

# 也门 1 区块 Abyed-2 井卡钻事故的处理

张君亚<sup>1, 2</sup> 夏柏如<sup>1</sup> 赵增新<sup>2</sup> 王长生<sup>2</sup> 崔卫华<sup>2</sup> 赵胜英<sup>2</sup>

(1. 中国地质大学(北京) 工程技术学院, 北京 100083; 2. 中国石化 国际石油勘探开发有限公司, 北京 100083)

**摘 要:** Abyed-2 井是位于也门 1 区块的一口探井。该井钻遇地层情况复杂, 穆卡拉组与哈施亚特组地层的界面存在风化壳, 萨巴塔因组和密穆组存在高压层。在一开空气钻井过程中, 因井眼垮塌导致卡钻, 在处理卡钻事故时又造成了钻具断裂落井, 导致井眼报废, 移钻机重钻。重钻成功后, 考虑到基底有油气显示, 进行开窗侧钻, 但在侧钻过程中又发生了卡钻事故, 在处理卡钻事故过程中由于打捞工具的失效落井, 使事故进一步复杂化并导致该井眼报废。详细介绍了两次卡钻事故的发生和处理过程, 并分析了卡钻事故发生及处理失败的原因。该井卡钻事故的经验和教训对该区块后续钻井的顺利进行具有一定的借鉴价值。

**关键词:** 卡钻; 事故处理; 井报废; 也门 1 区块; Abyed-2 井

**中图分类号:** TE28      **文献标识码:** B      **文章编号:** 1001-0890(2010)05-0046-04

## Handling of Pipe Stuck in Well Abyed-2, Block 1 of Yemen

Zhang Junya<sup>1, 2</sup> Xia Boru<sup>1</sup> Zhao ZengXin<sup>2</sup> Wang Changsheng<sup>2</sup> Cui Weihua<sup>2</sup> Zhao Shengying<sup>2</sup>

(1. School of Engineering & Technology, China University of Geosciences, Beijing, 100083, China;

2. Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing, 100083, China)

**Abstract:** Well Abyed-2 is an exploration well in Block 1 of Yemen. The formation is geologically complex. There is weathered crust in the interface between Mukalla group and Hashiyate group, and a high pressure zone between Sab' atayn and Meem formation. In air drilling of surface section, wellbore sloughing resulted in drill pipe stuck; the broken drillstrings fell into well during dealing with drill pipe stuck. All these caused the abandon of this well. Considering oil and gas show at lower section, the well was redrilled after moving the rig and sidetracked. The drill pipe stuck occurred again in the sidetracked operation. The fall of fishing tool during accident dealing process made the condition further complicated and caused the abandon of this well. This paper details the two accidents and the reasons for failure of accident treatment. The experience and lessons learned from this well provide reference for smooth drilling of follow-up wells.

**Key words:** sticking; accident treatment; well abandonment; Block 1 in Yemen; Well Abyed-2

Abyed-2 井位于也门 1 区块台地之上, 是一口区域勘探直井, 设计井深 3 070 m。该井钻至井深 750 m、起钻至井深 563 m 时发生卡钻事故。在处理卡钻过程中钻具断裂, 经多次打捞未果, 弃井, 移井架 10 m 重钻。重钻至井深 3 150 m 完钻, 期间中途测试 2 次, 完井测试 1 次。鉴于基底有油气发现, 于是对老井眼进行开窗侧钻, 钻至井深 2 949 m 时发生卡钻事故, 采取多种解卡措施, 未能解卡, 于是填井, 重新在 2 183.3~2 187.3 m 井段开窗侧钻。

在两起卡钻事故处理中, 受多种因素的影响, 事故处理最终均以失败而告终, 使已钻井段报废, 造成了巨大的经济损失, 但事故处理过程中的经验与教训具有较好的借鉴价值。

