

# 一种新型一次关井测试阀的研制

毛军

中石化石油工程技术研究院有限公司 北京 102206

通讯作者:Email: maojun.sripe@sinopec.com

项目支持:中石化科技部攻关项目“顺北地区测试关键技术研究”(PE19004-4)

引用:毛军. 一种新型一次关井测试阀的研制[J]. 油气井测试, 2024, 33(3): 13-18.

Cite: MAO Jun. Development of a novel one-time shut-in test valve[J], Well Testing, 2024, 33(3): 13-18.

**摘要** 针对国内超深、高温、高压油气井逐步形成的“五阀一封”等地层测试工艺,在使用中存在承压不足导致测试数据采集不合格潜在风险。通过分析 RDS 结构的风险引发原因,设计球阀辅助密封机构,将原有的机械动力传送改为活塞液压力动力传送,设计机械自锁式辅助结构解决活塞上行问题,设计并研制了一种全新的可作为测试主阀使用的一次关井测试阀。该工具完成了室内试验,采用国产球阀,保证工具耐温、耐压满足 204 °C, 105 MPa,球阀承压能力由原来 35 MPa 提高至 105 MPa。该工具可替代 RDS 阀使用,球阀承压不受进口球阀限制,降低了工具成本。通过配套其它测试工具,规避现有测试工艺技术潜在风险,为超深井测试提供技术保障。

**关键词** 地层测试;五阀一封;高温高压;APR;RDS 阀;测试主阀;活塞;破裂盘

**中图分类号**: TE927 **文献标识码**: B **DOI**: 10. 19680/j. cnki. 1004-4388. 2024. 03. 003

## Development of a novel one-time shut-in test valve

MAO Jun

SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd, Beijing 102206, China

**Abstract:** Application of the processes such as “five valves + one packer” formation testing that have been gradually developed in China for ultra-deep, high-temperature, and high-pressure wells is possibly risky for substandard test data collection due to insufficient downward pressure bearing capacity. By analyzing the risk factors associated with the RDS structure, a ball valve assisted sealing structure was designed. The original mechanical power transmission was replaced with hydraulic piston power transmission. Additionally, a mechanical self-locking auxiliary structure was developed to address the upward movement of the piston. Consequently, a novel one-time shut-in test valve, capable of serving as the main test valve, was designed and developed. Laboratory tests demonstrate that this tool, using domestically produced ball valves, could withstand temperatures and pressures up to 204 °C and 105 MPa. The downward pressure bearing capacity of the ball valve was increased from 35 MPa to 105 MPa. This tool can replace the RDS valve, as the ball valve's downward pressure bearing capability is not limited by imported ball valves, thereby reducing tool costs. By integrating with other testing tools, it mitigates the potential risks of current testing techniques, which provides technical assurance for ultra-deep well testing.

**Keywords:** formation testing; five valves + one packer; high temperature and high pressure; APR; RDS valve; main test valve; piston; rupture disk

目前,我国油气勘探开发逐步向四川盆地、塔里木盆地等深部复杂地层推进<sup>[1]</sup>。这些深部储层普遍具有埋藏深、高温、高压等特点,对测试工具安全性和可操作性都提出了较高要求<sup>[2]</sup>。国内深井,超深井测试主要立足 APR 测试工具基础上,逐步形成以 RD 阀和 RDS 阀配套测试封隔器为主体<sup>[3]</sup>的多样化测试工艺技术。如李江等<sup>[4]</sup>针对 5 000 m 以浅的储层,形成“RD 阀+RDS 阀+RTTS 封隔器”的

“两阀一封”测试射孔联作工艺。陈超峰等<sup>[5]</sup>针对准噶尔盆地高探 1 井形成 5 000 m 以深的“双 RDS 阀+RD 阀+封隔器”的“三阀一封”测试射孔联作工艺。庞振力等<sup>[6]</sup>针对 KT1 井,形成了 6 000 m 左右的“双 RDS 阀+RD 阀+E 阀+CHAMP 封隔器”的“四阀一封”坐套测裸测试工艺。伍强等<sup>[7]</sup>针对四川盆地超深、高压含硫气井,形成了“双 RDS 阀+双 RD 阀+液压封隔器”的“四阀一封”完井测试一体化工

