

裸眼分段工具高温高压性能稳定性评价实验

夏富国¹, 米光勇¹, 李成全¹, 陆小锋¹, 朱波², 王洋³

1. 中国石油西南油气田分公司开发事业部 四川成都 610011

2. 广汉川油井控装备有限公司 四川广汉 618300

3. 中国石油西南油气田分公司工程技术研究院 四川成都 610017

通讯作者: Email: 272697135@qq.com

项目支持: 中国石化天然气股份有限公司西南油气田分公司重大科研项目“双鱼石栖霞组超深大斜度水平井分段酸压及配套技术研究”(20200302-14)

引用: 夏富国, 米光勇, 李成全, 等. 裸眼分段工具高温高压性能稳定性评价实验[J]. 油气井测试, 2024, 33(1): 43-48.

Cite: XIA Fuguo, MI Guangyong, LI Chengquan, et al. Experiments evaluating performance stability of stage tool under high-temperature and high-pressure conditions in open hole [J]. Well Testing, 2024, 33(1): 43-48.

摘要 针对现有的井下工具测试系统不能模拟高温高压泥浆条件下工具稳定性测试的问题, 研制了高温高压井下工具性能稳定性评价装置。该装置具备温度 200 °C、压力 105 MPa, 在多种流体介质中开展工具性能测试的能力。利用该装置, 模拟井下工具在油基泥浆里的下入过程, 设计开展了胶筒在油基泥浆中的高温高压老化腐蚀和分段工具的密封稳定性两个实验。结果显示胶筒在高温高压下发生膨胀, 但整体膨胀的尺寸相对较小, 不影响工具下入; 实验后胶皮表面光滑, 无开裂无鼓包; 分段工具保压 10 d, 无压降。经 XX001-H6 井裸眼多段酸化施工应用, 温度 176 °C, 压力 97.32 MPa, 封隔器密封可靠、滑套性能稳定。本实验方案的顺利实施为高温高压工具稳定性实验提供了新的技术思路。

关键词 裸眼封隔器; 滑套; 胶筒; 密封性; 高温; 高压; 老化腐蚀; 实验装置

中图分类号: TE357

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.01.008

Experiments evaluating performance stability of stage tool under high-temperature and high-pressure conditions in open hole

XIA Fuguo¹, MI Guangyong¹, LI Chengquan¹, LU Xiaofeng¹, ZHU Bo², WANG Yang³

1. Development Division of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610011, China

2. Guanghan Chuan Oil Well Control Equipment Company, Guanghan, Sichuan 618300, China

3. Engineering Technology Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610017, China

Abstract: The existing downhole tool testing systems cannot simulate the tool stability under high-temperature and high-pressure mud conditions. To solve this problem, a device for evaluating the performance stability of downhole tools under high-temperature and high-pressure conditions was developed. The device is capable of tool performance testing at temperatures up to 200 °C and pressures up to 105 MPa, in various fluid media. By utilizing this device, experiments were designed to analyze the high-temperature and high-pressure aging corrosion of rubber sleeve in oil-based mud (OBM) and the sealing stability of stage tool during a simulated tool running process in OBM. The results show that the rubber sleeve expanded under high-temperature and high-pressure conditions, but the overall expansion size was relatively small, not affecting the tool running. The rubber surface remained smooth without cracks or bulges after the experiment. The stage tool maintained a constant pressure for 10 days with no drop. The field application in well XX001-H6, involving a seven-stage acidizing operation at 176 °C and 97.32 MPa, demonstrated a reliable sealing and stable performance of the sliding sleeve. The successful implementation of this experiment approach provides a new technique for stability testing of stage tool under high-temperature and high-pressure conditions.