**收稿日期:** 2010-06-04; **改回日期:** 2010-08-12

**作者简介:** 张君亚(1968—), 男, 河南南阳人, 1992 年毕业于江汉石油学院钻井工程专业, 在读博士研究生, 高级工程师, 主要从事钻井技术管理工作。

**联系方式:** (010)82332629, junyazhang@sipc. cn

## 1 工程设计

### 1.1 地质情况

Abyed-2 井钻遇的地层比较复杂,存在多套压力系统,所处构造为玛格拉夫-劳达构造带西北部的阿马金 1 号圈闭,主目的层为萨尔组、内法组和休库拉组地层,次目的层为萨巴塔因组和密穆组地层。

该井地表为第三系裂缝发育的乌姆拉杜马组灰岩地层,下部为连通性好的穆卡拉组砂岩地层;穆卡拉组与哈施亚特组地层的交界面存在风化壳,易发生恶性漏失;穆卡拉组地层上部的泥岩段易缩径;哈施亚特组地层的泥岩段易缩径和垮塌;萨巴塔因组地层的泥岩段易垮塌。该井萨尔组和内法组地层为同一低压系统;萨巴塔因组、莱穆组和密穆组地层为同一相对高压系统;休库拉组和基底为同一低压系统。

### 1.2 井身结构

该井设计为五开井身结构,其井身结构和套管程序为:一开,采用  $\phi 660.4$  mm 钻头,钻深 752 m,  $\phi 473.1$  mm 套管下深 750 m,封隔潜水面以上穆卡拉组的易漏地层;二开,采用  $\phi 444.5$  mm 钻头,钻深 2 052 m,  $\phi 339.7$  mm 套管下深 2 050 m,封固哈施亚特组和凯森组的易漏层;三开,采用  $\phi 311.1$  mm 钻头,钻深 2 522 m,  $\phi 244.5$  mm 套管下深 2 520 m,封固易漏的萨尔组和内法组地层;四开,采用  $\phi 215.9$  mm 钻头,钻深为 2 902 m,  $\phi 177.8$  mm 套管下深为 2 370~2 900 m,封固萨巴塔因组地层的盐层和莱穆组、密穆组的高压层;五开,采用  $\phi 152.4$  mm 钻头,钻深 3 070 m,采用裸眼完井。

### 1.3 钻井液设计

一开采用泡沫钻井液以解决上部地层易漏的问题;二开井段由于地层孔隙压力低,采用充气聚合物钻井液,以尽可能降低钻井液密度;三开采用充气 KCl 聚合物钻井液,以解决该段上部地层易漏、下部地层易垮塌的问题,同时可以将二开钻井液作为钻进该井段时的基浆;四开、五开采用 DUO-VIS 低固相钻井液,为保证钻井液中的固相含量最低、达到保护油气产层的目的,以氯化钠为加重材料。

### 1.4 固井设计

表层采用内插法固井。技术套管固井采用密度

1.38 kg/L 的 LiteCrete 轻质水泥浆和 CemNet 纤维水泥浆,封固易漏井段。尾管固井推荐使用带封隔器的尾管悬挂器,这样即使发生漏失,也可以通过坐封封隔器而不使尾管顶部漏封。

## 2 井下卡钻情况及处理过程

### 2.1 直井段卡钻

#### 2.1.1 发生经过

一开  $\phi 660.4$  mm 井眼主要钻遇乌姆拉杜马组和穆卡拉组地层,乌姆拉杜马组地层为可钻性极差的灰岩层,下部穆卡拉组地层是胶结疏松的流沙层。灰岩地层采用“空气锤+稳定泡沫钻井”方式,流沙层采用泡沫钻井技术。钻具组合: $\phi 660.4$  mm 牙轮钻头+浮阀+ $\phi 241.3$  mm 减振器+ $\phi 241.3$  mm 钻铤+ $\phi 203.2$  mm 钻铤+ $\phi 203.2$  mm 随钻震击器+ $\phi 158.8$  mm 钻铤+ $\phi 127.0$  mm 加重钻杆+ $\phi 127.0$  mm 钻杆。钻井参数:钻压 20~40 kN(控制 1 h 进尺不超过两个单根长度,以避免岩屑携带不及时而造成井下出现复杂情况),转速 100 r/min,注气排量 56~71 m<sup>3</sup>/min,基液排量 0.189 m<sup>3</sup>/min,泡沫体积分数为 1.5%,注气压力 3.0~3.7 MPa。

