 ¹ / ₄	8 ¹ / ₂
井段(m)	0~709	709~3860	3860~5580
钻井液体系	聚合物	不分散聚合物	聚磺
密度(g/cm ³)	1.15~1.2	1.12~1.18	1.24~1.88
漏斗粘度(s)	60~70	38~64	45~70

井眼尺寸(in)	17 ¹ / ₂	12 ¹ / ₄	8 ¹ / ₂
塑性粘度(mPa·s)		14~28	30~45
静切力(10 ³ /1 ²)		(1~2)/(4~8)	(3~7)/(5~16)
屈服值(Pa)		3~9	4~18
失水/泥饼(API)		(4.5~6.0)/0.5	(3~4)/0.5
失水/泥饼(HTHP)			(11~12)/1.0
KT			0.1
固相含量(体积)		18%~20%	19%~20%
含砂量(体积)		0.2%~0.3%	0.2%
MBT(g/L)		28~33	28
pH 值		8.0~8.5	9.5~10
滤液 Cl ⁻ (mg/L)		800~3500	3500~4582

2. 各开次钻井液维护处理方案

(1) 一开维护处理:

5%~7% 膨土 + 0.1%~0.2% NaOH + 0.3%~0.5% Na₂CO₃ + 0.1%~0.3% MVC MC + 0.2~0.4JYP。钻井过程中补充 0.8%~1.2% MVC MC 胶液。维持粘度在 60~70s 之间, 密度在 1.15~1.18g/cm³ 之间。打完进尺后, 加入 MVC MC 调整性能, 提高钻井液悬浮能力。下套管及固井作业施工顺利。

(2) 二开维护处理:

3%~4% 膨土 + 0.1%~0.2% NaOH + 0.3%~0.5% Na₂CO₃ + 0.5%~0.8% 80A-51(或 AT-1) + 0.5~0.8JYP + 0.4%~0.6% FKJ-2 + 0.5%~1% DFH。

按设计指标二次开钻后粘度不低于 40~60s, 结果是由于粘度、切力高, 使用原有的 40~60 目筛布, 效果良好。

井段 709~3860m 主要以大、小分子聚合物 AT-1、80A-51、JYP 碱性胶液维护处理, 粘度控制在 38~54s, 虽然努力加强固控设备的管理, 控制在此使用范围, 短起下钻阻卡仍然较严重。井深 3200m 后逐步加一些抗温材料 AT-1、80A-51、JYP、CXP-III、SHC-1、FKJ-2 碱性胶液维护。

由于软泥岩地层造浆, 钻井液稠化现象较严重, 主要以大、小分子包被剂 AT-1、80A-51、JYP 碱性胶进行维护处理。钻井液稠化的原因有地层造浆含量上升的污染, 也有粉细砂岩以很细小的颗粒在钻井液中的污染。加强后三级固控管理, 使用地面排放污浆的方法配合大小分子聚合物胶液将其性能控制在设计范围内。

钻至东沟组、吐谷鲁群和西三窑组时短起下钻阻卡严重, 其中东沟组、三工河组虽阻卡, 但相对较好一点。最严重的是吐谷鲁群组。在井深 3100m 后, 坚持每天短起下钻一次后, 阻卡情况有明显改善, 并逐渐趋于正常。

(3) 三开钻井液处理:

三开后由于三工河组下部、八道湾组及白碱滩组存在间断性沉积煤层及碳质泥岩, 井壁跨塌严重, 经常憋泵, 循环不通, 通过上提下放活动钻具, 憋泵得到有效解决, 但仍卡钻二次。到

克拉玛依组、百口泉组上部,由于红色泥岩水化性好,缩径严重,起钻困难,通常采用倒划眼起钻三次以后井眼就畅通。

2%~3% 膨土+0.1%~0.2% NaOH+0.3%~0.5% Na₂CO₃+0.1%~0.3% 80A-51+0.5%~0.8% FKJ-2+2%~3% CXP-3+2%~3% SHC-1+1%~2% DFH,按设计三开要求,粘度控制在 45~70s 之间,有效控制固相含量和膨土含量,确保钻井液有良好的流变性,密度在原设计三开最低(1.45g/cm³)。为了保护油气层,三开用 1.24g/cm³ 开钻,到井深 5460m,密度提至 1.39g/cm³,但钻进时始终是欠平衡钻进,由于加深至 5580m 打开高压水层后,溢流严重,每小时 0.36m³,密度提高至 1.87g/cm³ 仍未压稳地层水。

井段在 3840~5580m 采用 AT-1、80A-51、FKJ-2 碱性胶液控制粘度在 45~70s,采用 CXP-3、SHC-1、DFH 抗温材料控制失水,提高钻井液的抗温性能及井壁的稳定性和降低对地层的浸泡。在 3840~4850m 之间由于煤层的间断性沉积,胶结面多,易跨塌,有时打钻突然就憋泵,停转盘造成卡钻。为了有效解决井壁垮塌问题,使用沥青类防塌剂,有效地解决了井壁跨塌问题,使电测、固井顺利完成。

