

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2023053

引用格式: 张新亮, 金磊, 张瑞, 等. 中深层水平井双漂浮下套管关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(6): 57-63.

ZHANG Xinliang, JIN Lei, ZHANG Rui, et al. Key technologies for casing running with double floating collars in middle and deep horizontal wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(6): 57-63.

中深层水平井双漂浮下套管关键技术

张新亮, 金磊, 张瑞, 张冠林, 冯丽莹

(中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘 要: 针对中深层水平井油层套管下入摩阻大、常遇阻, 常规机械式漂浮接箍结构和操作复杂及多个漂浮接箍串联使用风险高的问题, 从提高漂浮下套管工具的性能、可靠性和管串通过性等方面入手, 研制了随通式漂浮接箍和偏心自旋转承压浮鞋, 优选了整体无缝弹性扶正器和弹性浮鞋等关键工具, 建立了摩阻系数和漂浮接箍位置确定方法, 并制定了漂浮下套管的技术措施, 形成了适用于中深层水平井的双漂浮下套管关键技术。中江气田 9 口水平井应用了该技术, 套管均安全下至设计井深, 漂浮下套管工具承受液柱压力最高达 62.5 MPa, 漂浮长度最长 1811 m。研究和现场应用结果表明, 双漂浮下套管技术可以解决中深层水平井油层套管下入困难的问题, 为中深层水平井油层套管下入提供了一种新的技术方法。

关键词: 漂浮接箍; 浮鞋; 套管扶正器; 摩阻系数; 下套管; 水平井

中图分类号: TE256⁺.2

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2023)06-0057-07

Key Technologies for Casing Running with Double Floating Collars in Middle and Deep Horizontal Wells

ZHANG Xinliang, JIN Lei, ZHANG Rui, ZHANG Guanlin, FENG Liying

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd., Beijing, 102206, China)

Abstract: There are problems of excessive drag and restriction while running production casing into medium and deep horizontal wells. In addition, the conventional floating collar has a complex structure and complicated running procedure, and multiple floating collars in series have high risk. In order to improve floating collars' performance, reliability, and the pipe string trafficability of casing running, the immediate rupturing disc floating collar and eccentric self-rotating pressure bearing float shoes were developed, and key tools such as integral non-weld centralizer and elastic floating collar were selected. The determination method for drag coefficient and position of drag floating collar was established, and the technical procedure of casing running with floating collar were created, forming the key technologies for casing running with double floating collars suitable for middle and deep horizontal wells. The technologies have been successfully applied in nine horizontal wells in Zhongjiang Gas Field, and the casing was safely run to the designed depth. The maximum liquid column pressure bearing of the floating collar is 62.5 MPa, and the maximum floating length is 1811 m. The results of research and field application show that the casing running technologies with double floating collars can solve the problem of difficult casing running in middle and deep horizontal wells and provides a new technical method for casing running in middle and deep horizontal wells.

Key words: floating collar; floating shoe; casing centralizer; drag coefficient; casing running; horizontal well

为提高致密油气藏、低渗透气藏、稠油油气藏及页岩气藏等非常规油气藏的开发效果, 国内外广泛采用了大位移井和长水平段水平井等技术^[1-4]。长水平段水平井由于水平段长、水垂比大和井眼轨

收稿日期: 2022-04-12; 改回日期: 2023-08-09。

作者简介: 张新亮 (1990—), 男, 山东济宁人, 2015 年毕业于中国石油大学 (华东) 石油工程专业, 工程师, 主要从事石油固完井工具的研制、生产和技术支持工作。E-mail: zx1957672718@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金联合基金项目“海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究”之课题五“高温高压油气安全高效钻井工程基础理论与方法” (编号: U19B6003-05) 和中国石化科技攻关项目“深层页岩气尾管回接压裂管柱技术研究” (编号: P21015) 资助。

