

川西地区水平井下套管复杂情况分析 & 改进措施

谭元铭, 段海波, 李若莹, 黄薇

(中石化西南石油工程有限公司固井分公司, 四川 德阳 618000)

摘要: 在钻完井过程中, 水平井下套管至水平段遇阻卡情况普遍存在, 极端情况甚至出现套管卡死的现象。川西地区地质情况较为复杂, 水平井下套管难度大, 复杂情况多。本文通过对多口典型井下套管遇阻情况和原因进行分析, 得出套管遇阻卡情况主要分为: 突然遇阻和阻力渐增导致阻卡两种情况, 并针对这两种情况提出了相应的改进措施。

关键词: 水平井; 钻井; 下套管; 阻卡; 川西地区

中图分类号: TE256+.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2018)12-0016-04

Casing RIH Difficulties and Improvement Measures for Horizontal Wells in Western Sichuan Province/TAN Yuan-ming, DUAN Hai-bo, LI Ruo-ying, HUANG Wei (Cementing Company of Sinopec Xinan Oilfield Service Corporation, Deyang Sichuan 618000, China)

Abstract: During the drilling and well completion process, sticking often occurs when casing is run into the horizontal section during RIH of casing, and in some extreme cases casing may be tightly stuck. It is much more serious in western Sichuan due to relatively complex geological conditions. Analysis of some typical sticking cases and their causes leads to the following conclusion: there are 2 main types of sticking: sudden sticking and sticking due to increasing resistance; and the relevant improvement measures are put forward.

Key words: horizontal well; drilling; casing running; sticking; western Sichuan

川西地区中浅井主产层为沙溪庙组。其中, 上沙溪庙组岩性以棕色粉砂质泥岩、灰褐色粉砂岩、泥质粉砂岩及绿灰色细一中砂岩为主, 下沙溪庙组岩性以绿灰、紫棕色粉砂质泥岩与浅灰、绿灰色细粒岩屑砂岩、长石岩屑砂岩、粉砂岩为主。由于目的层普遍存在泥岩, 对下套管摩阻有很大影响, 尤其当泥岩段较长时, 下套管摩阻增大非常明显。同时川西地区老井多, 同井场新井需要井眼绕障, 轨迹较为复杂, 套管形变大, 下套管难度大。

到目前为止, 每年在川西地区作业的钻井公司都会有 5~6 口井下套管异常困难, 或下放不到位。因此对川西地区水平井下套管复杂情况进行分析研究很有必要。

1 水平井下套管难点分析

1.1 水平井下套管的特点

井眼轨迹决定套管柱入井过程的复杂性。在弯曲井段, 套管会同时受到重力、浮力、摩擦阻力、弯曲应力等附加力的作用, 且附加力随井眼轨迹的变化

而不同。井眼曲率越大, 曲率半径越小, 附加力越大。在水平段, 套管柱甚至会完全贴在下井壁上, 此时, 套管柱与地层的接触段很长, 摩擦阻力非常大, 可使下套管受阻; 或因套管刚性很大使得套管柱卡在弯曲井段而无法下入。

1.2 影响下套管摩阻的因素

1.2.1 井眼轨迹

水平井井眼轨迹相较直井更为复杂, 套管进入造斜井段后, 井斜角会突然增大, 在“狗腿”度过大的井段, 套管与井眼的接触点会大大增加, 从而使接触应力变大, 因此套管下入阻力也会随之增大, 当下套管的阻力增大到一定程度就可能发生套管无法正常下入的情况。

1.2.2 井身结构

套管的摩阻除与井眼轨迹相关, 还与井身结构有关。这主要和钻头及套管尺寸有关, 钻头尺寸为井眼的初始直径, 套管尺寸即套管的外径, 两者之差就是井内的初始环空间隙。钻头尺寸越大, 套管尺寸越小, 即两者差值越大, 井内环空间隙就越大, 套

收稿日期: 2018-03-05; 修回日期: 2018-08-21

作者简介: 谭元铭, 男, 汉族, 1990 年生, 硕士, 石油与天然气工程专业, 主要从事固井技术方面的研究工作, 四川省德阳市旌阳区德新镇第十七井队, tym163youxiang@163.com。