钻至井深 397 m,短起至井深 244 m,下钻时在井深 279 m 遇阻,在 279~287 m 井段划眼 1 h 后,下钻至井深 310 m 遇阻,划眼 4.5 h 下至井底。钻至井深 416.51 m,在上提准备接单根时,空压机排量从 90.56 m<sup>3</sup>/min 降至 70.80 m<sup>3</sup>/min,后空压机不工作,造成钻具被卡,钻头位置在井深 408 m 处。采取活动钻具、将泡沫体积分数提高至 2.0%、大排量循环等措施,14.5 h 后解卡。短起至井深 240 m,下钻至井深 270 m 遇阻,在 270~350 m 井段划眼 3.5 h,起钻检查钻头。下钻时,在 280~384 m 井段划眼 10 h,利用现场的 PAC 和膨润土进行了稳定泡沫转换硬胶泡沫的尝试,由于没有足够的时间对基液进行水化搅拌,硬胶泡沫基液堵塞了注液泵(雾化泵),起钻至井深 230 m,清洗注液泵(雾化泵)上水管线。清洗结束后,下钻至井深 276 m 遇阻,在 276~416 m 井段划眼 10 h 后恢复正常钻进。由于硬胶泡沫基液严重影响了泡沫液的注入效率,于是又调整为注清水。

钻至井深 750 m 时,用雾化泵泵入 8 m<sup>3</sup> 高黏度钻井液循环清洁井眼。井眼清洁结束后起钻,起至井深 635、593 和 463 m 时出现了挂卡现象。起钻至井

深 191 m 后下钻,在井深 262 m 遇阻,在 262~750 m 井段划眼 36 h 后,划至井深 750 m,在井深 300、570 m 左右划眼异常困难。采用泡沫钻井液循环 1 h,打稠浆 160 m<sup>3</sup> 至设计的灰岩底。起钻至井深 568 m 严重阻卡,采取上下活动钻具并配合坐钻杆卡瓦倒划眼的措施无法消除,再次下钻到底,568~750 m 井段无遇阻现象。从环空灌高黏度钻井液 167 m<sup>3</sup>,起钻至井深 568 m 出现挂卡现象,采取反复上下活动的措施无法消除(最大上提力 1 650 kN,下放无遇阻),倒划眼至井深 564.5 m,倒划眼参数:转速 30~60 r/min,注气量 57.0~70.8 m<sup>3</sup>/min,基液注入量 3.15 L/s、泡沫体积分数 1.0%~1.5%。初始阶段曾尝试用干空气进行循环,但无论采用何种循环方式井口均无返出;当上提力为 1 200 kN 时下放出现遇阻(下放至 140 kN),转盘不能转动,钻具卡死。

### 2.1.2 处理过程

主要采取上下活动钻具(上提力最大至 1 200 kN,下放至 140 kN,原悬重 660 kN),配合空气和泡沫循环方式(注气量 45.3 m<sup>3</sup>/min,基液注入量 3.15 L/s,泡沫体积分数为 1.0%,注气压力 5.4 MPa)处理卡钻,无法解卡,并且井口无返出。当上提力由 600 kN 下放至 120 kN 后再次上提时悬重突然降至 140 kN,初步判断井下钻具断裂。起钻后发现加重钻杆上部第一根  $\phi 127.0$  mm 钻杆本体断裂,加重钻杆以下钻具全部落井。