迹不规则,特别是长水平段页岩气水平井,采用常规下套管工艺摩擦阻力较大,导致套管下入困难,甚至无法下至设计井深^[5]。为此,Baker Hughes、Halliburton、Davis Lynch等国外油服公司和国内石油工程科研院所相继开发了机械式漂浮接箍等工具,开展了漂浮下套管作业,显著提高了水平井套管到位率。漂浮下套管技术利用漂浮接箍等工具将空气密封在特定套管段内以达到降低水平段套管重量,减少套管对井壁的侧向力,从而有效降低水平段套管下入摩擦阻,同时减少对裸眼井壁的刮削。因此,漂浮下套管技术成为解决水平井套管下入难的一种技术方法,并得到了较为广泛的应用^[6-15]。但是,机械式漂浮接箍采用内套结构来承受液柱压力,打开后需要泵送指示胶塞,将内套推至井底再进行固井作业,机械动作复杂,内套阻卡风险高;并且由于结构和材料的限制,漂浮接箍的承压能力有限($<35\text{ MPa}$),存在漂浮失效风险,而中深层高压油气水平井静液柱压力往往达到 $50\sim 60\text{ MPa}$,单个漂浮接箍无法满足高液柱压力的承压要求。因此,提出了利用2个或多个漂浮接箍串联的下套管技术,以分割液柱压力,解决单个漂浮接箍承压能力不足的问题;针对常规机械式漂浮接箍结构和操作复杂及多个漂浮接箍串联后施工风险大的情况,研制了机械动作简单、承压能力强和适应串联使用的随通式漂浮接箍及与其配套的偏心自旋转承压浮鞋,并优选了配套的附件,制定下套管技术措施,形成了适合于中深层水平井的双漂浮下套管技术,该技术在中江气田9口水平井进行了应用,套管均顺利下至设计井深,表明双漂浮下套管技术可以解决长水平段水平井油层套管固井时套管无法下至设计井深的问题,为中深层高压油气水平井套管安全快速下入提供了一种新的技术方法。

1 双漂浮下套管工具

1.1 随通式漂浮接箍

随通式漂浮接箍通过高强度非金属盘(见图1)承受上部液柱压力,其与浮箍配合可实现水平段套管的漂浮下入。套管下至设计井深后,仅需井口憋压即可实现非金属盘的破碎,并实现全通径,且非金属盘破碎后的粒径小于 10 mm ,可随钻井液循环返出,不会对固井施工产生影响。 $\phi 139.7\text{ mm}$ 随通式漂浮接箍非金属盘的承压能力在 $37\sim 40\text{ MPa}$,破碎后内通径可达 124 mm 。随通式漂浮接箍具有施

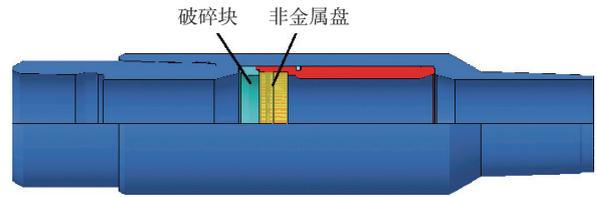


图1 随通式漂浮接箍的结构

Fig.1 Structure of immediate rupturing disc floating collar

工工艺简单、高耐压等技术优势,可以实现2个或多个漂浮接箍串联使用,大大增加漂浮接箍所能承受的静液柱压力。2个漂浮接箍串联使用时,需根据均匀分割液柱压力的原则确定安放位置,理论承压能力可达 74 MPa 以上,可以满足中深层高压油气水平井漂浮下套管的需求。

1.2 偏心自旋转承压浮鞋

常规浮鞋通过单向阀承受套管环空的反向压力。随着套管下入垂深不断增大,单向阀承受的液柱压力也不断升高;且套管下入过程中还会产生不同程度的激动压力,长时间高承压和压力波动状态易造成单向阀密封失灵,从而导致漂浮下套管作业失败,影响后续固井作业。同时,常规浮鞋导向头为对称结构且不能旋转,遇到台阶易受阻。为此,针对水平井漂浮下套管,研发了新型偏心自旋转承压浮鞋,其结构如图2所示。该浮鞋设计有盲板式反向承压机构,承压能力达 70 MPa 。相比常规浮鞋,反向承压机构可以确保回压阀在下套管过程中不受力,套管下至设计井深后,通过管内憋压即可打开该盲板,避免了回压阀因长时间高承压导致失灵的风险。同时,前端设计有偏心旋转引鞋机构,其在通过台阶井眼时可以通过偏心引鞋的旋转提高套管串通过性。

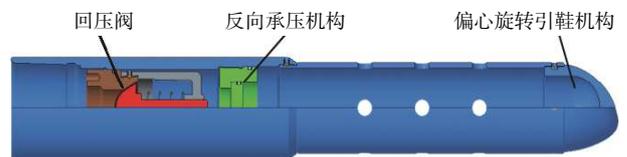


图2 偏心自旋转承压浮鞋的结构

Fig.2 Structure of eccentric self-rotating pressure bearing floating shoe

1.3 整体无焊缝弹性扶正器

水平段套管柱中增加弹性扶正器数量,可以提高扶正力,减少贴井壁现象,从而有效降低下入摩擦阻。然而,常规弹性扶正器启动力大,复位力较小,且极易损坏,不但达不到扶正的效果,而且可能会增加下入摩擦阻。因此,选用整体无焊缝的弹性扶正