进入克拉玛依和百口泉组后,由于地层红泥岩水化性强、易缩径,起下钻遇阻,起钻大多数是倒划眼起出。钻井液加入多元醇(DFH),具有润滑性和防水化性能,效果有明显好转,同时采用多短起钻,来回多拉井壁几次,有效解决阻卡问题。

三、全井质量评价

(1) 井斜:全井最大井斜为 1.19°(在 4475.00m 处)。

(2) 井径:① 二开(Φ311.2mm)最大井径为 Φ430.40mm,井深 3775.00m;最小井径为 Φ241.30mm,井深 3700.00m;② 三开(Φ215.9mm)最大井径为 Φ406.40mm,井深 3839.00~3870.00m;最小井径为 Φ208.30mm,井深 4110.00~4140.00m。

(3) 水平位移:井底总水平位移为 5.81m。

(4) 取心:取心进尺为 112.98m,岩心长度为 105.99m,岩心收获率为 93.72%,平均单筒进尺为 7.53m。

(5) 固井质量:合格。

(6) 油气发现:本井在侏罗系发现良好的油气显示,全井共发现油气层(包括取心)128.5m/36层。

四、总体认识

(1) 对于探井来说,采用近平衡钻井虽有利于发现油气层,但给钻井施工带来很大的风险。钻井液密度低,定量荧光限定为四级,很难保证井壁稳定和井下安全,应加快研制无荧光的高效防塌剂和进行人为荧光和地层荧光区别的科研攻关。

(2) 应加大对于探井区块地层坍塌压力的研究。本井钻探过程中,煤层、碳质泥岩垮塌特别严重,多次造成井下复杂情况。没有确定的地层坍塌压力数据,对于提高钻井液密度没有充分的依据。

(3) 本井三开裸眼存在两套压力系数,可以考虑下入 7in 套管,以封堵和抑制煤层及煤层上下垮塌,保证钻井施工安全。以后可以考虑适当地改变井身结构,以利于井下的安全。

(4) 准噶尔盆地中部地区地层倾角不大,对于井斜不是主要矛盾,可以考虑使用塔式钻具组合,强化钻进参数,有利于减缓起下钻阻卡的问题,提高安全钻进速度。

PG1 井钻井经验

一、地层特点和钻井难点

PG1 井是一口重点定向探井。设计井深 5523.77m, 位移 1340m, 造斜点 2600m, 闭合方位 154.42°, 在钻井过程中出现如下难点。

(1) 井漏: 一开钻井过程中, 在 89.00~154.00m 井段发生井漏, 累计漏失钻井液 164.00m³, 平均漏速 2.73m³/h, 为微裂缝地层渗漏。由于及时采取了随钻堵漏措施, 同时提高钻井液粘切来提高其携砂和造壁能力, 有效地控制了井漏。

(2) 泥、页岩夹煤层和含盐膏层, 易造成垮塌。

(3) H₂S 问题: 钻进至井深 830m 时发现 H₂S, 其最高浓度为 14mg/L, 岩性为灰色砂岩。发现后及时调整了 pH 值, 并在 830m 之前已将钻井液密度提到了 1.15g/cm³, 避免了 H₂S 对钻井液造成较大的污染。

(4) CO₃²⁻、HCO₃⁻ 对钻井的影响: 在上部钻进过程中, 钻井液中 CO₃²⁻、HCO₃⁻ 含量超标 (现场监测: 水源 [HCO₃⁻] 626.9mg/L, 滤液 [HCO₃⁻] 3761.6mg/L), 使钻井液粘切、滤失量控制困难, 钻井液性能不稳。

由于地层复杂, 施工中先后发生了 5 次事故, 包括断钻具事故 3 次、卡钻事故 2 次, 累计损失时间为 154.73d。钻至井深 2562.28m 起钻时, 起至井深 2052m 遇阻, 倒划眼 7.5d, 划至井深 2006m 时钻具卡死, 接地面震击器震击解卡, 解卡后发现悬重由 95t 下降到 81t, 钻铤折断, 鱼头位置在 1987.00m, 落鱼总长 65.61m。下入 Φ 114.3mm 公锥打捞, 捞住落鱼后起钻, 鱼头起到 1941m 遇卡, 接地面震击器震击时, 钻杆断脱, 鱼顶位置在 1928.63m, 落鱼总长为 74.12m。经九次打捞处理失败, 被迫填井侧钻, 侧钻点为 1750m。

二、六项关键技术

针对钻井过程的复杂情况, 采取了六大项关键技术。

(一) 井眼轨迹控制

1. 合理的井身结构

合理的井身结构对于安全钻井非常重要。根据设计, 一开采用 Φ 444.5mm 钻头钻至井深 301m, 下入 Φ 339.7mm 套管; 用 Φ 311.1mm 钻头钻至 4042m, 下入 Φ 244.5mm 技术套管, 下深 4040m, 封堵陆相易塌中低压地层, 但在施工中多层段发生井漏, 泥、页岩极易垮塌, 并且夹煤层含盐膏, 长达 3740m 的 Φ 311.1mm 井眼斜井段要穿过多段复杂地层。只有 300m 的表层套管不能保证井下安全。在侧钻后充分考虑到整个 Φ 311.1mm 井眼的复杂性, 将 Φ 244.5mm 技术套管下至 3472.22m。