井下落鱼: $\phi 660.4$  mm 牙轮钻头+ $\phi 241.3$  mm 减振器+ $\phi 241.3$  mm 钻铤 3 根+ $\phi 203.2$  mm 钻铤 8 根+ $\phi 203.2$  mm 随钻震击器+ $\phi 158.8$  mm 钻铤 6 根+ $\phi 127.0$  mm 加重钻杆 15 根+ $\phi 127.0$  mm 钻杆 $\times 4.7$  m。落鱼长 313.53 m,鱼顶位置 253.47 m。

起出钻具断口变形,钻具弯曲。现场加工  $\phi 508.0$  mm 卡瓦打捞筒打捞落鱼,打捞 4 次,未能找到鱼头。于是放弃打捞,弃井,移井架 10 m 后重钻。

### 2.1.3 原因分析<sup>[1-5]</sup>

1) 穆卡拉组地层胶结疏松,易垮塌,稳定泡沫钻井液对井壁支撑有限。该段砂岩垮塌是造成划眼困难及卡钻的主要原因。

2) 对极不稳定地层的泡沫钻井工艺还没有完全掌握,泡沫性能参数选择不合适,如注气量选择过大(注气排量 57.0~70.8 m<sup>3</sup>/min,基液排量 3.15 L/s),对井壁形成强烈冲刷,使井壁垮塌,造成井径不规则

和井径扩大。

3) 承担气体钻井技术服务的威德福公司缺乏在砂泥岩地层实施泡沫钻井的经验,现场服务工程师不能根据井下情况及时调整泡沫钻井参数,出现问题后,没有应对措施。

4) 卡钻后未能及时建立起循环。由于当时污水池已满,无法处理排出的泡沫和钻屑,未能用泡沫钻井液进行循环,使井下故障加剧。

5) 空气钻井设备无法满足连续施工作业的要求。在  $\phi 660.4$  mm 井眼施工过程中,经常出现空气压缩设备停止运转及井口旋转控制头泄漏等问题,导致施工时断时续,使井下故障发生的概率增大。

6) 处理卡钻事故时考虑不全面。在下压钻具过程中,没有考虑到大尺寸井眼对钻具弯曲变形的影响,钻具被卡后长时间受拉伸、压缩和扭转等交变应力的作用,造成其疲劳破坏而断裂落井。

## 2.2 Abyed-2ST 井 $\phi 215.9$ mm 井眼卡钻

### 2.2.1 发生过程

移井架 10 m 后,设计重钻 Abyed-2ST 井,钻至井深 3 150 m 完钻,期间中途测试 2 次,完井测试 1 次。鉴于基底有油气发现,于是进行开窗侧钻。斜向器封封成功,在  $\phi 244.5$  mm 套管内进行开窗侧钻,钻头尺寸为  $\phi 215.9$  mm。在定向钻进萨尔组、内法组和萨巴塔因组地层时,采用常规 MWD 随钻监控井眼轨迹,钻井液密度为 1.15 kg/L。在钻进萨巴塔因组、莱穆组和密穆组地层过程中,因井下泥岩垮塌,起钻时阻卡严重,需开泵才能起出钻具,于是将钻井液密度由 1.15 kg/L 逐渐提至 1.46 kg/L。在钻进休库拉组低压地层时,钻至井深 2 949 m,上提方钻杆量方入时,遇阻,下放活动无效,钻具卡死。卡钻时的钻具组合为: $\phi 215.9$  mm 钻头 $\times 0.25$  m+ $\phi 171.5$  mm 螺杆 $\times 8.72$  m+ $\phi 171.5$  mm 无磁短钻铤 $\times 2.93$  m+ $\phi 171.5$  mm MWD $\times 10.30$  m+ $\phi 171.5$  mm 无磁钻铤 $\times 9.48$  m+ $\phi 127.0$  mm 加重钻杆 $\times 221.19$  m+ $\phi 215.9$  mm 震击器 $\times 5.21$  m+ $\phi 127.0$  mm 加重钻杆 $\times 46.5$  m+ $\phi 127.0$  mm 钻杆。