器,如图 3 所示。该扶正器采用了整体成型工艺,保证了扶正器中无任何机械连接或焊接点,提高了其可靠性。同时,该扶正器采用了高强度合金钢材料及特定的热处理工艺,既保证启动力较小,又提高了复位力。 $\phi 139.7$ mm 整体无焊缝弹性扶正器的启动力为 618 N,不足国家标准《石油天然气工业:套管扶正器:第 1 部分:弓形弹簧套管扶正器》(GB/T 19831.1—2005)限定值的 1/4,下入摩阻极小;偏离间隙比为 67% 时所需要的复位力大于 13 923 N,是单弓编织式弹性扶正器的 2 倍以上,扶正效果更佳^[16]。

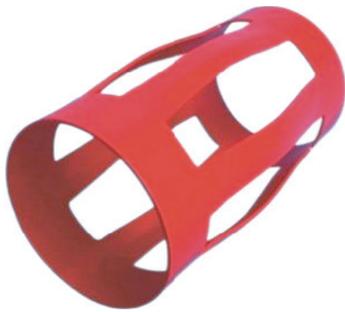


图 3 整体无焊缝弹性扶正器

Fig.3 Integral non-weld elastic centralizer

1.4 弹浮式浮箍

常规浮箍采用弹簧式阀门(通常为铜料)结构,通过弹簧复位力使阀门紧贴密封面以实现防回压作用。在密度钻并液环境中,固相容易黏附在密封面上导致阀门密封失效。同时,非金属盲板的碎屑可能增加其失效的风险。因此,选用弹浮式浮箍,如图 4 所示。

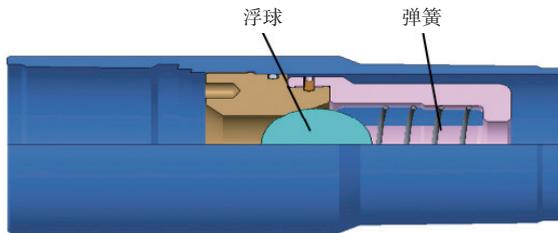


图 4 弹浮式浮箍的结构

Fig.4 Structure of elastic floating collar

该浮箍通过弹簧和浮球的共同作用关闭管内流体通道,实现防回压功能^[16]。该浮箍的浮球采用了复合材料,其密度在 1.30~1.50 kg/L,与钻井液密度相近,近似呈悬浮状态,因此在水平段不会因浮力过大导致防回压失效,复位效果更好。通过在密封面硫化橡胶材料和优化接触角度,使其防固相黏附的能力更强,失效风险更低。

2 双漂浮下套管工艺与技术措施

2.1 井眼准备

井眼条件决定了套管是否能下至设计井深,任何先进的工具和技术都无法替代下套管前的井眼准备。对于水平井,下套管困难的原因大致有摩阻大、压差卡钻、全角变化率大、台阶、键槽、坍塌、砂卡和缩径等,而漂浮下套管技术解决摩阻大、压差卡钻问题的效果显著,对台阶、键槽引起的遇阻问题有一定效果,但对于全角变化率大、井壁坍塌、泥砂阻卡、井眼缩径引起的遇阻效果不明显。对漂浮下套管作业来说,遇阻后不能循环,活动套管时的大钩载荷、频率和速度也需严格控制(控制激动压力,避免非金属盘提前破裂,漂浮失效)。因此,需重点进行以下井眼准备工作:采用刚性大于入井套管的钻具组合进行通井,对于有台阶和缩径的井段,反复划眼,以消除台阶和扩眼;对于全角变化率大的井段,进行短程起下钻,模拟套管的通过性;对于有键槽的井段,采用键槽破坏器反复通井,以消除键槽;最后一趟通井起钻前,采用大排量或稠浆循环方式将裸眼段内的泥砂携带出井,调整好钻井液性能,以避免泥砂阻卡和井壁坍塌,降低下套管遇阻的概率,避免工艺盲区(循环)和漂浮接箍失效的风险。满足下套管要求的最低标准是:低速旋转情况下,通井钻具在水平段可平稳下放和上提。

