

# 连续油管技术在管柱变形井中测试应用

钟宝库<sup>1</sup>,胡忠太<sup>1</sup>,简家斌<sup>1</sup>,莫高武<sup>2</sup>,孙红岗<sup>3</sup>

- 1.中海石油(中国)有限公司上海分公司 上海 200030
- 2.中海油能源发展股份有限公司上海工程技术分公司 上海 200030
- 3.中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气井测试分公司 河北廊坊 065007

通讯作者:Email:zhongbk@cnooc.com.cn

引用:钟宝库,胡忠太,简家斌,等.连续油管技术在管柱变形井中测试应用[J].油气井测试,2018,27(3):40-45.

Cite: ZHONG Baoku, HU Zhongtai, JIAN Jiabin et al. Testing application of coiled tubing technology in well with string deformed[J].Well Testing, 2018,27(3):40-45.

**摘要** 海上某气田气藏埋藏位置较深,高温高压井所占比重较大。完井阶段下入的生产管柱长期在高温高压环境下,容易产生塑性变形导致管柱弯曲变形,致使常规的钢丝测试无法实施。在分析管柱变形影响因素及危害的基础上,基于连续油管工艺技术强度高、可循环等的优势特点,提出采用连续油管作业技术配合循环低温储层保护液方法,实现在管柱部分变形井中开展测试作业,并成功应用于海上某气井。应用结果表明,在连续油管起出过程中指重表悬重无明显异常变化,压力计回放数据合格,取全录准了测试资料,测试作业成功。本文初步探索了适用于管柱部分变形井实施测试作业的新方法,同时为同类型的油气井实施关滑套卡水、通井等作业提供了可借鉴的经验。

**关键词** 测试;高温高压井;连续油管;管柱弯曲变形;储层保护液;气井;钢丝作业

**中图分类号**:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2018.03.007

## Testing application of coiled tubing technology in well with string deformed

ZHONG Baoku<sup>1</sup>, HU Zhongtai<sup>1</sup>, JIAN Jiabin<sup>1</sup>, MO Gaowu<sup>2</sup>, SUN Honggang<sup>3</sup>

- 1. Shanghai Branch of CNOOC Ltd., Shanghai 200030, China;
- 2. Shanghai Engineering Technology Branch of CNOOC Energy Technology and Services Limited, Shanghai 200030, China
- 3. Well Testing Branch of CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited,Langfang, Hebei 065007, China

**Abstract:** In high temperature and high-pressure environments, the production string that landing into the well during the completion stage is prone to plastic deformation, which can lead to bending and deformation of the string and result in the failure of the normal wireline operation. Based on the analysis of the influence factors and hazards of string deformation, as well as the characteristics of high strength and recyclability of the coiled tubing process, this paper proposes a method of using the coiled tubing operation technology in conjunction with circulating low temperature reservoir protection fluid to achieve the wireline operation in the well with the string partially deformed. The application to an offshore gas well show that, during the tripping operation, there was no obvious abnormal change in the weight parameter of the weight meter, and the playback data of the pressure gauge was qualified. The test data was fully recorded and the test operation was successful. This paper has initially explored a new method applicable to the test operations in wells with string partially deformed, and the success experience that can be used for the same types of oil and gas wells to perform operations such as closing sleeve to trap water and drifting.

**Keywords:** testing; high temperature and high pressure well; coiled tubing; string deformation; reservoir protection fluid; gas well; wireline operation

油气田开发过程中,油藏人员需要及时掌握地层温度及压力等数据,以制定相应的开发技术政策,指导油气田合理开采<sup>[1]</sup>。一般来说,钢丝作业是进行测试的主要手段,成本低施工周期短,录取资料快捷有效,得到了各大油田的认可<sup>[2]</sup>。

但是在一些复杂井况的井,比如管柱弯曲变形井、水平井以及大斜度井、复杂井眼及超深井等,钢丝作业会受到一定的限制。通过调研文献,罗荣<sup>[3]</sup>介绍了在超深井测试作业中由于钻井液黏度过高、泥饼质量差、井内出稠油、井眼轨迹不好等造成超