### 2.2.2 卡钻原因分析

1) 存在多套压力系统,钻井液密度调整困难。在  $\phi 215.9$  mm 侧钻井眼内,萨尔组、内法组地层为同一低压系统;萨巴塔因组、莱穆组和密穆组地层属同一相对高压系统;休库拉组和基底又属同一低压

系统。钻进萨尔组和内法组地层时,可以使用密度为 1.15 kg/L 的钻井液,但用该密度的钻井液钻萨巴塔因组地层时,发生了泥岩垮塌,引发了井下故障。后来钻井液密度虽逐渐提高至 1.46 kg/L,但井下仍然垮塌,维持该密度继续钻至低压休库拉组地层顶部。地层压力的骤降和过高的钻井液密度形成了较大压差进而发生了压差卡钻。

2) 对地层认识不足,钻入休库拉组地层顶部后未及时下入尾管。原设计进入休库拉组地层 10 m 左右下入  $\phi 177.8$  mm 尾管,实际钻入休库拉组地层 35 m,结果在钻至该深度准备起钻下套管时发生了卡钻。

3) 操作可能不当。卡钻是在上提钻具量方入过程中发生的。

### 2.2.3 卡钻的处理

卡钻后,控制最大上拉力不超过 1 500 kN,上下活动钻具,并泵入 7.95 m<sup>3</sup> 解卡剂(替到环空 1.3 m<sup>3</sup>,剩下的留钻柱内),每 30 min 替 0.16 m<sup>3</sup> 解卡剂到环空,未能解卡。在等待测卡仪器时,钻井液密度逐渐降至 1.42 kg/L,并上下活动钻具,上提拉力在 1 900 kN 时,测得卡点位置在井深 2 750 m 处。

注入 8.75 m<sup>3</sup> 盐酸,浸泡 1 h,未能解卡。循环出残酸后,下打捞探管仪,打捞出 MWD 探管,爆炸松扣,起出长 2 711 m 的钻具。落鱼结构为: $\phi 215.9$  mm 钻头 $\times 0.25$  m +  $\phi 171.5$  mm 螺杆 $\times 8.72$  m +  $\phi 171.5$  mm 无磁短钻铤 $\times 2.93$  m +  $\phi 171.5$  mm MWD $\times 10.30$  m +  $\phi 171.5$  mm 无磁钻铤 $\times 9.48$  m +  $\phi 127.0$  mm 加重钻杆 $\times 202.3$  m。鱼顶位于井深 2 711 m 处,落鱼长 234 m。

下入对扣接头,下至鱼顶位置(井深 2 711 m),对扣震击不能解卡,1 h 后震击器失效。后又分别注入 6 和 4 m<sup>3</sup> 解卡剂进行浸泡,仍不能解卡。上下活动钻具时,钻具从转换接头处断开。于是下入卡瓦打捞筒进行打捞,但下至井深 2 324 m 时,不能通过窗口,起钻检查发现卡瓦打捞筒的卡瓦掉入井中。

下入磨铣工具修理窗口,不能通过窗口。下入钻头,亦不能通过窗口,起钻发现钻头被落物磨损。下入  $\phi 152.4$  mm 平底磨鞋和  $\phi 215.9$  mm 西瓜铣鞋组合,下至斜向器顶部(井深 2 324 m)遇阻,开始磨铣,但没有进尺,起钻检查  $\phi 152.4$  mm 平底磨鞋外径磨损,约 1/3 的齿磨钝。下入  $\phi 215.9$  mm 锥形铣鞋组合,下至斜向器顶部(井深 2 324.1 m)进行磨