管与井壁接触面积就越小,反之越大。图 1~图 3 分别是自由状态套管不与井壁接触,套管与井壁发生点接触和套管某段与井壁某个方向发生线接触的情况。不难发现,随着套管与井壁的接触面积变大,其下套管的摩阻力也就越大。

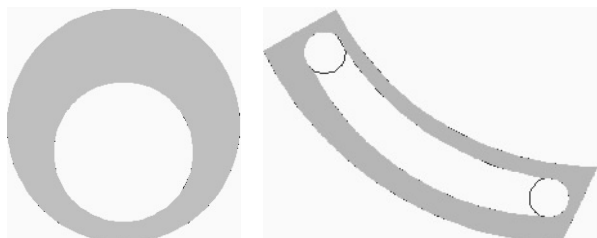


图 1 自由状态剖面图

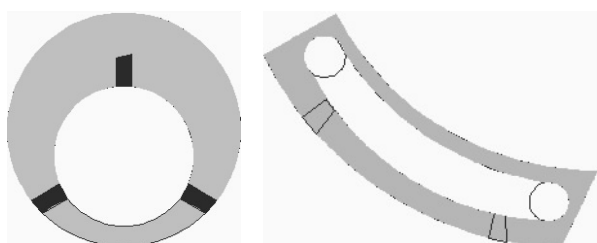


图 2 点接触剖面图

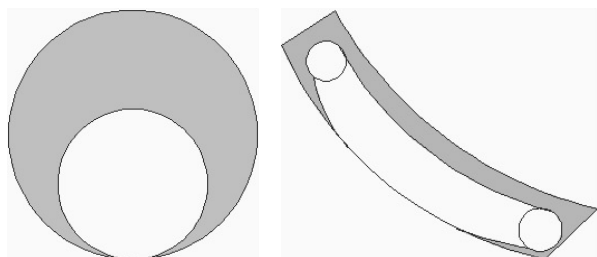


图 3 线接触剖面图

1.2.3 钻井液性能

钻井液具有很好的润滑作用,可以降低钻进与下套管时的摩擦阻力,减小对钻杆和套管的损害。钻井液同时具有携砂带屑的功能,可以对井眼起到清洁净化的作用,减少下套管时发生阻卡的情况。因此钻井液的润滑性和携砂能力能够降低套管的摩擦系数,从而降低下套管的摩阻。

1.2.4 扶正器的类型和间距

不同类型扶正器其结构构造存在很大的差异,因此当扶正器与井壁接触时,由于不同扶正器的原理结构不同,同时不同井段扶正器的安放间距不同,导致套管的弯曲程度受到极大的影响。使得套管下入时,其与井壁的接触方式或状态发生变化,摩阻力也随之改变。如果扶正器安放间距太小,必然会增加套管的刚度,使得套管不易弯曲,在通过弯曲段时

会变得非常困难,导致套管不能顺利通过弯曲井段。如果扶正器安放的间距较大,套管就容易弯曲,有利于通过弯曲段,但是假如其弯曲程度过大,同时受到井眼条件的约束,就会因为套管弯曲过大而增加其与井壁的接触面积,从而产生更大的摩擦力,阻碍套管的下入。表 1 为通过实验测得的不同类型扶正器在钻井液中的摩阻系数,其中滚珠扶正器的摩阻系数最小,这是因为滚珠扶正器与井壁接触方式为滚动接触,其接触面积相较其他类型的扶正器更小。

表 1 水平井中不同扶正器在不同钻井液情况下的摩阻系数

扶正器类型	水基钻井液摩阻系数	油基钻井液摩阻系数
不加扶正器	0.2060	0.1780
弹性扶正器	0.4375	0.3655
刚性扶正器	0.3674	0.2927
滚珠扶正器	0.1564	0.1352