2. 科学的钻具结构

上部直井段的井斜及三开后方位的严重漂移, 使井眼轨迹控制难度加大。地层倾角高达 54°, 属于高陡构造, 地层造斜力很强, 且自然造斜方向与设计靶点方位相反。1750m 以上井斜角为 2°~4°, 水平位移为 83.77m, 闭合方位为 331°。三开后方位一直右漂, 漂移率为 (2°~4°)/30m, 扭方位井段长达 497m。为控制上部井斜, 相继使用了塔式钟摆、偏轴组合、柔性钟

摆等钻具组合形式进行防斜纠斜。

塔式钟摆: $\Phi 444.5/311.1\text{mm}$ 钻头(HJ517) + $\Phi 244\text{mm}$ 钻铤 $\times 3$ 根 + $\Phi 311\text{mm}$ 扶正器 + $\Phi 203\text{mm}$ 钻铤 6 根 + 178mm 钻铤 $\times 9$ 根 + $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。

偏轴组合: $\Phi 311.1\text{mm}$ 钻头(HJ517) + 630×730 (偏轴接头偏心距 25mm) + $\Phi 229\text{mm}$ 钻铤 $\times 3$ 根 + $\Phi 311\text{mm}$ 扶正器 + $\Phi 203\text{mm}$ 钻铤 $\times 6$ 根 + $\Phi 178\text{mm}$ 钻铤 $\times 9$ 根 + $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。

柔性钟摆: $\Phi 311.1\text{mm}$ 钻头(HJ517) + $\Phi 229\text{mm}$ 钻铤 $\times 3$ 根 + $\Phi 311\text{mm}$ 扶正器 + $\Phi 178\text{mm}$ 钻铤 $\times 1$ 根 + $\Phi 311\text{mm}$ 扶正器 + $\Phi 203\text{mm}$ 钻铤 $\times 6$ 根 + $\Phi 178\text{mm}$ 钻铤 $\times 9$ 根 + $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。

钻进中,根据井下情况每 $10 \sim 20\text{m}$ 测斜一次,当井斜有上升趋势时,及时调整钻井参数。因反向位移的加大,只能改变设计剖面,提前到 2283m 定向。严格控制造斜率,保证狗腿度不超标,最大狗腿度控制在 $4.5^\circ/30\text{m}$ 以内。

造斜段与稳斜段用无线随钻跟踪,方位漂移时及时采用单弯螺杆扭方位,使用 PDC 钻头复合钻进与滑动钻进相结合,实现了井眼轨迹的连续控制。

(二) 新工具新技术的应用

针对 PG1 井复杂的地质条件和深探井大位移定向的难题,施工中应用了以下新技术和新工具。

- (1) 采用 MTC 固井,节约固井成本。
- (2) 利用偏轴接头组合,防斜打直,解放钻压,提高机械钻速。
- (3) 应用 PDC 钻头 + 井下动力钻具、MWD 跟踪控制轨迹。
- (4) 使用 LET 螺纹钻铤,减少断钻具事故。
- (5) 使用顶驱,有效防止井下事故的发生。
- (6) 应用 FM 系列钻柱式防磨减扭接头,有效保护套管。

(三) 防卡措施

防卡措施主要包括以下几点。

- (1) 坚持使用减震器,减少起下钻次数。
- (2) 确定合理的钻井液密度和提高钻井液的防塌性能,改善井壁的稳定性能。
- (3) 使用 18° 斜坡钻杆, $\Phi 140\text{mm}$ 钻杆放在下部,不使用 $\Phi 178\text{mm}$ 钻铤及 $\Phi 178\text{mm}$ 接头。
- (4) 定期倒换钻具,减少钻具的疲劳损伤;每三趟钻对钻铤进行一次探伤,每两个月对加重钻杆进行一次探伤,并将钻铤全部改为 LET 丝扣。
- (5) 记录每次起下钻具结构和每班每趟钻的摩阻、扭矩、阻卡位置、地层特点,正确分析井下情况,及时采取相应的措施。
- (6) 全井段推广使用随钻震击器,及时处理井下复杂情况。
- (7) 下钻时严格控制速度,以减少压力波动对井壁造成的负面影响。

(四) 防止套管磨损

对表层套管试压憋压至 2MPa ,不能稳压,表明套管磨破。三开时,考虑到二开井眼斜井段长,钻杆与套管间的摩擦严重,势必造成摩阻和磨损的加剧,可能磨穿套管,形成严重的井控安全隐患;三开钻水泥塞时就发现有铁屑,为减缓对技术套管的磨损,选用了 50 只 FM-197 型钻柱式防磨减扭接头(见图 1)。