铣,磨铣至井深 2 326.7 m,起钻检查铣鞋外径没有磨损。

下入带钻头钻具组合,下至井深 2 324 m 时开始划眼,划至井深 2 327.1 m 时出现跳钻现象,起钻检查钻头,外径严重磨损,一只牙轮失效。再次下入  $\phi 203.2$  mm 凹底磨鞋和  $\phi 215.9$  mm 西瓜铣鞋组合,下至井深 2 327.1 m 进行磨铣,磨铣至井深 2 327.35 m 时,无扭矩显示,起钻检查  $\phi 203.2$  mm 凹底磨鞋没有磨损。下入铣齿钻头组合,下至井深 2 327.1 m 遇阻,尝试钻进,扭矩高且蹩跳钻严重。起钻检查钻头,铣齿损坏,牙轮体好。下入凹底磨鞋组合,下至井深 2 326.8 m 进行磨铣,磨铣至井深 2 327.5 m 后,磨铣困难,加压 240 kN,仍不能通过窗口,起钻检查磨鞋外表面有磨损,内表面没有磨损。

至此,共下入 5 次磨铣钻具组合和 4 次钻头钻具组合,均未能通过窗口位置。于是将钻井液密度降至 1.35 kg/L 打水泥塞填井,准备重新开窗侧钻。

### 2.2.4 失败原因分析<sup>[6-10]</sup>

1) 解卡剂量不足,浸泡时间短。第一次采用解卡剂浸泡时,仅注入 8 m<sup>3</sup> 解卡剂,共浸泡十几个小时,浸泡时间太短。

2) 上提力较小,卡钻初期上提钻具时未及及时上提到钻具的抗拉上限,而只提到 1 500 kN。

3) 等待时间较长,延误了处理时间。事故发生时,正值伊斯兰斋月期间,这给生产材料和井下工具的组织带来了很多不便。在将井场上所有解卡剂都泵入井里的 2 d 后,酸液、解卡剂和测卡仪才送至井场,错过了处理事故的最佳时机。

4) 入井工具存在质量问题,造成井下事故进一步复杂化。盐酸浸泡和爆炸松扣后,下入打捞工具组合进行打捞,打捞仅 1 h 打捞工具组合中的震击器就失效了,并使对扣接头和其上减震器的一部分共约 1 m 长的钻具也成为落鱼的一部分;再次下入  $\phi 210.0$  mm 长为 1.20 m 打捞筒试图通过窗口的过程中,造成卡瓦掉入井中,斜向器可能发生变形或转动,以至于无法进行下一步操作,最终导致 Abyed-2ST 斜井段报废。

## 3 结论及建议

1) 在空气钻井中,细致的前期准备和施工过程的连续性是保证空气钻井安全的基础,特别是在疏



松易垮塌层段应用空气钻井技术时,更要加快施工速度,当井下出现明显的复杂情况且使用气体或泡沫循环介质无法解决时,应及时将循环介质转换为钻井液,以保证井下安全。

2) 在大尺寸井眼中,钻具与井壁环空间隙较大,下压钻具时其弯曲程度即变形程度也较大,在较为固定的交变应力作用下,可能使钻具在某处发生疲劳破坏,造成钻具断裂。在卡钻后活动钻具时,应避免采用固定的上提或下放拉力以避免在固定点处产生疲劳破坏。

3) 在处理事故中,要保证所有入井工具安全可靠,使用状态良好,避免造成事故累加,增加事故处理的难度。

4) 在海外勘探过程中,各种常用工具,特别是事故处理中所需工具必须要配齐配全,各种材料也必须有一定的储备,以备不时之需,避免因等工具或材料而错失处理事故的最佳时机,造成事故的复杂化甚至井眼的报废。