Keywords: open-hole packer; stage tool; rubber sleeve; sealing performance; high-temperature; high-pressure; aging corrosion; experimental device

近年来, 四川盆地大力推进深层油气资源的勘探开发, 先后在安岳、双鱼石、九龙山、下川东等深

层碳酸盐岩区块取得重大成效^[1]。2022年7月川西双鱼石地区完钻的 XX001-H6 井更是创下了国内

陆上最深(9 010 m)天然气井纪录。面临超深(垂深>7 500 m)、超高压(压力>105 MPa)、超高温(温度>160 ℃)等复杂地质工况给完井试油工艺、工具带来的诸多挑战,为充分动用储量,提高单井产能,拟采用分段酸压工艺实施改造。

分段酸压工艺方面,钱斌等^[2]系统介绍了裸眼分段工艺及工具,认为裸封管柱具有通过性好、密封承压性能好、开启灵活可靠、安全性高等特点。向少华等^[3-5]结合深层碳酸盐岩储层水平井特点,重点关注完井工具的可下入性和压裂作业过程中的可靠性,优化分段压裂管柱结构。张宝瑞等^[6]针对常规裸眼分段酸压完井管柱在不规则井眼中下入不到位的问题,提出了使用大通径、重复开关滑套,通过一次性打捞球座后可恢复完井管柱大通径。邹永清等^[7]从实施过程中的井控风险角度出发,提出了完善裸封工艺施工设计、组织实施的针对性措施建议。封隔器性能方面,吴晋霞等^[8-9]对压缩式裸眼封隔器胶筒防突机构、限位机构进行优化,增设密封挡圈提高密封可靠性,在120 ℃导热油中双向环空密封承压达70 MPa。李友培等^[10-11]从封隔器结构、胶筒材质优选方面开展研究,优化了护肩及棘齿参数、采用改性氢化丁腈橡胶胶筒,提升压缩式裸眼封隔器耐温到150 ℃、双向密封承压到65 MPa。程莹等^[12]对封隔器芯轴、胶筒、水力锚、密封件等关键结构改进及材质优选升级,提升了封隔器耐温耐压性能;庞振力等^[13]对常规封隔器施工过程中受力及变形分析,优化封隔器结构及材料;王学正等^[14]研制了集锚定机构、密封机构于一体的 HPR 高温高压压裂封隔器。程青松等^[15]通过提升密封部件材料的耐温等级、优化密封组合形式、改进封隔器胶筒结构等手段,提升了 APR 测试工具的耐温耐压差性能。相较于国产裸封工具,国外成熟产品可达到耐温204 ℃、耐压70 MPa。

高温高压井下工具试验系统方面,吕芳蕾等^[16-17]研制出一套封隔器高温(200 ℃)高压(70 MPa)试验装置,解决了封隔器等井下工具高温、高压模拟试验难题。郭飞等^[18]研制一种封隔器胶筒密封性能试验装置,能模拟导热油在350 ℃、20 MPa的工况下评价封隔器胶筒的密封性能。刘辉等^[19]研制了具备在压力140 MPa、温度200 ℃、拉压载荷300 kN和扭矩载荷10 kN·m条件下开展工具性能测试的试验系统。这些系统大都采用清水

或导热油为试验介质,不能开展高温高压泥浆条件下的工具性能稳定性测试,尤其封隔器胶筒在高温高压油基泥浆中的老化膨胀试验。鉴于此,研制了高温高压井下工具性能稳定性评价装置,能够模拟温度200 ℃、压力105 MPa的工况;测试胶筒在不同介质(清水、水基泥浆、油基泥浆等)的老化腐蚀情况及密封件在高温高压下的密封稳定性。借助研制的试验装置开展了系列评价试验,优选分段工具,有力支撑现场应用。

1 模拟评价装置的性能要求

为充分模拟裸封分段工具入井过程及其长期滞留地层期间(酸化作业前)井筒流体、温度、压力等因素对分段工具稳定性的影响,结合川西深层碳酸盐岩钻完井工艺特点,模拟实验装置需满足多种流体介质环境(油基泥浆)、长时间高温高压的实验能力。考虑分段工具的形状、尺寸,装置性能要求,经济投入等影响因素,模拟评价采用双套筒结构设计。外套筒主要功能是盛载实验工具和实验流体,并给实验流体提供温控服务。因现场流体介质(泥浆)在常压下沸点低,难以加热到200 ℃以上,因此外套筒需加顶盖密闭。内套筒为高压试验件,上下两端用堵头密闭,上接头用高压管线穿外套筒顶盖与高压泵连接,为高压试验件提高内部高压。试验系统设置一台温压伺服器,收集记录和控制实验的温度、压力与时间。