2 遇阻井案例分析

2.1 知新 105 井下套管遇阻分析

2.1.1 前期概况

(1)井身结构: $\text{O}444.5 \text{ mm} \times 210 \text{ m} + \text{O}311.15 \text{ mm} \times 1000 \text{ m} + \text{O}215.9 \text{ mm} \times 3726 \text{ m}$ 。

(2)井眼轨迹:知新 105 井井眼轨迹见表 2。

表 2 知新 105 井井眼轨迹

名称	井深/ m	井斜 角/ (°)	方位 角/ (°)	最大全角变 化率/[$(^{\circ}) \cdot$ (100 m) $^{-1}$]	井段/m	A、B靶 点高度 差/m
造斜点	2170	2.54	172.19			
A靶点	2772	88.80	193.88	42.6	2591.91~	-25
B靶点	3726	91.20	195.08		2601.52	

(3)扶正器安放:悬挂器以下 3 根套管每根套管安放 1 个双弓弹扶,重叠段每 4 根套管安放 1 个刚性扶正器,直井段每 4 根套管安放 1 根整体式单弓弹性扶正器,斜井段以下每 2 根套管安放 1 个整体式单弓弹性扶正器。

(4)管串结构:浮鞋+1 根短套管+1 根套管+浮箍+1 根套管+浮箍+1 根套管+球座+套管串+悬挂器+送放钻具。

(5)钻井液情况:甲酸钾体系钻井液,配方为 0.2%~0.4%生石灰+2%~4%磺化酚醛树脂+2%~4%无铬磺化褐煤+1%~2%磺化丹宁+1%~2%高效液体润滑剂+2%~4%改性沥青类防塌剂+2%~4%多软化点防塌剂+0.1%~0.2%消泡

剂+1%~2%纳米乳液+2%~3%钾基抑制剂。知新105井钻井液性能参数如表3所示。

表3 知新105井钻井液性能参数

密度/ (g· cm ⁻³)	粘 度/ s	初切/ 终切/ Pa	泥饼 厚/ mm	滤失量/ 〔mL·(30 min) ⁻¹ 〕	含砂 量/ %	动切 力/ Pa	PV/ (mPa· s)	摩阻 系数	pH 值	含油 量/ %	固相 含量/ %	膨润土含 量/(g· L ⁻¹)	出口 温度/ ℃	六速读数	Cl ⁻ / (mg· L ⁻¹)	Ca ²⁺ / (mg· L ⁻¹)	K ⁺ / (mg· L ⁻¹)
1.99	63	5/15	0.5	3.0	0.2	17	42	0.12	10	5	36	26	55	118/76/53/39/9/8	2715	280	15000

(6)通井情况:通井摩阻正常。

2.1.2 下套管受阻及处理过程

(1)阻卡发生过程:在连接套管悬挂器期间,在套管灌浆5 min后上提套管,即发现套管粘卡。遇阻时套管进入水平段205 m。

(2)处理过程:首先在240~1600 kN间强力上下活动套管,同时泥浆密度由1.99 g/cm³降至1.95 g/cm³;然后第一次浸泡解卡剂,同时在180~1500 kN间活动管串;接着第二次浸泡解卡剂,泥浆密度降至1.85 g/cm³;最后第三次浸泡解卡剂,上提到1600 kN,悬重逐步下降解卡。

2.1.3 原因分析

通过下套管阻卡发生过程及处理情况分析判断知新105井卡套管原因主要是粘附卡套管。甲酸钾泥浆中甲酸根离子活性强、易吸附,造成泥饼的吸附能力强,岩屑床难以清除,泥饼虚厚,套管与泥饼接触面积大,摩阻系数增大;同时,由于部分井段全角变化率大,套管弯曲产生的强侧向力,增加了套管对井壁的正压力,使得下套管摩阻变大;最后,水平段为渗透性好的砂岩,受到侧向力作用的套管压向虚厚泥饼,使泥饼中的孔隙水易流入渗透性强的地层,产生更大的吸附力。