2.2 管串结构的确定方法

2.2.1 摩阻系数的确定

井眼摩阻系数是影响套管下入摩阻的关键因素,其大小受井眼全角变化率、钻井液性能、井壁不规则程度、套管串结构等因素的影响,因此难以准确计算获取。由相关文献可知^[17-18],套管与入井管柱之间的摩阻系数较小,且相对固定,管串在上层套管内的摩阻系数一般为 0.25。裸眼段摩阻系数的确定一般采用反推对比法,即根据通井期间裸眼段起下钻的实际钩载和不同摩阻系数下的计算钩载相对比,得出实际的摩阻系数^[19]。具体操作方法:在裸眼段测得井深 h 处的实际大钩载荷(上提或下放) W_a ,再计算出不同摩阻系数 K_i 下该井深处的理论大钩载荷 W_{ri} 。当 $W_a = W_{ri}$ 时, K_i 即为井深 h 处的实际摩阻系数 K_a ;当 W_a 在 W_{ri} 与 W_{ri+1} 之间时,利用式(1)计算出 K_a 。

$$K_a = K_i + (K_{i+1} - K_i) \frac{W_a - W_{ri}}{W_{ri+1} - W_{ri}} \quad (1)$$

依据以上方法,依次求取裸眼段至少3个井深处的摩阻系数并求平均值,即为裸眼段的摩阻系数。

2.2.2 套管下入分析

套管下入过程中的受力符合较复杂的半刚性管柱三维受力模型^[20],重力、浮力、摩擦阻力、机械变形的附加阻力均会对套管下入产生不同程度的影响^[21]。因此,笔者采用三维弯曲井眼的半刚性管柱受力分析模型^[22],计算套管下入时的摩阻。套管下至井深 h 时的大钩载荷 W_a 等于套管串自重 G 减去浮力 F 和摩擦力 f ,计算公式为:

$$W_a = G - F - f \quad (2)$$

式中: G 为套管串的自重,kN; F 为套管串所受浮力,kN; f 为套管串受到的摩擦阻力,kN。

基于以上方法,采用套管下入模拟软件,模拟分析采用常规方式下套管时的大钩载荷。模拟结果表明:采用常规方式下套管时,下入后期大钩载荷小于100 kN,大钩载荷余量不足,采用常规方式下套管无法下至设计井深的风险较大,需要采用漂浮下套管工艺;若下入后期的大钩载荷大于100 kN,则可根据井况综合考虑下套管的方式。

采用漂浮方式下套管时,首先要确定套管的漂浮长度。套管漂浮长度是指漂浮接箍(双漂浮工艺是最下部漂浮接箍)与引鞋间封闭段套管的长度。一般来说,套管漂浮长度越长,式(2)中套管串所受浮力就越大;若漂浮接箍安装在造斜点以上,则套管串自重将显著减小。因此,漂浮接箍一般安装在造斜点与入靶点之间,并需要进行漂浮长度对大钩载荷的敏感性分析。推荐的做法是:在造斜点和入靶点间间隔100 m截取若干个漂浮长度进行套管下入时的受力分析,对比下入后期大钩载荷,大钩载荷最大时的漂浮长度为最优的漂浮长度。

2.2.3 管串的确

合理的管串能简化施工工艺,降低施工风险,采用双漂浮下套管工艺时,推荐的管串为套管串+漂浮接箍I+套管串+漂浮接箍II+套管串+浮箍+1~2根套管+浮箍+1~2根套管+浮鞋。确定漂浮长度后,漂浮接箍II的位置就已基本确定,而漂浮接箍I的位置则需要根据实际井况和漂浮接箍的破裂压力综合考虑,推荐的确定标准为:安放位置垂深对应的液柱压力应比漂浮接箍的破裂压力小8 MPa以上。

2.3 工艺流程和技术措施

针对下套管、工具操作、固井等各施工流程制

定全面、细致的技术措施,是保障施工正常进行的“抓手”,因此重点制定了以下技术措施:

1)下套管。漂浮接箍、附件和套管按标准扭矩上扣并涂抹丝扣胶,保障管串的密封性和拉压强度;在浮鞋后接一根1.5 m长的短套管,安放1只整体无焊缝弹性扶正器,以确保浮鞋居中,提高“头部”的通过性;漂浮段套管不灌浆,漂浮接箍入井后,套管逐根灌浆,确保大钩载荷余量充足,但在接漂浮接箍I前掏空3~5根套管,避免上扣时下部憋“死腔”,造成扣上不到位;漂浮接箍入井后,严格控制套管下放速度,每根套管下放时间不短于60 s,且司钻操作要平稳,避免漂浮接箍在激动压力与液柱压力共同作用下自行打开,导致漂浮失效;全程观察井口返出情况,若发现返出液量减少及时汇报,基于各项参数综合判断是否漂浮失效,若是漂浮失效,应起出套管;全程做好管内外防落物工作,确保后续施工正常进行。