艺。陈华良等<sup>[8]</sup>针对克深 902 超深井形成“双 RDS 阀+RD 阀+液压循环阀+E 型阀+RTTS 封隔器”的“五阀一封”测试工艺。王海兵等<sup>[9]</sup>针对柴达木盆地深井形成了“断销式反循环阀+RDS 反循环+RD 压力测试阀+RD 循环阀+液压循环阀+RTTS 封隔器”的“五阀一封”测试射孔联作工艺。如上,针对深层、超深储层形成了针对性能较强的多样化的 APR 测试工艺。但相同的趋势是,摒弃原有的 APR 工具中 LPR-N 阀、OMNI 阀、STV 阀等需要注入氮气控制的可多次开关的测试主阀,而采用 RDS 反循环阀作为测试主阀使用,具有一次井下关井测试和循环压井功能。

RDS 阀是哈里伯顿推出的 APR 中常用的一款可在井下一次关井的反循环阀。为提高性能,哈里伯顿公司在原来的基础上进行改进升级,循环阀空气腔绝对压力部分压差外筒和芯轴选用 718 不锈钢镍基合金材质,芯轴承压能力从以前的 138 MPa 提升至 200 MPa,最大抗内压 193 MPa<sup>[10]</sup>。但工具承压指标有限,该指标通常由球阀决定。目前,国产的球阀耐压 35 MPa,进口球阀达到 70 MPa。为保证测试成功率,在深井、超深井通过引进进口球阀,大大增加了工具成本。潘登等<sup>[11]</sup>针对 RDS 阀在循环孔提前开启、循环孔无法开启等问题进行了分析,落实在破裂盘质量和密封圈的质量问题,并提出解决方案。刘志明等<sup>[12]</sup>针对 RDS 阀在下钻过程和关井过程中异常打开现象进行了分析,并给出了密封圈安装及试压以及测试方面的建议。鹿成亮等<sup>[13]</sup>针对 RDS 阀作为常规安全循环阀使用中出现的問題,包括 RDS 阀提前打开、球阀未正常关闭、及球阀部分异常等进行分析,并提出解决方案。彭永洪等<sup>[14]</sup>汇总库车山前高温高压井测试工具失效原因,进一步分析 RDS 失效影响因素,其中提到球阀部分异常中球阀结构密封隐患。该隐患由于工具的结构设计问题,作为主阀使用时,对于高温高压高产的储层,易出现球阀瞬间失封,致使测试资料采集不合格,最终导致测试失败的潜在风险。

## 1 RDS 阀潜在风险分析

RDS 阀是哈里伯顿的经典的测试配套工具之一,其原有功能主要封堵测试管柱,同时打开旁通循环孔,作为循环压井使用。该工具主要用于地层测试结束后进行循环压井作业,同时与测试主阀(如 LPR-N 阀、OMNI 阀等)联合使用,与测试主阀

的球阀之间圈闭一段地层流体样品获得地下流体取样。

在传统 APR 测试工艺中,RDS 虽能够进行井下一次关井,但其结构特点通常不能作为测试主阀使用。如图 1 所示,当球阀关闭后,球阀上球座与球笼连接处通常设计一个碟簧,作为安装时保证球阀整体紧凑以及工具缓冲使用。但当球阀关闭后,球下、上压力差瞬间变大,压缩碟簧,球被略微抬起,造成管柱内短暂沟通,如图 1 中箭头所示。当压力入球阀上端,且球阀下、上压差变小时,球阀重新关闭。当作为循环压井阀使用时,不影响测试资料,但作为测试主阀时,影响测试资料的质量。