2 模拟评价装置的结构和参数

该套模拟评价装置的设计需求与常规工具性能测试试验系统的功能不同,不具备监测评价工具坐封、解封、受力等方面的功能。因实验系统设计的尺寸较大,从安全和经济考虑,暂未考虑后期升级的可能,目前仅具备开展稳定性的评价功能。

2.1 装置结构

充分调研国内试验系统的基础下,结合入井工具的尺寸,研制了高温高压试验装置。试验装置由高压泵、高压试验件、加热套筒、温压采集器、温压伺服器等组成。加热套筒由基座、套筒、顶盖、电阻丝、导热油及泄流孔组成。高压试验件为耐高压工装或待测试的井下工具(封隔器、滑套等),试验件底端用堵头密封,顶端用穿孔的高压堵头,经高压管线穿越加热套筒顶盖与高压泵连接,密封放置在加热套筒内腔中。具体试验装置示意图参见图1。

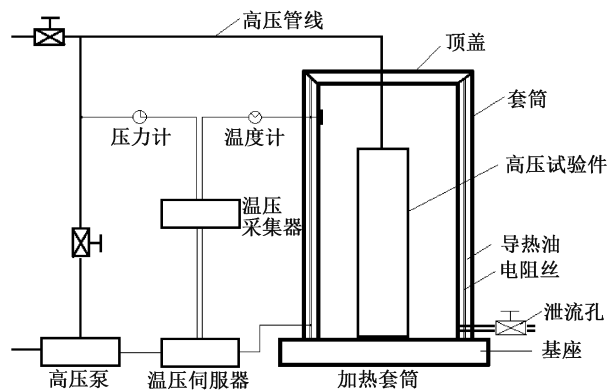


图 1 实验装置示意图 (高压试压件为待测试件)
Fig. 1 Schematic diagram of test device

2.2 工作原理

用堵头将高压试验件底部连接紧固,预装高温耐热油,连接顶端穿孔堵头及高压管线在地面常温状态下开展低压、高压下的密封监测。合格后将高压试验件放置在预装满试验流体(按现场工况需要)的加热套筒内腔,连接高压管线,盖严顶盖。通过温压伺服器按照先加温后加压的方式将温度、压力升至设定值。通过观察温压采集器中的压力变化,判断高压试验件的密封性;通过对比试验前后胶筒外观及外径变化,判断橡胶老化、腐蚀,评估工具入井风险。本实验装置结构简单、操作便捷、性能稳定且经济投入少,能满足现场工况下对工具稳定性评价需要。

2.3 主要技术参数及性能

本套模拟评价装置主要用来评价在高温高压环境中不同流体介质条件下工具或管串的下入能力和密封稳定性。与目前国内各油田企业配套的工具性能测试的试验系统最大的差异是克服只能在液压油中开展试验的限制,且单次试验成本低,满足大批次试验的条件。同时受装置设计初衷的局限,该评价装置不能实现工具坐封、解封、受力方面的监测与评价。

- 加热套筒内径:485 mm;
- 加热套筒有效工作高度:200 cm;
- 加热套筒最高工作压力:3 MPa;
- 加热套筒最高工作温度:210 ℃;
- 高压试验件最高内压力:105 MPa;
- 高压试验件最大长度:180 cm;
- 系统可连续运行时间≥300 h。

3 稳定性评价方案及实验结果分析

考虑到地层高温高压含硫化氢的特点,选用在川渝地区有大量成功应用案例的进口 OCMCT 滑套分段工具(胶筒采用阿氟拉斯氟橡胶,耐温达 204 ℃、压差 70 MPa)作为评价对象。该套分段工具配套的悬挂封隔器可在一定扭矩内正转下钻,管串的下井能力强;若意外坐封,可下解封工具解封上提回收,处理故障的能力突出;同时封隔器结构中设计了双回压阀 4 道密封确保下钻与替液后工具密封有效性。分段工具的球座可一次性打捞,打捞后滑套可开关,井筒全通畅,最大程度发挥井的产能。结合裸眼分段工具现场工况,针对性设计试验方案,重点评价橡胶件在高温油基泥浆条件下的稳定性和耐腐蚀性、密封件在高温高压下密封稳定性。