深井测井遇阻等原因,并对遇卡原因进行了分析。

汪源等<sup>[4]</sup>介绍了复杂井眼下开展测试时工具串容易遇阻,通过优化作业方案,缩短工具串的方法降低遇阻风险。刘俊霞等<sup>[5]</sup>介绍了在水平井中开展测试作业利用钻杆传输电缆方法下至水平段开展测试,从而避免遇阻问题发生。高宝奎等<sup>[6]</sup>介绍了在油气井测试过程中,为了保证测试安全,提出了用塑性力学增量理论的思想,来计算油管轴向力与变形的增量计算模型以避免测试中遇阻遇卡现象发生。通过文献调研,在复杂井眼中利用常规测试方法依然存在风险。

海上某气田由于气藏埋藏位置较深,完钻井深大于4 500 m,高温高压井较多,地层属于异常高温高压,储层温度160℃以上,压力50 MPa以上。在投产一段时间后,由于压力及温度影响,部分井的管柱产生变形,钢丝测试过程中出现不同程度的遇阻及遇卡情况。修井起出生产管柱,发现管柱发生弯曲现象,钢丝测试工具串在弯曲段容易遇阻甚至遇卡,造成更为严重的井下作业事故。

根据调研情况,引起管柱变形的主要因素有四个方面,分别是温度、压力、管柱自重以及完井管柱配长引起的管柱过度压缩等,其中温度影响最大。

通过修井办法解决管柱弯曲变形是行之有效的方法,但是海上平台修井周期长、风险高,且成本高昂,在低油价环境下难以规模化实施。研究人员通过常规钢丝测试作业方法及连续油管测试作业方法的对比分析,认为连续油管具有强度高、可循环等技术特点,可依靠本身刚性及施加下压力通过部分遇阻段,同时针对由温度引起的管柱变形井,通过往井筒内循环低温液体降低管柱温度,缓解管柱变形,携带压力计可实现测试作业。该方法在海上某气田进行了首次实践,并成功突破钢丝作业遇阻段,取得测试资料。

## 1 管柱变形的影响因素分析

完井阶段下入的生产管柱,受完井液的影响,井筒处于一个较低的温度环境。根据吕彦平等<sup>[7]</sup>、文敏等<sup>[8]</sup>、吕加华等<sup>[9]</sup>学者研究,气井投产以后,生产管柱受井筒温度、压力、封隔液、产气量及管柱自重等因素影响将产生一定的轴向变形,在封隔器及油管挂的限位下,从而产生弯曲变形。根据姜明明等<sup>[10]</sup>的研究,温度变化是导致油管发生轴向变形的最主要因素。

### 1.1 压力的影响

管柱在压力的作用下,会产生一定的变形,主要有以下三种形式:

(1)端部实际力的影响:即封隔器处管柱横截面积上的液压作用力,管柱在端部实际力的作用下会发生压缩或伸长;

(2)“虚力”的影响:即封隔器处使管柱发生弯曲或拉直的作用力,力的大小相当于液压作用在包括封隔器中心管内孔面积的一个断面上的力,由于这个力未能明显地存在,但它的作用是存在的,因此也称“虚力”,“虚力”的作用会使管柱压缩和产生螺旋弯曲;

(3)流体力的影响:当管柱内的液体流动时,管柱内的径向压力便发生变化,流体流动时要产生压力降。由于径向压力改变和压力降的产生,都要给管壁产生一作用力,使管柱的长度发生改变。

### 1.2 温度的影响

管柱在井筒内,由于温度变化的热力作用,管柱的长度要发生变化,其长度变化为:

$$\Delta L_1 = -\alpha L \Delta T \quad (1)$$

式中: $\alpha$ 为考虑摩擦阻力、动载荷时的阻力系数; $L$ 为管柱在地面的长度,m; $\Delta L_1$ 为管柱伸长量,m; $\Delta T$ 为温度变化量,℃。

井筒内平均温度降低时, $\Delta T < 0$ ,则 $\Delta L_1 > 0$ ,管柱缩短;井筒内平均温度升高时, $\Delta T > 0$ ,则 $\Delta L_1 < 0$ ,管柱伸长。