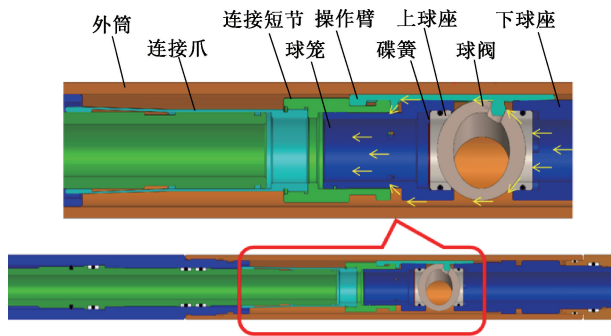


图 1 RDS 阀结构(关井)

Fig. 1 Structure of RDS (shut-in)

目前超深井因高温高压条件衍生出一次关井的“三阀一封”、“四阀一封”、“五阀一封”等工艺,其 RDS 阀均作为一次关井的测试主阀使用。如果该工具下端有压力计需要进行压恢测试,则关井瞬间对测试资料质量有潜在影响。

## 2 新型一次关井测试阀工具结构设计

为保证测试资料质量,需设计一套新型的一次关井阀对 RDS 阀进行替代,排除上述潜在风险。总体设计思路,工具具有循环压井和井下关井的功能,同时工具操作要与 RDS 阀的现场操作一致,即从环空打压力开破裂盘。依据上述总体思路,在 RDS 阀结构基础上,进行了球阀下密封结构设计、机械自锁辅助结构设计,心轴密封设计,形成一套新型一次关井循环测试阀。

### 2.1 球阀辅助密封结构设计

考虑采用球阀的控制机构,设计思路需在球阀上端截断压力传播途径,即在操作臂和连接接头之间增加一个密封活塞,形成球阀辅助液压密封结构(见图 2)。在活塞、球笼、外筒、球阀之间形成一

个死腔,该腔体内的压力为下入工具时该位置的环境压力,因此球阀下压差不可能形成大的压差,即便产生大的压差,因空间体积有限,瞬间补压使球阀关闭。该设计由原有的纯机械传动,改为液压密封传动。活塞与外筒和球笼之间进行动密封设计,通过连接接头、活塞、操作臂的连动,实现球阀的操作。

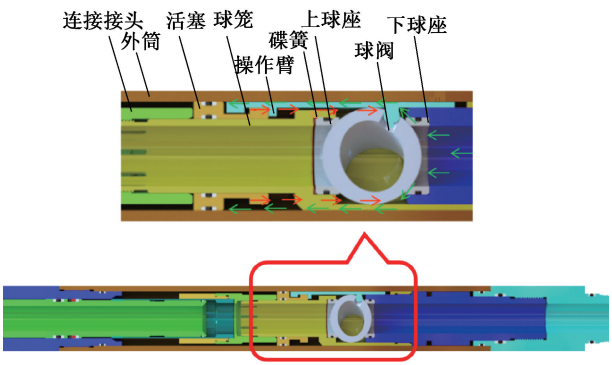


图 2 球阀辅助密封结构  
Fig. 2 Structure of a ball valve auxiliary sealing mechanical

2.2 机械自锁式辅助结构设计

当在施工过程中,活塞、球笼、外筒、球阀之间形成的死腔压力大于油管内的压力。随着工具内部压力的降低,活塞产生的压差推动活塞上行,带动操作臂打开球阀,致使工具失效。为此设计了机械自锁式辅助结构(见图 3)。在球笼的右端设计分瓣式防退螺纹牙,在连接接头设计母螺纹。当关闭球阀时,球空打压压碎破裂盘,推动心轴下行,心轴带动支撑爪下行到连接接头限位处,继而推动连接接头下行至活塞,再带动操作臂控制球阀。同时,连接接头与球笼锁死,使活塞位置固定,有效地解决了活塞上行的问题。