2)工具操作。套管下至设计井深,首先进行井口套管悬挂器坐挂操作,然后接循环头或者水泥头和循环管线,包括排气管线;小排量开泵缓慢憋压至设计压力打开漂浮接箍I,若憋压至设计压力无法打开,则继续阶梯憋压直至打开,若现场设备无法满足,则下钻钻开漂浮接箍I,漂浮接箍II自行打开后至少静止20 min,通过排气管线将漂浮段空气彻底排出;再次灌满钻井液(可边排气边灌浆),小排量开泵缓慢憋压至浮鞋打开,若憋压至设计压力无法打开浮鞋,则继续阶梯憋压直至打开,待井口返出液后再逐渐提高至固井要求循环排量。

3)固井。大排量循环至少2周,且钻井液性能、井筒条件达到固井最低标准方可进行固井施工;固井替浆过程中,胶塞过漂浮接箍前,要将排量降至 $1 \text{ m}^3/\text{min}$,并监测压力变化,胶塞通过后恢复正常排量,若压力无大范围波动,则继续顶替至碰压,若压力出现大范围波动,则顶替完替浆量停止;替浆结束后,若放回水不断流,记录回吐量,再次替浆,替浆量不能超过回吐量,反复3次,若还不断流,则关闭水泥头,管内憋压候凝。

3 现场应用

3.1 应用概况

中江气田主力产层沙溪庙组埋藏在2 500 m以深,属于典型致密砂岩储层,砂体极薄,多采用三开水平井进行开发,水平段长600~1 600 m,采用1.90~

2.10 kg/L 的钾基聚磺钻井液钻进水平段。前期三开采用尾管固井, 但为提高单井产能, 需对储层进行改造, 因此多数井改为套管完井。然而, 由于裸眼段长、水垂比大和井壁稳定性差等原因, 导致套管下入摩阻大, 遇阻遇卡等问题突出。同时, 由于该地区产层埋藏深、钻井液密度高, 导致静液柱压力

达到 50~70 MPa, 单个漂浮接箍的承压能力无法满足要求。为此, 中江气田采用双漂浮下套管技术, 以提高套管下入的成功率。中江气田 9 口水平井采用了双漂浮下套管技术, 套管均安全下至设计井深。9 口水平井的水平段最长达 1504 m, 最大静液柱压力达 62.5 MPa, 漂浮长度最长 1811 m(见表 1)。

表 1 双漂浮下套管技术在中江气田水平井的应用情况

Table 1 Application of double floating collars in horizontal wells of Zhongjiang Gas Field

井号	完钻井深/m	垂深/m	钻井液密度/(kg·L ⁻¹)	水平段长度/m	漂浮接箍I位置/m	漂浮接箍II位置/m	漂浮长度/m
江沙345HF	3 882	2 627	1.95	800	1 350	2 670	1210
江沙318-2H	4 551	2 771	1.95	1504	1 395	2 738	1811
江沙220-2H	3 762	2 732	2.04	818	1 452	2 765	995
回自201HF	3 754	2 770	2.00	859	1 445	2 847	905
江沙340HF	4 020	2 928	2.05	910	1 605	3 006	1012
江沙220-4HF	3 565	2 713	2.06	660	1 444	2 660	903
江沙343HF	3 281	2 428	2.03	626	1 300	2 489	790
新沙24-16HF	3 635	2 544	1.70	855	1 200	2 432	1 201
江沙321-9HF	4 186	3 006	2.09	988	1 750	3 186	998

3.2 应用实例

3.2.1 基本井况

江沙 318-2HF 井是应用双漂浮下套管技术井深最深和水平段最长的井, 其井身结构如图 5 所示。该井完钻井深 4 551 m, 垂深 2 771 m, 水平段长达 1 504 m, 井眼轨迹经过多次调整且整体上翘, 钻进及通井期间摩阻极高, 通井时间超过了 300 h。三开采用了密度 1.95 kg/L 的钻井液, 静液柱压力达到 54 MPa。