3.1 实验方案

实验目的是模拟井下工具在油基泥浆里的下入过程,评价胶筒受温度、压力及流体对其外径及性能影响;同时评价工具从入井到实施分段酸化施工这个时间段内,分段工具在高温高压工况下的密封稳定性。因裸眼分段工具串底部带有两个单流阀,下入过程中管串温度和压力在直井段持续升高,水平段相对保持不变,因此重点设计了下入过程中胶筒老化腐蚀及分段工具密封件的密封稳定性两个实验方案,具体实验条件见表 1 和表 2。

表 1 胶筒在油基泥浆中的高温高压老化腐蚀实验方案

Table 1 High temperature and high pressure aging corrosion test scheme of rubber cylinder in oil-based mud					
胶筒状态	温度/℃	压力/MPa	介质	时间/h	实验结果
坐封	200	内压 70、外压<3	1.4 g/cm ³ 油基泥浆	240	观察胶皮外观,对比试验前后尺寸
低压自由	200	<3	1.4 g/cm ³ 油基泥浆	240	
高压自由	200	70	1.4 g/cm ³ 油基泥浆	240	

表 2 井下工具在油基泥浆中的高温高压密封稳定性实验方案

Table 2 High temperature and high pressure sealing stability test scheme of downhole tools in oil-based mud					
项目	温度/℃	压力/MPa	介质	时间/h	实验结果
裸眼封隔器(无胶筒)	200	70	1.4 g/cm ³ 油基泥浆	240	监测压力曲线,观察压力变化
裸眼封隔器(胶筒坐封)	200	70	1.4 g/cm ³ 油基泥浆	240	
投球滑套	200	70	1.4 g/cm ³ 油基泥浆	240	
压差滑套	200	70	1.4 g/cm ³ 油基泥浆	240	

3.2 实验结果及分析

表 3 为胶筒的老化腐蚀实验结果。从表中清晰得出:温度、压力均会对胶筒形状产生影响。低压状态,坐封状态的胶筒扩张较自由状态下扩张程度要大;压力增大会进一步促使胶筒膨胀。自由状态的胶

筒,胶筒对压力更为敏感。从实验数值判断,高温高压均促使胶筒膨胀,但胶筒整体膨胀的尺寸相对较小,仅 2~3 mm,不能对工具入井、下入造成实质性影响。同时对比实验前后胶筒的外观(见图 2),未发现明显的鼓包、开裂现象,未观察到老化迹象。

表 3 胶筒在油基泥浆中的高温高压老化腐蚀实验结果

胶筒 状态	外径/mm			厚度/mm			长度/mm		
	实验前	实验后	扩大率/%	实验前	实验后	扩大率/%	实验前	实验后	扩大率/%
坐封	157.5	159.5	1.27	/	/	/	/	/	/
低压自由	140.0	141.0	0.70	23.8	24.5	2.94	127	128	0.79
高压自由	141.0	143.0	1.42	24.5	25.0	2.04	128	130	1.56



a.实验前



b.实验后

图 2 实验前后自由状态下的胶筒外观对比
Fig.2 Comparison of rubber cylinder appearance under free state before and after the test

表 4 为井下工具的密封稳定性实验结果,从表中可以看出裸封封隔器、投球滑套、压差滑套在 200 ℃ 高温、70 MPa 内压,在油基泥浆连续保压 10 天,监测的压力曲线平稳(见图 3),压降满足要求,实验证实分段工具具有良好的高温密封稳定性。

表 4 井下工具在油基泥浆中的高温高压密封稳定性实验结果

项目	实验结果	备注
裸眼封隔器 (不带胶筒)	压力曲线平稳,压降小于 0.1 MPa	压差滑套去
裸眼封隔器 (胶筒坐封)	压力曲线平稳,压降小于 0.1 MPa	除销钉后安
投球滑套	压力曲线平稳,压降小于 0.1 MPa	装防内筒滑
压差滑套	压力曲线平稳,压降小于 0.1 MPa	动机构