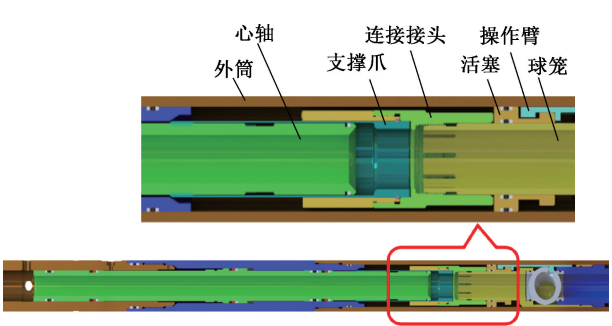


图 3 自锁式辅助结构  
Fig. 3 Self-locking auxiliary mechanical

3 工具强度计算

该工具设定额定指标满足温度、压力为 204 ℃,

105 MPa,球阀下压耐压 105 MPa,为保证工具设计满足额定指标,需要对工具各部件进行材料的优选,并对所有部件的薄弱点进行强度校核,并对关键部件进行有限元分析。

3.1 工具材料的选择

为保证工具的强度,对于关键承压部件采用 inconel 718,其余采用 42CrMo 材料,其力学性能参数如表 1 所示。

Table 1 Mechanical properties of steel materials			
材料	屈服强度/MPa	弹性模量/GPa	抗拉强度/MPa
42CrMo	930	210	1 080
Inconel 718	1 034	207	1 275

3.2 零部件薄弱点强度计算<sup>[15]</sup>

该工具设计为高温、高压,采取管件皆为厚壁管件,即  $D/\delta > 14$ 。所有承压管件抗挤毁外压强度设计,可按下式计算

$$P_1 = 2\sigma_s \left( \frac{D/\delta - 1}{(D/\delta)^2} \right) / n_1 \tag{1}$$

式中: $D$  为管柱外径,mm; $n_1$  为安全系数,一般取值为 1.3; $\sigma$  为管壁厚度,mm; $\sigma_s$  为材料的屈服强度,MPa; $P_1$  为管柱抗挤毁的外压力,MPa。

管件抗内压强度的压力可按第四强度理论计算,对于厚壁管柱 ( $D/\delta > 14$ ) 可按下式计算

$$P_2 = \frac{(D^2 - d^2)\sigma_s}{2n_2D^2} \tag{2}$$

式中: $D$  为管柱外径,mm; $d$  为管柱内径,mm; $n_2$  为安全系数,一般取值为 1.5; $\sigma_s$  为材料的屈服强度,MPa; $P_2$  为管柱抗内压强度的内压力,MPa。

所有零部件在轴向拉伸时,其应力按下式计算

$$F_t = \sigma_s A / (n_3 \times 10^3) \tag{3}$$

式中: $F_t$  为许用抗拉强度,kN; $n_3$  为安全系数,一般取 1.5, $\sigma_s$  为材料屈服强度,MPa; $A$  为部件截面积,mm<sup>2</sup>。

通过对承压材料薄弱点进行计算,计算结果如表 2 所示。

从表 2 可以看出,所有零部件薄弱点几乎都在退刀槽和密封圈沟槽处。其中外筒的右端沟槽承压 102.25 MPa,下接头左端轴密封沟槽处承压 101.68 MPa,考虑安全系数 1.5,且沟通宽度较窄,整体工具理论上能满足耐温、耐压 204 ℃,105 MPa。

表 2 零部件强度计算结果表  
Table 2 Calculation results of pressure bearing of parts

零部件名称及薄弱部位		外径 D /mm	内径 d /mm	屈服强度 $\sigma_s$ /MPa	挤毁强度 /MPa	内压强度 /MPa	抗拉强度 /kN
上接头	右端沟槽处	79.34	59.85	930	154.15	146.56	13 20.33
	左端退刀槽	103.00	87.50	1034	110.69	102.25	1 597.81
外筒	右端沟槽处	76.24	59.85	1034	152.61	143.89	1 206.99
	右端密封面	103.00	82.70	930	127.10	119.20	1 834.72
花键外筒	花键大径	103.00	82.00	930	130.99	123.10	1 890.83
下接头	右端沟槽处	67.16	45.00	1034	219.15	212.29	1 344.95
	左端轴密封沟槽处	78.20	66.50	1034	110.10	101.68	916.12
上坐圈	密封面处	56.20	45.50	930	123.24	115.35	—
心轴	沟槽处	50.78	38.00	930	157.39	149.87	—