本文讨论的气田完井阶段管柱处于完井液中,环境场温度在20℃左右,投产后,温度最高可达160℃,管柱长期处于高温环境中会伸长,但是由于封隔器的限位,管柱不能上下移动,由此产生弯曲变形。

### 1.3 管柱变形的危害

管柱根据屈曲的不同程度分为以下三种情况:管柱未发生变形;管柱发生轻微变形;管柱严重变形,如图1所示。

管柱屈曲变形造成的危害主要有两点:根据杨浩<sup>[11]</sup>的研究,管柱在弯曲状态下,会使封隔器承受更大的力,容易造成封隔器的解封,导致环空带压,造成安全隐患;二是影响钢丝作业正常进行,甚至容易造成钢丝工具串遇卡,使作业趋于复杂,若处理不当还会引起工程事故<sup>[12-15]</sup>。海上某气田在管柱屈曲井中实施钢丝作业中,下至3 200 m以后测试上提悬重时发现钢丝工具串上提遇卡,最终过提

至正常载荷导致钢丝工具串落井。

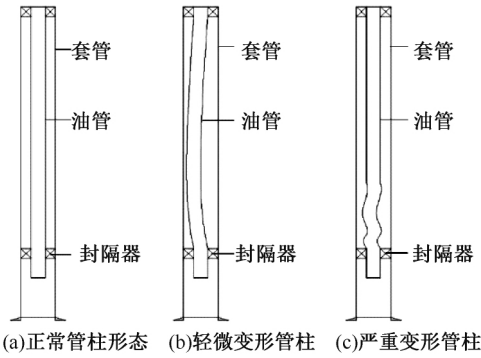


图 1 油管在套管内变形情况示意图  
Fig.1 Tubing deformation in the casing

2 连续油管技术在变形管柱中的应用

根据连续油管在各类井下作业的优势,可利用连续油管技术解决管柱变形井中测试的难题。

2.1 连续油管技术优势

随着连续油管技术的发展,陆地及海上油气田越来越多的利用连续油管实施各类作业<sup>[16]</sup>,根据唐海军等<sup>[17]</sup>的研究,使用连续油管技术可实现在水平井及大斜度井实施测试作业。与常规作业方式相比,连续油管具有成本低、时效高、安全可靠等特点。尤其是相对于传统的钢丝及电缆作业,连续油管优势更加明显<sup>[18-19]</sup>:

- (1)强度高,可提供远大于钢丝及钢丝绳的拉力。
- (2)具备循环通道,可实现循环低温流体降低井筒温度,减少温度效应引起的管柱弯曲变形。
- (3)功能多样,通过配备不同的井下工具,可实现不同的功能,如开关滑套、测试、冲砂、气举等。
- (4)根据近年来海上作业成本统计,连续油管成本相对修井/大修井作业更加低廉,见表 1。

表 1 三种作业方式费用对比

作业方式	作业费/万元	特点
钢丝/钢丝绳作业	10~30	费用低,作业能力弱,不满足作业
连续油管作业	60~100	费用适中,作业能力强,推荐
大修作业	>800	费用高,不推荐

从表 1 中可以看出,连续油管作业仅为大修作业费用的十分之一左右,可大大节省作业成本。

2.2 利用连续油管技术解决管柱屈曲方法

连续油管下井后处于一种自然弯曲状态,其形态受井眼轨迹、油管内径、连续油管尺寸、井筒温度压力、流体介质、连续油管载荷等诸多因素影响,可

以看成是被油管束缚的弹性体,其在油管内形态分布如图 2 所示。当进入到管柱屈曲段时,连续油管受到的油管内壁挤压力将会增大,从而产生更高的摩阻,极易在此处锁死。因此,解决温度引起的管柱屈曲变形是成功实施连续油管作业的前提。