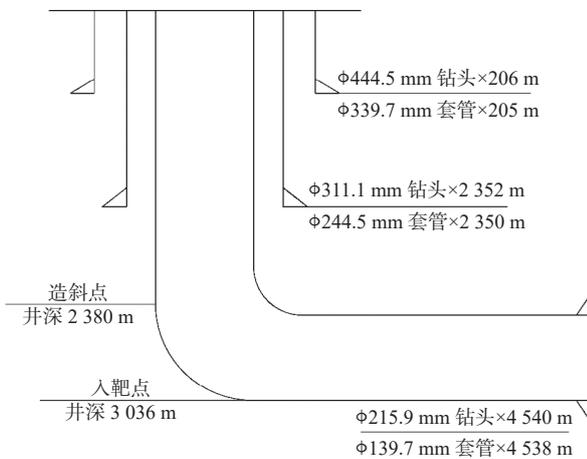


图 5 江沙 318-2HF 井的井身结构

Fig.5 Casing program of Well Jiangsha 318-2HF

3.2.2 工艺与管串结构

通井期间记录下钻至井深 3 600, 3 800 和 4 000 m 处的大钩载荷, 与不同摩阻系数下同井深处的计算大钩载荷对比(见表 2), 并将其代入式(1)计算得到井深 3 600, 3 800 和 4 000 m 处的摩阻系数分别为 0.502, 0.504 和 0.498, 其平均值 0.501 即为该井裸眼段的摩阻系数。套管内的摩阻系数固定为 0.250。

表 2 江沙 318-2HF 井的实际大钩载荷与计算大钩载荷的对比

Table 2 Comparison of actual hook load and calculated hook load of Well Jiangsha 318-2HF

钻头位置/m	实际大钩载荷/kN	计算的大钩载荷/kN		
		0.45 ^①	0.50 ^①	0.55 ^①
3 600	810	871	812	754
3 800	866	931	870	811
4 000	907	968	905	845

注: ①为摩阻系数。

得到摩阻系数后, 为了从理论上证明漂浮下套管的可行性和合理性, 并优化漂浮段长度, 模拟了常规方式和漂浮方式下套管过程中的大钩载荷, 结果如图 6 所示。由图 6 可知: 采用常规方式下套管, 当套管下至井深 4 500 m 处时, 大钩载荷降为 0, 说

明采用常规方式套管下不到设计井深的风险较大;采用漂浮方式,套管下至井深4 500 m处时,大钩载荷为500 kN,说明采用漂浮方式,套管可顺利下至设计井深。同时,漂浮长度为1 800 m时,套管下至井深4 500 m处时,大钩载荷最大,为570 kN。因此,确定采用漂浮方式下套管,漂浮长度优选为1 800 m,反推漂浮接箍II位置在井深2 738 m(垂深2 730 m)处,计算液柱压力53.2 MPa,单个漂浮接箍无法满足要求。若2个漂浮接箍串联,根据均匀分割液柱压力原则,计算漂浮接箍I在垂深1 365 m处,单个漂浮接箍承压26.6 MPa,比设计破裂压力下限37.0 MPa低10.4 MPa,满足位置确定标准,因此决定采用双漂浮下套管工艺。

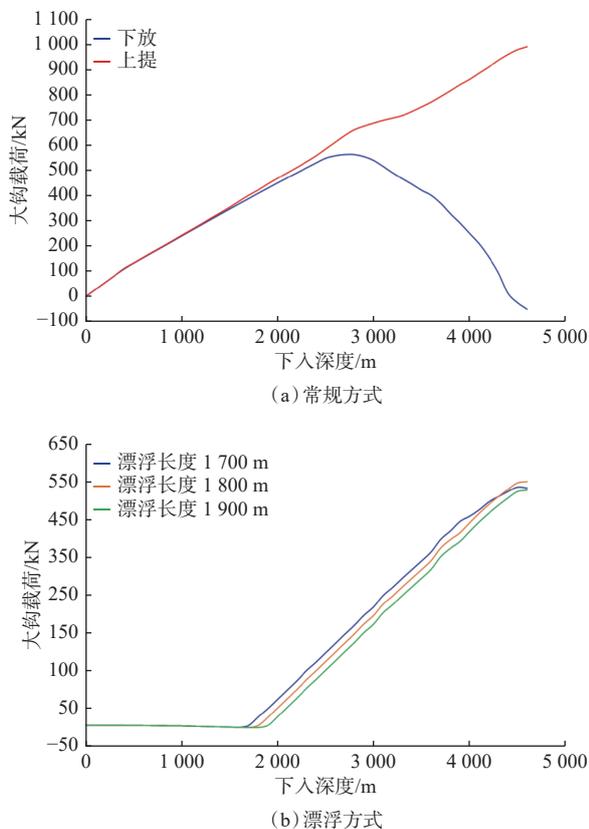


图6 江沙318-2HF井套管下入过程大钩载荷模拟结果

Fig.6 Hook load simulation results of casing running process in Well Jiangsha 318-2HF

实际采用的管串结构为 $\phi 139.7$ mm套管 $\times 1400$ m+随通式漂浮接箍I+ $\phi 139.7$ mm套管 $\times 1338$ m+随通式漂浮接箍II+ $\phi 139.7$ mm套管 $\times 1775$ m+弹浮式浮箍+ $\phi 139.7$ mm套管 $\times 1$ 根+弹浮式浮箍+ $\phi 139.7$ mm套管 $\times 2$ 根+ $\phi 139.7$ mm短套管 $\times 1.50$ m+偏心自旋转承压浮鞋。采用整体无焊缝弹性套管扶正器,实际漂浮长度1 811 m。