3.3 关键工具的有限元分析

从设计上可以看出,当球阀承压不足时,压力直接传到球阀下密封机构继而传递到支撑爪,支撑爪是否能承受的屈服压力情况,直接影响到工具承压下压指标。为确保爪子的抗屈服能力,材料上选用 inconel 718 等镍基合金材料。采用 SOLIDWORK 软件进行建模,将支撑爪上方夹具固定,在下方加压 105 MPa,有限元分析如图 4 所示。

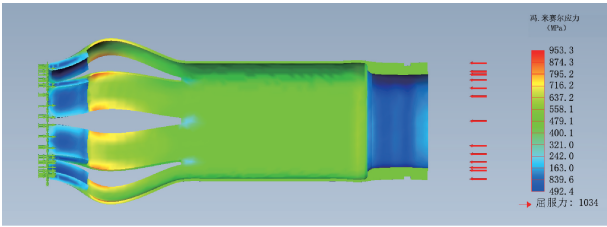


图 4 支撑爪有限元分析 (105 MPa)

Fig. 4 Finite element analysis of supporting claws (105 MPa)

从图 4 可以看出,在应力集中处于支撑爪根部中间处,所受冯·米塞尔最大等效力 788 MPa,小于材料的屈服压力 1 034 MPa,理论上,该设计能够满足下压耐压 105 MPa。

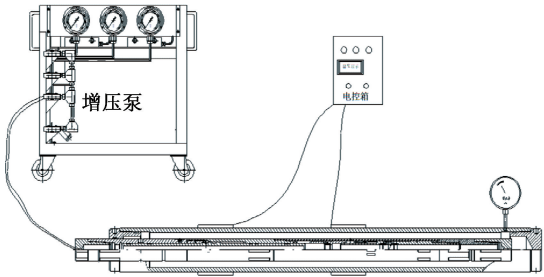
4 室内试验

设计并加工组装工具,为验证工具性能指标,开展了工具的高温高压抗内压,外挤及球阀承压下压试验。本次工具采用采用国产球阀进行装配。

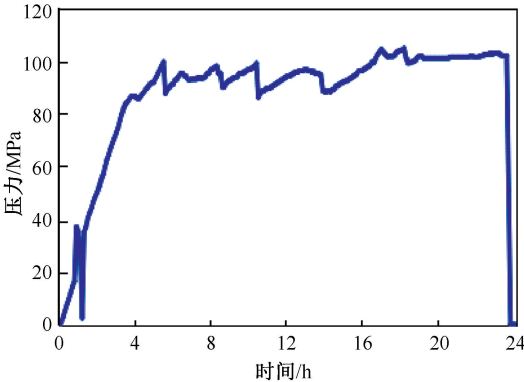
4.1 高温高压内压试验

该试验目的是验证工具承受内压能力。其原理见图 5a 所示。工具球阀保持开启状态,工具左端试压堵头直接连接压力泵,右端连接丝堵。再将工具整体装入套管,套管两端上紧专用堵头,右端连接压力表,监测是否有压力泄漏。工装外缠

绕加热带与电气控制箱电线连接,由增压泵向工装内注入导热油至工装内注满,开启电源通过加热带加热工装升温,电气控制箱设置温度在 200~204 ℃ 之间循环加热并保温 12 h 以上,确保工具试验温度到 204 ℃。开启油压泵加压至 105 MPa,稳压 12 h 以上。测试曲线如图 5b 所示。该试验表明,工具能够满足温度 204 ℃ 下,承压内压 105 MPa。