## 参 考 文 献

- [1] 李作宾. TasW-1 井钻井复杂情况处理技术[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(2): 88-90.  
Li Zuobin. Well TasW-1 complicated condition treatment technique[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 88-90.
- [2] 李振杰, 徐云鹏. 定向井处理粘吸卡钻事故的技术方法[J]. 探矿工程: 岩土钻掘工程, 2010, 37(6): 24-27.  
Li Zhenjie, Xu Yunpeng. Treatment technology for drilling pipe sticking accident in directional well [J]. Exploration Engineering: Rock & Soil Drilling and Tunneling, 2010, 37(6): 24-27.
- [3] 王斌. 大牛地气田封隔器解卡技术方法研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(4): 120-121.  
Wang Bin. Packer unset solution study in Daniudi Gas Filed [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 120-121.
- [4] 周涛, 方满宗, 郭书生, 等. 利用套管锤入技术解除卡钻[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(6): 119-120.  
Zhou Tao, Fang Manzong, Guo Shusheng, et al. Bit freezing release with casing hammer-in technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 120-121.
- [5] 刘同茹, 魏群涛, 吴思琼, 等. 测卡松扣仪及其在卡钻事故检测中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2006, 28(6): 18-20.  
Liu Tongru, Wei Quntao, Wu Siqiong, et al. Free point back-off instrument and its application for releasing downhole stuck pipe[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(6): 18-20.
- [6] 裴建忠, 刘天科, 孙启忠, 等. 胜利 1 井钻井事故的预防与处理[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(6): 18-21.  
Pei Jianzhong, Liu Tianke, Sun Qizhong, et al. Prevention and measurements of drilling accidents in Well Shengke-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(6): 18-21.
- [7] 耿书肖, 张永青, 奚国银, 等. 水平井卡钻事故处理实践及预防措施探讨[J]. 探矿工程: 岩土钻掘工程, 2010, 37(2): 9-13.  
Geng Shuxiao, Zhang Yongqing, Xi Guoyin, et al. Treatment practice for sticking failure in horizontal well and discussion on the prevention measures [J]. Exploration Engineering: Rock & Soil Drilling and Tunneling, 2010, 37(2): 9-13.
- [8] 陈在君, 刘顶运, 韦海防, 等. 泡酸解除 GP25-17 井卡钻事故[J]. 钻井液与完井液, 2009, 26(1): 85-86.  
Chen Zaijun, Liu Dingyun, Wei Haifang, et al. Acid soaking to release stuck pipes in Well GP25-17[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(1): 85-86.
- [9] 陈富全, 罗玉祥, 李家龙, 等. 龙岗地区气体钻井结束后卡钻原因分析[J]. 钻井液与完井液, 2009, 26(1): 86-87.  
Chen Fuquan, Luo Yuxiang, Li Jialong, et al. What caused the pipe sticking in completed wells in Block Longgang[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(6): 86-87.
- [10] 张林强. 井下卡钻分析及处理[J]. 海洋石油, 2007, 27(3): 112-115.  
Zhang Linqiang. Analysis and disposal of downhole stuck pipe [J]. Offshore Oil, 2007, 27(3): 112-115.

## 欢迎订阅 2011 年《复杂油气藏》

《复杂油气藏》获国家新闻出版总署批准国内外发行, 中国标准连续出版物号: CN31—2019/TQ, 国际标准连续出版物号: ISSN1674—4667。《复杂油气藏》由上海海洋油气分公司与中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司主办。《复杂油气藏》重点报道系统研究复杂油气藏的成藏机理, 总结复杂油气藏勘探开发经验, 探讨勘探开发复杂油气藏的新理论、新方法, 推广应用高效、节能环保新技术、新工艺, 为科学研究、油气田生产和决策服务。《复杂油气藏》设有“油气勘探”、“油气开发”、“油气工程”等栏目。

《复杂油气藏》为季刊, 大 16 开本, 80 页, 每季末 25 日出版。每期定价 10 元, 全年定价 40 元。在校学生半价优惠。

邮局汇款: 江苏省扬州市文汇西路 1 号《复杂油气藏》编辑部(225009)。

联系人: 吴一华, 电话: (0514)87762125, 传真: (0514)87762115, E-mail: fzyqc@joeco.com.cn。

银行汇款: 中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司财务核算部; 开户行: 扬州工行油田新村分理处; 账号: 1108021509000001860。