3.2.3 施工过程

下入套管前充分做好井眼准备工作,套管下入过程中无明显遇阻显示,仅套管“头部”通过造斜段时有轻微摩擦增大现象,最终用时34 h,顺利将套管下至设计井深,此时大钩载荷为560 kN。

套管下至设计井深后,管内灌满钻井液,井口憋压至9.7 MPa打开漂浮接箍I,漂浮接箍I处的静液柱压力为27.3 MPa,漂浮接箍非金属盘实际的破碎压力为37.0 MPa(设计值37.0~40.0 MPa),与设计值一致;下部漂浮接箍II也在液柱压力作用下自行打开,然后边灌浆边排气,用时30 min灌满钻井液。再次憋压至6.7 MPa憋通浮鞋,建立循环。随后,缓慢将排量提至 $2\text{ m}^3/\text{min}$,累计循环3周后进行固井施工,固井作业正常,胶塞碰压,放回水断流。施工过程中,2个漂浮接箍串联的最高承压达53.1 MPa(不含激动压力),浮鞋到位后反向承压52.0 MPa。

4 结论

1)通过研制随通式漂浮接箍和偏心自旋转承压浮鞋,优选整体无焊缝弹性扶正器和弹浮式浮箍等关键工具,针对性制定井眼准备方案、管串结构和施工措施等下套管工艺,形成了适应于中深层水平井的双漂浮下套管关键技术。

2)中江气田9口水平井应用了双漂浮下套管关键技术,满足了高承压、长漂浮的技术需求,漂浮接箍最高承压62.5 MPa,漂浮长度最长1 811 m,解决了该气田油层套管下入困难的问题。

3)双漂浮下套管工具和工艺是解决中深层水平井套管下入困难问题的有效手段,建议继续优化工具性能和工艺,尝试在深层页岩气超长水平井开展试验。

参考文献

References

- [1] 姜政华,孙钢,陈士奎,等.南川页岩气田超长水平段水平井钻井关键技术[J].石油钻探技术,2022,50(5):20-26.
JIANG Zhenghua, SUN Gang, CHEN Shikui, et al. Key drilling technologies for horizontal wells with ultra-long horizontal sections in Nanchuan Shale Gas Field [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(5): 20-26.
- [2] 光新军,叶海超,蒋海军.北美页岩油气长水平段水平井钻井实践与启示[J].石油钻采工艺,2021,43(1):1-6.
GUANG Xinjun, YE Haichao, JIANG Haijun. Drilling practice of shale oil & gas horizontal wells with long horizontal section in the North America and its enlightenment [J]. *Oil Drilling & Production*