(a) 室内试验装置示意图



(b) 试验压力曲线图

图 5 抗内压高温高压试验原理及曲线  
Fig. 5 Internal HPHT of tools test fixture and curve

4.2 高温高压外压试验

该试验目的是验证工具的承压能力。试验工装原理如图 6a 所示。将工具球阀处于开启状态,并在工具循环孔安全破裂盘,破裂盘破裂压力 140 MPa。将工具两部安装堵头,并装入套管,套



管两端上紧专用堵头,套管右端连接压力泵。套管外端缠绕加热带与电气控制箱电线连接。由压力泵向工装内注入导热油至工装内注满。开启电源通过加热带加热工装升温导热油至 204 ℃,电气控制箱设置温度在 200~204 ℃ 之间循环加热并保温 12 h 以上,确保工具试验温度达到 204 ℃。开启油压泵加压至 105 MPa;稳压 12 h,试验曲线如图 6b 所示。试验完成后,拆卸工装和工具,检查破裂盘完整,所有密封圈无渗漏,工具内腔无油渍,该试验验明工具能够满足温度 204 ℃ 下,承压 105 MPa。

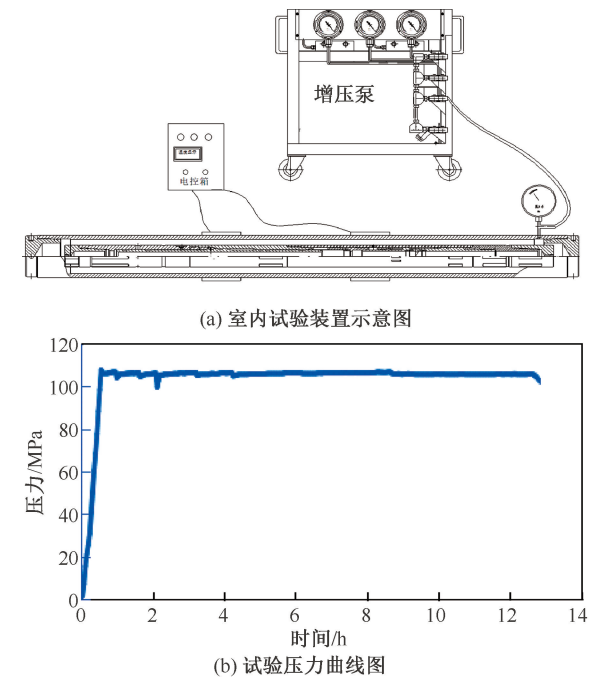


图 6 抗外压高温高压试验原理及曲线  
Fig. 6 External HPHT of tools test fixture and curve

4.3 球阀下端高温高压试验

该试验目的是验证工具球阀承压能力。试验原理如图 5 所示。试验前,首先采用专用工具在循环孔打压,保证球阀关闭。将工具上端安装堵头,工具下端安装试压接头,将工具反置装入套管,套管两端安装专用堵头。套管右端安装压力表监测是否有压力泄露。套管外缠绕加热带与电气控制箱电线连接。由压力泵向工装内注入导热油至工装内注满即可。开启电源通过加热带加热工装升温导热油至 204 ℃,电气控制箱设置温度在 200~204 ℃ 之间循环加热并保温 12 h 以上,确保工具试验温度达到 204 ℃。

开启压力泵由球阀下端加压至 70 MPa,稳压 24 h,压力表监控无压力泄露,试验曲线如图 7a 所

示。工具泄压至 0 MPa,重新打压球阀下端密封至 105 MPa,稳压 2 h,压力表监控无压力泄露,试验曲线如图 7b 所示。该试验验明工具能够满足 204 ℃ 下,球阀承压 105 MPa。