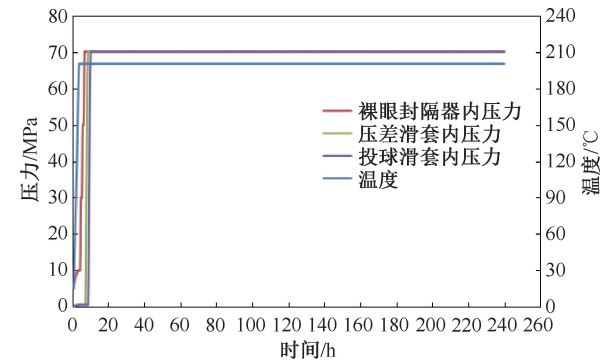


图 3 监测压力曲线
Fig.3 Monitoring pressure curve

4 现场应用

XX001-H6 井为上二叠统底界的一口滚动评价井,完钻井深 9 010.00 m(斜深)、垂深 7 642.81 m,地层温度 176 ℃,地层压力 97.32 MPa,采用裸眼封隔器分段工具完井。

经单双三铰柱通井后采用 101.6 mm 钻杆顺利送裸眼分段改造管柱至设计井深 8 799.88 m,下入过程中定期用白油灌满管柱,中途无卡顿。管柱下到位后,管柱内小排量正循环,用白油顶替井内的油基压井液至悬挂封隔器以上 200 m 位置;停泵验

证管串回压阀密封性正常后坐封悬挂封隔器并丢手。下管柱回插到位后并换装井口,投球、打压坐封裸眼封隔器、开启压差滑套,小排量挤注清水 5 m^3 并关井观察48 d(因无施工设备)后实施酸化。观察期间油套压力值稳定,封隔器密封严实,无窜压

情况。

酸化施工,分7段累计泵入胶凝酸 $1\,600.0\text{ m}^3$,自生酸 700.0 m^3 ,滑溜水 420.0 m^3 。投球6次,其中4次有明显的球到位和滑套开启显示(见图4),证明封隔器密封可靠、滑套性能稳定。

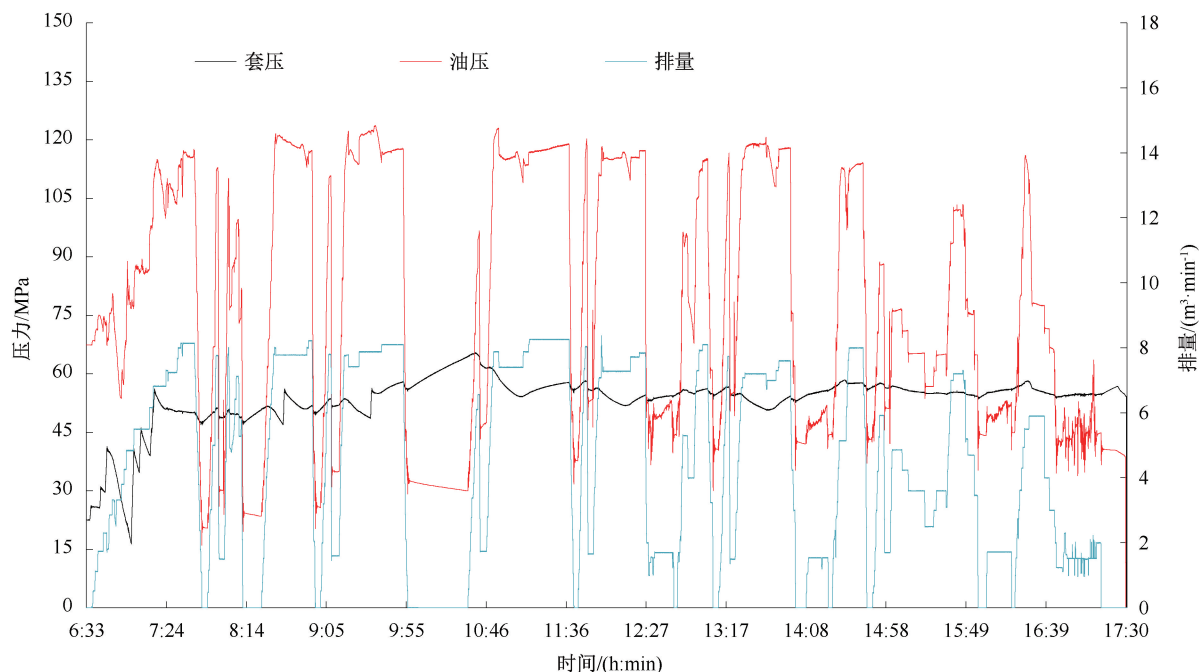


图4 酸化施工曲线

Fig. 4 Acidification construction curve

5 结论

(1)研制的高温高压井下工具性能稳定性评价装置,具备温度 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、压力 70 MPa ,在多种流体介质中,尤其是油基泥浆中开展工具性能测试的能力,为高温高压井下工具评价提供了新的实验平台。