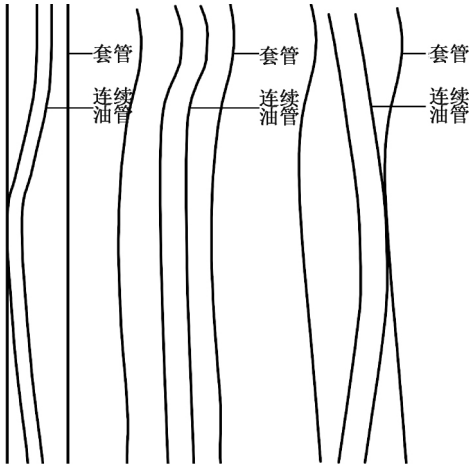


图 2 连续油管在油管内部分形态示意图  
Fig.2 Coiled tubing inside the tubing

从图 2 可以看出,连续油管在管柱变形井中的屈曲方式更为复杂,根据马卫国<sup>[20]</sup>、赵广慧<sup>[21]</sup>的研究,连续油管在弯曲井段容易在油管内发生锁死,导致不能下入到预定井深或者下入到预定井深不能正常作业。因此在管柱变形井中进行连续油管作业,首先要解决由温度引起的管柱变形情况。

解决温度引起的管柱变形主要方法是降低井筒温度,本文介绍的降低井筒温度的方法主要有两种。

第一种是进行连续油管作业前,提前关井,降低井筒流温。某气田实测一口气井,该井完钻井深 4 000 m,油管管鞋下深 2 400 m,三层合采,根据设计要求,取该井流压及静压数据,对比同一深度下的流温及静温值,如图 3 所示。

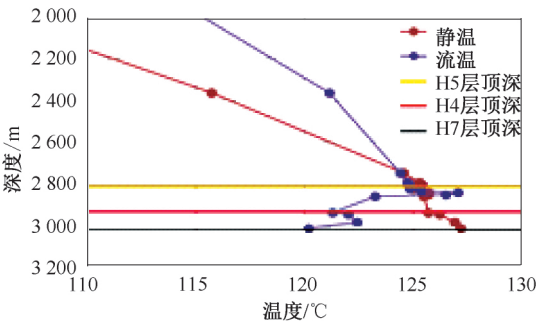


图 3 某气田气井流温静温分布曲线  
Fig.3 Flow temperature and static temperature distribution curve of gas well in a gas field

从图 3 可以看出,同一深度位置,静温值比流温值低 0~15℃,且深度越浅,差值越大。

井筒温度降低后,管柱屈曲情况受温度降低影响在一定程度上得到有效缓解。在气田实际测试过程中,对部分管柱轻微变形的气井开展测试作业,流压测试过程中测试工具串下深远远低于静压测试下深(表 2)。

表 2 管柱变形井中流静压测试钢丝作业下入深度对比  
Table 2 Depth comparing of hydrostatic test wireline operation in well with string deformation

作业井号	管柱下深 /m	流压测试 下深/m	静压测试下深 /m(关井 24 h)
G1	3 650	2 830	3 060
G2	3 900	2 400	2 510
G3	4 200	3 905	4 200

从表 2 可以看出,关井 24 h 后,由于井筒温度降低,钢丝测试比开井状态下可下深度更深,说明了井筒温度的降低,在一定程度上缓解了管柱变形情况。

第二种降低井筒温度的方法是,根据陈超峰等<sup>[22]</sup>对流体注入过程中井筒温度场计算及影响因素分析研究,通过注入低温流体,可缓解管柱屈曲程度。本文研究的方法是利用连续油管可循环的优势,下至管柱屈曲位置,低速循环低温地层保护液,可迅速降低井筒温度,缓解管柱屈曲。根据徐长敏<sup>[23]</sup>研究结果,低温储层保护液基液使用淡水配置,加入防水锁剂、铁离子稳定剂、防腐剂等,具有与储层配伍性好等特点,可避免对储层造成伤害。

3 现场实践

3.1 G1 井情况介绍

海上某气田某气井于 2012 年 12 月投产,完钻井深 4 500 m,地层温度为 160℃,最大井斜 42°,采用自喷分采管柱生产。该井自投产以来,一直未获得地层压力数据。