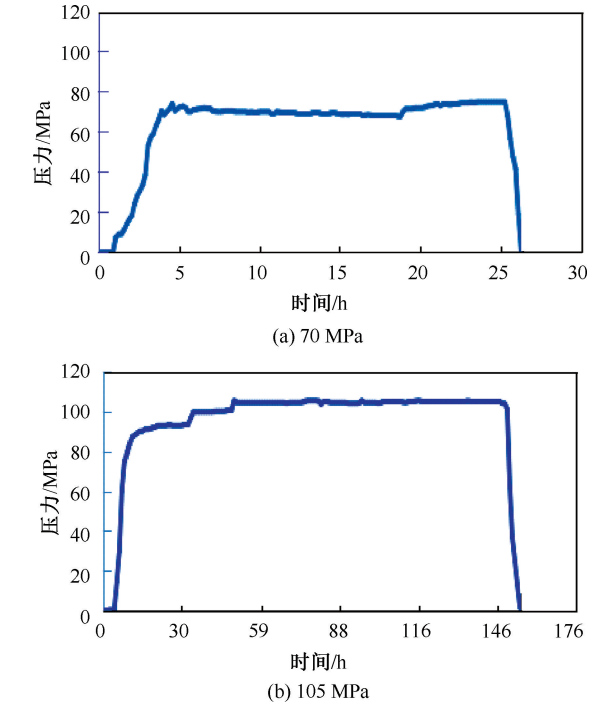


图 7 球阀下部高温高压试验曲线  
Fig. 7 The lower HPHT of ball valve of tools test curve  
(L:70MPa,R:105 MPa)

4.4 拆开工具直观检查

试验完成后,拆卸检查,其中所有的零部件完成,没有损伤(包括操作臂、支撑爪、球笼锁紧机构等),说明该工具在高温高压下,工具性能良好。

5 结论

- (1) 基于 RDS 阀结构,通过设计球阀辅助液压密封结构和机械自锁辅助结构,研制了一套全新的一次关井测试阀,能够实现一次井下关井和反循环压井功能。
  - (2) 该工具在保持了 RDS 阀原有的操作功能上,大大提高了关井后球阀的承压能力。通过室内试验,可以达到耐温 204 ℃,耐压 105 MPa,球阀耐下压 105 MPa。
  - (3) 该工具可替代 RDS 阀使用,球阀承压不受进口球阀限制,大大降低了工具成本。通过配套其它测试工具,杜绝现有测试工艺技术潜在风险,为超深井测试提供技术保障。
- 致谢:感谢中石化石油工程技术有限公司科技管理部安排专家对该论文进行保密审查与审批。