(2)胶筒老化腐蚀实验显示:在 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的高温条件下,胶筒在 1.4 g/cm^3 油基泥浆中发生膨胀,压力越高(70 MPa),膨胀的程度越大,但整体膨胀的尺寸相对较小($2\sim 3\text{ mm}$),在工具下入的时间内,暂未对工具下入造成明显影响;胶筒在油基泥浆中,经10 d的高温高压实验后,胶皮光滑、无开裂无鼓包,无老化迹象。

(3)工具密封稳定性实验结果显示:分段工具在温度 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 油基泥浆中保压 70 MPa ,10 d压降小于 0.1 MPa ,具有良好密封稳定性。

(4)本实验方案的顺利实施为高温高压工具稳定性评价提供了新的技术思路。

致谢:感谢中国石油西南油气田开发事业部、广汉川油井控装备有限公司对本文发表提供支持。

参考文献

- [1] 伍贤柱, 万夫磊, 陈作, 等. 四川盆地深层碳酸盐岩钻完井技术实践与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 97-105.
WU Xianzhu, WAN Fulei, CHEN Zuo, et al. Drilling and completion technologies for deep carbonate rocks in the Sichuan Basin Practices and prospects[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 97-105.
- [2] 钱斌, 潘勇, 张道鹏, 等. 水平井裸眼分段压裂酸化工具[J]. 石油科技论坛, 2012, 31(5): 62-64.
QIAN Bin, PAN Yong, ZHANG Daopeng, et al. Open-hole staged fracturing and acidizing tools for horizontal wells[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2012, 31(5): 62-64.
- [3] 向少华, 熊江勇, 焦恩桐. 深层碳酸盐岩水平井分段压裂管柱工艺研究及应用[J]. 油气井测试, 2014, 23(1): 72-74.
XIANG Shaohua, XIONG Jiangyong, JIAO Entong. Application of fracturing string technology to the deep carbonate horizontal well[J]. Well Testing, 2014, 23(1): 72-74.
- [4] 周鹏遥, 程远方, 杨向同, 等. 全通径裸眼封隔器水平井分段改造工艺在塔里木油田的应用[J]. 油气井测试,