2013 年 7 月实施测压过程中,设计通井深度 3 790 m。通井下至 3 000 m 后,悬重增加较快,每 100 m 做上提下放测试,3 100 m 处上提 736 kg,以后加密上提测试频率,通井至 3 250 m 处上提悬重增至 864 kg,接近超强度钢丝安全极限 955 kg<sup>[24]</sup>,起出钢丝工具串,通井失败。从该井水样分析报告来看,该井结垢可能性较小,判断钢丝遇阻是由管柱变形引起。

3.2 G1 井连续油管测试应用介绍

本次施工采用 Ø38 mm 连续油管,最大抗拉强

度 17 273 kg<sup>[25]</sup>,考虑安全系数,施工过程控制在 13 636 kg 范围内。施工前 3 天通知平台关井,井口温度由 50℃ 降至 35℃。连续油管设备就位后,实施通井作业,通井规尺寸 Ø45 mm。

连续油管下放至 3 000 m 后,悬重达到 11 364 kg,上提悬重增加较快,下至 3 300 m 时,上提悬重达到 13 636 kg,不能正常上提。开泵循环低温地层保护液,排量 0.2 m<sup>3</sup>/min,试提连续油管,悬重 13 182 kg,正常。上提连续油管至 3 000 m,边循环边下放,至 3 300 m,测上提悬重 11 364 kg,正常。继续下放连续油管至产层位置,期间监测上提悬重一直在安全载荷范围内(表 3)。

表 3 循环低温保护液前后连续油管悬重对比  
Table 3 Contrast of coiled tubing suspension weight before and after using circulating low temperature protection fluid

未循环低温保护液			循环低温保护液		
深度 /m	上提悬重 /kg	下放悬重 /kg	深度 /m	上提悬重 /kg	下放悬重 /kg
3 050	11 772	2 427	3 000	9 727	2 922
3 100	12 272	2 568	3 200	10 681	2 954
3 150	12 636	2 545	3 400	12 272	3 113
3 200	12 727	2 545	3 500	12 272	3 113
3 250	13 181	2 545	3 700	12 727	3 136
3 300	>13 636	2 545	3 790	12 727	3 136

从表 3 可以看出,同样深度下,循环低温储层保护液的情况下,测得连续油管上提悬重要小于未循环低温储层保护液时的上提悬重,进一步说明了降低井筒温度可缓解管柱变形情况。

起出连续油管,连接测压工具串:Ø38 mmCT+连接器+脱节器+转接头+压力计传压筒(内置压力计)+倒锥,工具串结构如图 4 所示。

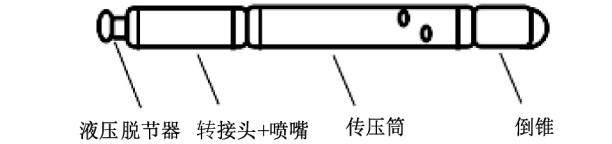


图 4 连续油管测压工具串示意图  
Fig.4 Pressure measuring tool string diagram in coiled tubing

压力计传压筒由一段长 0.8 m,外径 Ø45 mm 的油管制作,油管外表打 2 个 6 mm 传压孔<sup>[26]</sup>,工具串总长 1.35 m,最大外径 Ø45 mm。测压结束后,起出连续油管,连续油管起出过程中悬重无明显异常变化。回放压力计数据,合格,成功完成该井测试作业。

## 4 结论

(1) 利用连续油管作业技术配合循环低温储层保护液可实现在部分管柱屈曲井中实施测试作业, 可大幅降低作业费用, 同时对类似井实施连续油管开关滑套卡水以及通井等作业提供了有效参考。