## 参考文献

- [1] 牛新明,张进双,周号博.“三超”油气井井控技术难点及对策[J].石油钻探技术,2017,45(7):1-7.  
NIU Xinming, ZHANG Jinshuang, ZHOU Haobo. Technical challenges and countermeasures in well control of ultra-deep, ultra-high temperature and ultra-high pressure oil and gas wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(7): 1-7.
- [2] 龚浩,唐庚,张林,等.川西地区超深高温高压气井完井试油技术研究与应用[J].钻采工艺,2020,43(增刊):61-63.  
GONG Hao, TANG Geng, ZHANG Lin, et al. Research and application of well completion and testing technology for ultra-deep hthp gas wells in western sichuan area [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43 (supplement): 61-63.
- [3] 熊和贵,高文祥,刘洪涛,等.超深超高压高温气井测试管柱配置技术[J].油气井测试,2015,24(5):52-53.  
XIONG Hegui, GAO Wenxiang, LIU Hongtao, et al. Configuration technology of well test string for deep ultrahigh pressure of high temperature gas well [J]. Well Testing, 2015, 24(5): 52-53.
- [4] 李江,赵有道,王元龙,等.“RDS阀+RTTS封隔器”测试工艺在试油作业中的应用[J].油气井测试,2013,22(4):56-57.  
LI Jiang, ZHAO Youdao, WANG Yuanlong, et al. Application of “RDS valve + RTTS packer” test technology in oil test operation [J]. Well Testing, 2013, 22(4): 56-57.
- [5] 陈超峰,江武,米红学,等.高温高压深井测试技术在准噶尔盆地高探1井的应用[J].钻采工艺,2020,43(2):119-122.  
CHEN Chaofeng, JIANG Wu, MI Hongxue, et al. Deep well testing technology with high temperature and high pressure in well gaotan1 in Junggar basin [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(2): 119-122.
- [6] 庞振力,彭勇,黄忠辉,等.KT1井四阀一封裸眼地层测试技术[J].油气井测试,2023,32(2):19-23.  
PANG Zhenli, PENG Yong, HUANG Zhonghui, et al. Four-valve one-packer open-hole testing technology for well KT1 [J]. Well Testing, 2023, 32(2): 19-23.
- [7] 伍强,陈波,刘生国.四川盆地超深高压含硫气井测试管柱设计方法[J].油气井测试,2022,31(1):17-21.  
WU Qiang, CHEN Bo, LIU Shengguo. A design method of test string for ultra-deep and high-pressure sour gas well in Sichuan basin [J]. Well Testing, 2022, 31(1): 17-21.
- [8] 陈华良,刘兴华,徐茂荣,等.克深902井APR测试工具应用与认识[J].钻采工艺,2016,39(5):96-98.  
CHEN Hualiang, LIU Xinghua, XU Maorong, et al. Application of APR testing tool in well Keshen 902 [J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(5): 96-98.
- [9] 王海兵,王新强,周胤男,等.柴达木盆地深井五阀一封地层测试工艺[J].油气井测试,2022,31(5):23-27.  
WANG Haibing, WANG Xinqiang, ZHOU Yinnan, et al. Formation testing technology with five valves and one packer for deep wells in Qaidam basin [J]. Well Testing, 2022, 31(5): 23-27.
- [10] 庞振力,宋国强,季鹏,等.高温高压试油测试工具、工艺技术及其现状分析[J].当代化工研究,2021(15):133-134.  
PANG Zhenli, SONG Guoqiang, JI Peng, et al. Test tools, technology and current situation analysis of high temperature and high pressure oil testing [J]. Modern Chemical Research, 2021(15): 133-134.
- [11] 潘登,王东林,黄靖富,等.高温高压深井地层测试工具低频率失效案例解析[J].钻采工艺,2023,46(2):165-169.  
PAN Deng, WAN Donglin, HUANG Jingfu, et al. Case analysis of DST tools low-frequency failures in HTHP deep well [J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(2): 165-169.
- [12] 刘志明,胡伟,刘树青,等.RDS阀在测试中的异常现象解析[J].油气井测试,2017,26(4):58-59.  
LIU ZhiMing, HU Wei, LIU Shuqing, et al. Analysis of abnormal phenomenon of RDS valve in well test operation [J]. Well testing, 2017, 26(4): 58-59.
- [13] 鹿成亮,司宇,李清旺,等.RDS阀故障分析及事故预防[J].油气井测试,2013,22(3):72-74.  
LU Chengliang, SI Yu, LI Qingwang, et al. RDS valve failure analysis and accident prevention [J]. Well Testing, 2013, 22(3): 72-74.
- [14] 彭永洪,魏波,宋雷勇,等.超深高温高压井APR测试工具失效分析与措施研究[J].钻采工艺,2020,43(5):38-41.  
PENG Yonghong, WEI Bo, SONG Leiyong, et al. Failures analysis and methods study of apr testing tools in ultra-deep well with high temperature and high pressuredpt [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(5): 38-41.
- [15] 朱晓荣.封隔器设计基础[M].北京:中国石化出版社,2012:48-49.

编辑 穆立婷

第一作者简介:毛军,男,1974年出生,高级工程师,1997年本科毕业于西北大学电子学与信息系统专业。2006年工程硕士毕业于南京大学计算机技术专业,现主要从事完井测试工艺及工具研究工作。电话:18600277530, Email: maojun.sripe@sinopce.com。通信地址:北京市昌平区沙河镇中石化石油工程技术研究院有限公司,邮政编码:102206。