- 2016,25(2):57-60.
- ZHOU Pengyao, CHENG Yuanfang, YANG Xiangtong, et al. Application of segmented transformation technology with full bore open-hole packer to horizontal well in the Tarim oilfield[J]. Well Testing, 2016,25(2):57-60.
- [5] 唐庚,陆林峰,王汉,等. 深层碳酸盐岩完井方式优化研究——以安岳气田灯影组X井为例[J]. 钻采工艺, 2020, 43(S1):108-112.
- TANG Geng, LU Linfeng, WANG Han, et al. Study on optimization of well completion mode in deep carbonate rock-taking well X in dengying formation of anyue tas field as an example[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(S1):108-112.
- [6] 张宝瑞,孙杰文,贾洪革,等. 可重复开关滑套酸压投产一体化技术[J]. 中外能源,2020,25(11):52-56.
- ZHANG Baorui, SUN Jiewen, JIA Hongge, et al. Integrated technology for acid fracturing and production with a repeatable switching slide sleeve[J]. Sino-Global Energy, 2020,25(11):52-56.
- [7] 邹永清,吴俊,肖吉华. 裸眼封隔器完井注低密度液的井控风险及对策[J]. 天然气工业,2014,34(7):75-81.
- ZOU Yongqing, WU Jun, XIAO Jihua. Well control risks and countermeasures of low density fluid injection in open hole packer completion[J]. Natural Gas Industry,2014,34(7):75-81.
- [8] 吴晋霞. 水平井分段压裂裸眼封隔器的研制与应用[J]. 石油矿场机械,2018,46(2):54-58.
- WU Jinxia. Development and application of open hole packer for staged fracturing in horizontal wells [J]. Oil Field Equipment, 2018,46(2):54-58.
- [9] 张宏伟. 水平井分段压裂裸眼封隔器研制及应用[J]. 石油矿场机械,2019,48(5):40-43.
- ZHANG Hongwei. Development and application of open hole packer for staged fracturing in horizontal wells[J]. Oil Field Equipment,2019,48(5):40-43.
- [10] 李友培,蒋韦,刘殷韬,等. 高性能裸眼封隔器关键机构测试及优化[J]. 石油机械, 2020,48(11):71-77.
- LI Youpei, JIANG Wei, LIU Yintao, et al. Test and optimization of key mechanism of high-performance openhole packer[J]. China Petroleum Machinery,2020,48(11):71-77.
- [11] 刘练,张佳,王峰,等. 高温高压裸眼封隔器的改进及应用[J]. 钻采工艺,2012,35(5):77-79.
- LIU Lian, ZHANG Jia, WANG Feng, et al. Improvement and application of high temperature and high pressure open hole packer[J]. Drilling & Production Technology,2012, 35(5):77-79.
- [12] 程莹,张伟,汪坤. 高温高压测试封隔器的改进[J]. 油气井测试,2022,31(6):11-16.
- CHENG Ying, ZHANG Wei, WANG Kun. Improvement of high temperature and high pressure testing packer [J]. Well Testing, 2022, 31(6):11-16.
- [13] 庞振力,张谧,徐文光,等. 一种适用于139.7 mm井眼自带旁通的高温高压封隔器[J]. 油气井测试,2022,31(2):13-18.
- PANG Zhenli, ZHANG Mi, XU Wenguang, et al. A high-temperature and high-pressure packer with bypass mechanism suitable for 139.7 mm borehole [J]. Well Testing,2022,31(2):13-18.
- [14] 王学正,冯强,秦诗涛,等. HPR 高温高压压裂封隔器的研制与应用[J]. 油气井测试,2023,32(1):45-51.
- WANG Xuezheng, FENG Qiang, QIN Shitao, et al. Development and application of HPR high temperature and high pressure fracturing packer [J]. Well Testing, 2023, 32(1):45-51.
- [15] 程青松,周进,胡开银,等. APR 测试工具在高温及高压差作业条件下的改进与应用[J]. 油气井测试,2023, 32(2):13-18.
- CHENG Qingsong, ZHOU Jin, HU Kaiyin, et al. Improvement and application of APR testing tool under high temperature and high pressure differential conditions [J]. Well Testing, 2023,32(2):13-18.
- [16] 吕芳蕾,伊伟锴,衣晓光,等. 高温高压封隔器性能试验装置研制与应用[J]. 石油矿场机械,2014,43(7):77-80.
- LYU Fanglei, YI Weikai, YI Xiaoguang, et al. Development and application of high temperature and high pressure packer performance test device [J]. Oil Field Equipment, 2014,43(7):77-80.
- [17] 胡火焰,曾嵘,刘洋. 超高压容器典型密封结构设计[J]. 化工机械,2018,45(5):569-632.
- HU Huoyan, ZENG Rong, LIU Yang. Design of typical seal structure of ultra-high pressure vessels[J]. Chemical Engineering & Machinery,2018,45(5):569-632.
- [18] 郭飞,温天政,黄毅杰,等. 封隔器胶筒高温高压密封性能检测试验研究[J]. 润滑与密封,2020,45(7):23-27.
- GUO Fei, WEN Tianzheng, HUANG Yijie, et al. Experimental study on high temperature and high pressure sealing performance of packer rubber [J]. Lubrication Engineering,2020,45(7):23-27.
- [19] 刘辉,马辉运,曾立新,等. 高温高压井下工具试验系统的研制与应用[J]. 石油机械, 2019,47(12):100-105.
- LIU Hui, MA Huiyun, ZENG Lixin, et al. Development and application of testing system for high temperature and high pressure downhole tools [J]. China Petroleum Machinery,2019,47(12):100-105.

编辑 邵振鹏

第一作者简介:夏富国,男,1985年出生,硕士,高级工程师,毕业于西南石油大学油气田开发专业,现主要从事完井试油气管理工作。电话:18686675410;Email:272697135@qq.com。通信地址:四川省成都市锦江区下沙河铺街59号,邮政编码:610011。