(2) 对于管柱严重弯曲变形的井, 连续油管容易在管柱内卡死, 存在较大施工风险, 不建议在此类井中进行连续油管测压作业。

致谢: 感谢中海石油(中国)有限公司上海分公司同意本文公开发表; 感谢连续油管海上施工的作业人员。

### 参 考 文 献

- [1] 凌龙, 任永宏, 于波涛, 等. 分层测压取样技术在油田监测中的应用[J]. 油气井测试, 2017, 26(3): 60-62.  
LING Long, REN Yonghong, YU Botao *et al.* Application of separated layer pressure and sampling technique in dynamic monitoring of oilfield [J]. Well Testing, 2017, 26(3): 60-62.
- [2] 许京涛, 陈星, 王剑, 等. 钢丝测压技术在滩海测试中的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2014(12): 59.  
XU Jingtao, CHEN Xing, WANG Jian *et al.* Application of steel wire pressure measurement technology in beach test [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2014(12): 59.
- [3] 罗荣. 超深井测井遇阻遇卡原因分析及解决对策[J], 测井技术, 2016, 36(5): 543-546.  
LUO Rong. Causes analysis of logging obstructing and sticking in the ultra-deep well and solution method [J]. Well Logging Technology, 2016, 36(5): 543-546.
- [4] 汪源, 孙建军, 彭秀兰. 复杂井眼环境下测井遇阻、遇卡情况分析与对策[J]. 测井技术, 2010, 34(5): 501-504.  
WANG Yuan, SUN Jianjun, PENG Xiulan. Analysis and countermeasures for blocking and locking in complex borehole logging [J]. Well Logging Technology, 2010, 34(5): 501-504.
- [5] 刘俊霞, 向素利, 李新芳, 等. 水平井测井技术开发及应用[J]. 断块油气田, 2003, 10(6): 86-88.  
LIU Junxia, XIANG Suli, LI Xinfang *et al.* Development technology and application of horizontal well [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2003, 10(6): 86-88.
- [6] 高宝奎, 高德利. 高温高压井测试管柱变形增量计算模型[J]. 天然气工业, 2002, 22(6): 52-54.  
GAO BaoKui, GAO Deli. Incremental calculation model of testing string deformation in a high-temperature and high-pressure well [J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(6): 52-54.
- [7] 吕彦平, 吴晓东, 郭士生, 等. 气井油管应力与轴向变形分析[J]. 天然气工业, 2008, 28(1): 100-102.  
LYU Yanping, WU Xiaodong, GUO Shisheng *et al.* Tubing string stress and axial deformation in gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(1): 100-102.
- [8] 文敏, 何保生, 王双平, 等. 海上高温高压气井生产管柱优化设计[J]. 石油天然气学报, 2014(11): 234-238.  
WEN Min, HE Baosheng, WANG Shuangping *et al.* Design and application on auto-balancing device of walking-bean pumping unit [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2014(11): 234-238.
- [9] 吕加华, 夏成宇, 钱利德, 等. 缺陷对连续油管极限承载能力影响分析[J]. 科学与技术工程, 2016, 16(34): 201-204.  
LYU Jiahua, XIA Chengyu, QIAN Lide *et al.* Analysis on the influence of defect on the ultimate load carrying capacity of the coiled tubing [J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(34): 201-204.
- [10] 姜明明, 樊建春, 马洪刚. 深水油气生产中温度对油管柱变形的影响研究[J]. 石油机械, 2011, 39(9): 37-40.  
JIANG Mingming, FAN Jianchun, MA Honggang. The effect of temperature on the deformation of tubing string in deep-water oil-gas wells [J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(9): 37-40.
- [11] 杨浩. 水力扩张式封隔器管柱力学分析[D]. 西安: 西安石油大学, 2016.  
YANG Hao. Mechanical characteristics analysis of hydraulic expandable packer tubing strings [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2016.
- [12] 胡忠太. 连续油管开关滑套技术在海上某气井中的应用[J]. 油气井测试, 2016, 25(3): 46-48.  
HU Zhongtai. Application of technology of switching sleeve with coiled tubing in a gas well on offshore [J]. Well Testing, 2016, 25(3): 46-48.
- [13] 王学杰. 伊朗雅达油田 F23 井钢丝遇卡的诊断与处理[J]. 复杂油气藏, 2015, 8(4): 82-84.  
WANG Xuejie. Diagnosing and processing of slickline stuck for Well F23 completion in Yada oilfield of Iran [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2015, 8(4): 82-84.
- [14] 杨山, 杨松枫. 连续油管装置及配套工具在油田的应用[J]. 石油钻采工艺, 1995, 17(5): 70-75.  
YANG Shan, YANG Songfeng. Application of coiled tubing unit and its necessary tools in oilfields [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1995, 17(5): 70-75.
- [15] 朱正喜, 陈沙沙. 苏里格气田某问题水平井压裂改造施工分析[J]. 钻采工艺, 2015, 38(3): 59-62, 12.  
ZHU Zhengxi, CHEN Shasha. Fracturing simulation on a problem horizontal well in Sulige gas field [J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(3): 59-62, 12.
- [16] 王海涛, 李相方. 连续油管技术在井下作业中的应用现状及思考[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 120-124.  
WANG Haitao, LI Xiangfang. Application situation and thinking about coiled tubing techniques in downhole operation [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 120-124.