2.2 高庙33-21HF井下套管受阻分析

2.2.1 前期概况

表5 高庙33-21HF井钻井液性能参数

密度/ (g· cm ⁻³)	粘 度/ s	初切/ 终切/ Pa	泥饼 厚/ mm	滤失量/ 〔mL·(30 min) ⁻¹ 〕	含砂 量/ %	动切 力/ Pa	PV/ (mPa· s)	摩阻 系数	pH 值	固相 含量/ %	Cl ⁻ / (mg· L ⁻¹)	HCO ₃ ⁻ / (mg· L ⁻¹)	膨润土含 量/(mg· L ⁻¹)	六速读数
2.05	75	8/19	0.5	3.8	0.2	22	51	0.10	10	36	1800	12000	27	146/95/74/56/17/15

(6)通井情况:起下钻困难,阻卡明显,划眼困难,2800 m至井底全程划眼。

2.2.2 下套管受阻及处理过程

(1)阻卡发生过程:3600 m以浅套管下放正常,3600 m以深需要快速下冲钻具才能顺利下放套管。下至3865 m遇阻,上提2100 kN,下放至300 kN,反活动套管未动。此时,套管进入水平段768 m。

(1)井身结构:Ø444.5 mm×207 m+Ø311.15 mm×2533 m+Ø215.9 mm×4095 m。

(2)井眼轨迹:高庙33-21HF井井眼轨迹见表4。

表4 高庙33-21HF井井眼轨迹

名称	井深/ m	井斜 角/ (°)	方位 角/ (°)	最大全角变 化率/〔(°)· (100 m) ⁻¹ 〕	井段/m	A、B靶 点高度 差/m
造斜点	2600	2.20	173.56			
A靶点	3097	88.01	171.49	26.67	3010.60~ 3020.58	-4.91
B靶点	4095	89.50	170.43			

(3)扶正器安放:悬挂器以下3根套管每根套管安放1个刚性扶正器,重叠段每3根套管安放1个刚性扶正器,整个裸眼井段都是每2根套管安放1个整体式单弓弹性扶正器。

(4)管串结构:浮鞋+1根短套管+1根套管+浮箍+1根套管+浮箍+1根套管+球座+套管串+悬挂器+送放钻具。

(5)钻井液情况:钾石灰聚磺钻井液,配方为0.2%~0.4%生石灰+2%~4%磺化酚醛树脂+2%~4%无铬磺化褐煤+1%~2%磺化丹宁+1%~2%高效液体润滑剂+2%~4%改性沥青类防塌剂+2%~4%多软化点防塌剂+0.1%~0.2%消泡剂+1%~2%纳米乳液+5%~7%氯化钾。高庙33-21HF井钻井液性能参数如表5所示。

(2)处理过程:接顶驱开泵排量2.5 L/s,泵压8 MPa,上提2100 kN,悬重回至2030 kN,后控制泵压8~10 MPa,活动管串,返浆量忽大忽小,泵压低时排量0.6 L/s,后继续循环,排量逐渐提至22 L/s,泵压稳定在8 MPa,后发现卡瓦坐挂。

2.2.3 原因分析

通过下套管阻卡发生过程及处理情况分析判断

高庙 33-21HF 井卡套管原因主要是环空堵塞导致卡瓦坐挂。环空堵塞会导致管柱内外形成压差,当压差超过一定值就会剪断悬挂器液缸剪钉,导致悬挂器提前坐挂,套管下放不到位。

2.3 中江 109D 井下套管受阻分析

2.3.1 前期概况

(1)井身结构: $\text{O}444.5\text{ mm}\times 102\text{ m}+\text{O}311.15\text{ mm}\times 1428\text{ m}+\text{O}215.9\text{ mm}\times 3450\text{ m}$ 。

(2)井眼轨迹:中江 109D 井井眼轨迹见表 6。

表 6 中江 109D 井井眼轨迹

名称	井深/ m	井斜 角/ (°)	方位 角/ (°)	最大全角变 化率/ $[(\text{°})\cdot(100\text{ m})^{-1}]$	井段/m	A、B 靶 点高度 差/m
侧钻点	1850	1.50	335.70			
造斜点	2028	4.40	44.30			
A 靶点	2483	85.72	81.98		2422.60~	
K1 点	2683	85.74	83.21	28.8	2432.27	28.12
K2 点	2820	86.80	82.90			
B 靶点	3450	89.08	82.90			