- Technology, 2021, 43(1): 1–6.
- [3] 唐洪林, 唐志军, 闫振来, 等. 金平 1 井浅层长水平段水平井钻井技术 [J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 11–15.
TANG Honglin, TANG Zhijun, YAN Zhenlai, et al. Drilling techniques of shallow long horizontal-section well of Jinping 1 Well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 11–15.
- [4] 袁光杰, 付利, 王元, 等. 我国非常规油气经济有效开发钻井完井技术现状与发展建议 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(1): 1–12.
YUAN Guangjie, FU Li, WANG Yuan, et al. The up-to-date drilling and completion technologies for economic and effective development of unconventional oil & gas and suggestions for further improvements[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(1): 1–12.
- [5] 王耀稼. 大位移井漂浮下套管技术优化设计及软件开发 [D]. 西安: 西安石油大学, 2017.
WANG Yaojia. Optimization design and software development of casing floating technology in extended reach wells[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2017.
- [6] 邓红琳, 王锦昌. 超浅层大位移水平井钻井完井技术 [J]. 特种油气藏, 2014, 21(3): 142–144.
DENG Honglin, WANG Jinchang. Extended reach horizontal drilling and completion technology in ultra-shallow formation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(3): 142–144.
- [7] 赵毅, 曹晓, 赵倩, 等. 延长油田大位移水平井漂浮下套管技术优化分析 [J]. 石油化工应用, 2017, 36(1): 97–101.
ZHAO Yi, CAO Xiao, ZHAO Qian, et al. Floating casing running technology optimization analysis of large extended reach horizontal well in Yanchang Oilfield[J]. Petrochemical Industry Application, 2017, 36(1): 97–101.
- [8] 曲永哲. 水平井套管安全下入理论研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2009.
QU Yongzhe. Study on the theory of casing running of horizontal well safely[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2009.
- [9] 张明昌, 张新亮, 高剑玮. 新型 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器的研制与试验 [J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 114–118.
ZHANG Mingchang, ZHANG Xinliang, GAO Jianwei. Developing and testing XPJQ series floating friction reducers for running casing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 114–118.
- [10] 陈保山, 程智远, 徐敏, 等. 新型 $\phi 139.7$ mm 漂浮接箍的研制与应用 [J]. 石油机械, 2016, 44(11): 29–32.
CHEN Baoshan, CHENG Zhiyuan, XU Min, et al. The development and application of novel $\phi 139.7$ mm casing floating tool[J]. China Petroleum Machinery, 2016, 44(11): 29–32.
- [11] 李维, 李黔. 大位移水平井下套管漂浮接箍安放位置优化分析 [J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3): 53–56.
LI Wei, LI Qian. Optimization of float collar position in extended reach wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 53–56.
- [12] 石崇东, 杨碧学, 何辉, 等. 苏 5-15-17AH 井超 3 000 m 水平段的钻井技术 [J]. 天然气工业, 2013, 33(8): 70–76.
SHI Chongdong, YANG Bixue, HE Hui, et al. Drilling techniques for an ultra-long horizontal interval (>3 000 m) in Well Su 5-15-17AH in the Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(8): 70–76.
- [13] 郭超. 中江-高庙子气田水平井钻井工艺技术应用研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
GUO Chao. Research on the application of horizontal well drilling technology in Gaomiaozhi Gas Field in Zhongjiang[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [14] 甘新星, 董仲林, 马吉龙, 等. 南川页岩气田超长水平段水平井高效下套管技术 [J]. 断块油气田, 2023, 30(5): 874–878.
GAN Xinxing, DONG Zhonglin, MA Jilong, et al. Efficient casing running technology for horizontal wells with ultra-long horizontal sections in Nanchuan Shale Gas Field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(5): 874–878.
- [15] 张强, 秦世利, 饶志华, 等. 南海超大水垂比大位移 M 井钻井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(5): 19–25.
ZHANG Qiang, QIN Shili, RAO Zhihua, et al. Key drilling technologies in extended-reach well M with ultra-high HD/VD ratio in the South China Sea[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(5): 19–25.
- [16] 马振锋, 于小龙, 杨全枝, 等. 陆相页岩气水平井钻井提速技术 [J]. 非常规油气, 2017, 4(4): 88–92.
MA Zhenfeng, YU Xiaolong, YANG Quanzhi, et al. The technology of improving rate of penetration in continental shale gas horizontal well[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(4): 88–92.
- [17] 邵帅. 大庆油田致密油平台三维水平井钻井摩擦阻分析 [J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(5): 556–560.
SHAO Shuai. Analysis of friction upon drill string for 3D horizontal wells ontight oil platform in Daqing Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(5): 556–560.
- [18] 李伟峰, 王艳, 于小龙. Z88P4 井双漂浮下套管技术研究与应用 [J]. 非常规油气, 2021, 8(4): 93–98.
LI Weifeng, WANG Yan, YU Xiaolong. The study and application of double floating casing running technology in Z88P4[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(4): 93–98.
- [19] 刘善祯. 大位移水平井下套管受力分析及漂浮接箍设计 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2007.
LIU Shanzhen. Casing running force analysis and float coupling design for extended reach well [D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2007.
- [20] 黄召, 何福耀, 雷磊, 等. 新型高效抗磨减阻剂在东海油气田的应用 [J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(4): 49–54.
HUANG Zhao, HE Fuyao, LEI Lei, et al. Application of a new highly efficient anti-wear friction reducer in Donghai Oil and Gas Field[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017, 34(4): 49–54.
- [21] 杨国彬, 杨华, 吴萌, 等. 浅层大位移三维水平井钻井技术在超重稠油田的应用 [J]. 钻采工艺, 2016, 39(1): 26–29.
YANG Guobin, YANG Hua, WU Meng, et al. Shallow large displacement three dimensional horizontal well drilling technology and application in heavy oil field[J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(1): 26–29.
- [22] 张瑞, 侯跃全, 郭朝辉, 等. 川西长裸眼水平井下尾管循环解阻关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(3): 52–57.
ZHANG Rui, HOU Yuequan, GUO Zhaohui, et al. Key techniques for eliminating resistance while running liner with circulation in long horizontal openhole wells in the Western Sichuan[J]. Petroleum Drilling Technology, 2020, 48(3): 52–57.