- [17] 唐海军,徐贵春,田明.连续油管内穿电缆测井工艺在水平井中的应用[J].复杂油气藏,2017,10(1):84-86.  
TANG Haijun, XU Guichun, Tian Ming. Wireline through coiled tubing logging for horizontal wells [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2017,10(1):84-86.
- [18] 王士瑶,钱文东,吴辰.连续油管技术的应用现状及其在石油浅海修井平台上的应用[J].化工管理,2015(23):83.  
WANG Shiyao, QIAN Wendong, WU Chen. Review of coiled tubing technology and its application in workover platform of shallow sea[J]. Chemical Enterprise Management, 2015(23):83.
- [19] 宿振国,尹文波,吕妍妍.复合材料连续管技术研究进展及应用现状[J].石油矿场机械,2014,43(4):85-90.  
SU Zhenguo, YIN Wenbo, LYU Yanyan. Technique and application of composite coiled tubing [J]. Oil Field Equipment, 2014,43(4):85-90.
- [20] 马卫国,徐铁钢,刘湘瑜,等.弯曲井段连续油管屈曲分析[J].长江大学学报,2010,7(3):51-55.  
MA Weiguo, XU Tiegang, LIU Xiangyu *et al.* The analysis of coiled tubing's buckling in curve well [J]. Journal of Yangtze University, 2010,7(3):51-55.
- [21] 赵广慧,梁政.连续油管力学性能研究[J].钻采工艺,2008,31(4):97-100.  
ZHAO Guanghui, LIANG Zheng. Research on mechanical property of coiled tubing [J]. Drilling & Production Technology, 2008,31(4):97-100.
- [22] 陈超峰,王补信,付前进,等.流体注入过程中井筒温度场计算及影响因素分析[J].化工技术与开发,2017,46(11):55-58.  
CHEN Chaofeng, WANG Buxin, FU Qianjin *et al.* Analysis of computer influence factors on wellbore temperature field during fluid injection process [J]. Technology & Development of Chemical Industry, 2017,46(11):55-58.
- [23] 徐长敏.致密砂岩气藏水平井钻完井液及储层保护研究[D].大庆:东北石油大学,2015.  
XU Changmin. Research on the horizontal well drilling and completion fluid and reservoir protection of the tight sand gas [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.
- [24] 宋立志,曾玉斌,范远洪,等.崖城13-1气田A7井高难度气井电缆堵水实践[J].内蒙古石油化工,2012(9):29-32.  
SONG Lizhi, ZENG Yubin, FAN Yuanhong *et al.* Application of water plugging using wireline in high difficult gas well of Well A7 in Yacheng 13-1 gas field [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2012(9):29-32.
- [25] 赵章明.连续油管工程技术手册[M].北京:石油工业出版社,2011:1.  
ZHAO Zhangming. Technical manual of continuous tubing engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011:1.
- [26] 王贵生,蒋文才.大牛地气田水平井连续油管测压工艺技术[J].油气井测试,2015,24(2):70-77.  
WANG Guisheng, JIANG Wencai. Process measuring technology by coiled tubing in horizontal well of Daniudi gas field [J]. Well Testing, 2015,24(2):70-77.

编辑 刘述忍

**第一作者简介:**钟宝库,男,1985年出生,工程师,2009年毕业于中国石油大学(华东)机械设计制造及其自动化专业,现从事采油工艺研究工作。电话:021-22830785; Email: zhongbk@cnooc.com.cn。地址:上海市长宁区通协路388号中海油大厦A645室,邮政编码:200030。