注:中江 109D 井为阶梯井,K1、K2 为控制点。K1、K2 垂深相差 10 m。

(3)扶正器安放:悬挂器以下 3 根套管每根套管

安放 1 个刚性扶正器,重叠段每 4 根套管安放 1 个刚性扶正器,裸眼井段至 1800 m 每 3 根套管安放一个单弓弹性扶正器,1800~2950 m 每 1 根套管安放 1 个整体式单弓弹性扶正器,2950~3448 m 每 2 根套管安放 1 个整体式单弓弹性扶正器。

(4)管串结构:浮鞋+1 根短套管+1 根套管+浮箍+1 根套管+浮箍+1 根套管+球座+套管串+悬挂器+送放钻具。

(5)钻井液情况:钾石灰聚磺钻井液配方为 0.2%~0.4%生石灰+2%~4%磺化酚醛树脂+2%~4%无铬磺化褐煤+1%~2%磺化丹宁+1%~2%高效液体润滑剂+2%~4%改性沥青类防塌剂+2%~4%多软化点防塌剂+0.1%~0.2%消泡剂+1%~2%纳米乳液+5%~7%氯化钾。中江 109D 井钻井液性能参数如表 7 所示。

(6)通井情况:测井前通井无障碍,测井仪器下放顺畅,下套管前通井摩阻正常。

2.3.2 下套管受阻及处理过程

(1)阻卡发生过程:加密扶正器段进入 K1 与 K2 靶点之间,每一柱送放钻具都需要上提活动空间

表 7 中江 109D 井钻井液性能参数

密度/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	粘 度/ s	初切/ 终切/ Pa	滤失量/ [$\text{mL}\cdot(30\text{ min})^{-1}$]	固相 含量/ %	YP/ Pa	PV/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	pH 值	含油 量/ %	Cl ⁻ / ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	泥饼 厚/ mm	含砂 量/ %	膨润土含 量/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	六速读数
1.81 入/1.80 出	51	3.5/9.5	3.6	20	11	28	9	4	18000	0.5	0.15	30	76/48/35/19/7/6

才能下放,剩余悬重为 100~200 kN,下行极为困难。此时,套管进入水平段 889 m。

(2)处理过程:上提下放钻具,最大上提吨位 1900 kN,下放 0 kN,循环排量最大 1.5 m³/min,立压 9 MPa,间断循环并小范围活动钻具均无果。

2.3.3 原因分析

通过下套管阻卡发生过程及处理情况分析判断中江 109D 井卡套管原因主要是井眼轨迹复杂导致。中江 109D 井先缓慢造斜,再快速造斜,同时方位角变化大,A、B 靶点垂深相差 10 m,K1、K2 控制点间扶正器安放又非常密集,造成套管在下放过程中管柱形变严重,管柱贴边情况普遍,导致摩阻增大,下套管受阻。

3 建议及措施

川西地区中浅气层的水平井存在一定的区域特点和难点。同井场防碰,水平段与直井段不在一个

二维平面,地层非均质性,泥砂岩互层稳定性差,井眼轨迹变化大;钻井液性能难以满足长水平段清除岩屑床的要求;地层存在伊蒙混层,造成井壁不稳定等。这些都是下套管受阻的可能诱因。根据遇阻卡情况分析,建议采取以下措施进行防范:

(1)合理设计井身结构,降低下套管作业难度,为后期施工作业带来便利。

(2)优化钻井液性能。针对砂泥岩井段优化钻井液性能,减少钻具与井壁的接触面积,降低滤饼摩擦系数,有效清除岩屑床;在确保不发生井控安全的前提下,下套管前适当降低钻井液密度。

(3)加强井眼质量控制,特别是斜井段和水平段的全角变化率的控制,保证井眼轨迹圆滑,为下套管作业提供一个良好的基础条件。

(4)下套管前的井眼准备要充分。一是要有针对性地进行划眼或者倒划眼修整井壁,可采用井壁

(下转第 23 页)