

# HPR 高温高压压裂封隔器的研制与应用

王学正<sup>1</sup>, 冯强<sup>1</sup>, 秦诗涛<sup>1</sup>, 骆劲羽<sup>1</sup>, 冯大强<sup>2</sup>, 赵文凯<sup>2</sup>

1. 中国石油集团渤海钻探工程技术研究院 天津 300450

2. 中国石油青海油田钻采工艺研究院 敦煌 735000

通讯作者: Email: 471137016@qq.com

项目支持: 中国石油集团渤海钻探工程有限公司重大科研项目“新型完井工具研制”(2016ZD01K)。

引用: 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.

Cite: 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.

**摘要** 在高温高压井施工作业过程中, 压裂封隔器易出现中途失封、压后无法解封、回收困难、管柱无法起出等问题; 进口的压裂封隔器, 施工成本高, 进货周期长, 在一定程度上制约深井和超深井的勘探开发。为满足塔里木、准噶尔、吐哈盆地、柴达木盆地等地区深井、超深井高温、高压作业的需求, 研制了集锚定机构、密封机构于一体, 采用特种高分子材料作为胶筒防突保护的耐温 200 ℃、承压差 105 MPa 的 HPR 高温高压压裂封隔器。室内座封启动和解封实验结果表明, 封隔器各项性能参数满足现场试验要求; 经 ET1 井现场试验, 封隔器密封良好, 锚定可靠, 放喷、试气后, 解封顺利, 满足现场施工要求。该封隔器为高温高压井压裂施工提供了有力的技术支持。

**关键词** 高温高压井; 压裂; 封隔器; 防突保护; 管柱蠕变; 材料优选; 室内评价; 现场试验

**中图分类号:** TE353 **文献标识码:** B **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.01.008

## Development and application of HPR high-temperature and high-pressure fracturing packer

WANG Xuezheng<sup>1</sup>, FENG Qiang<sup>1</sup>, QIN Shitao<sup>1</sup>, LUO Jinyu<sup>1</sup>, FENG Daqiang<sup>2</sup>, ZHAO Wenkai<sup>2</sup>

1. Bohai Institute of Drilling Engineering Technology Completion Center, Tianjin 300450, China

2. Qinghai Oilfield Drilling and Production Technology Research Institute, Dunhuang 735000, China

**Abstract:** During operations of wells with high temperature and high pressure, the fracturing packers are susceptible to failure of isolation during fracturing, failure of release after fracturing, difficulty in retrieval, and inability to pull out the pipe string. The imported fracturing packers are characterized by high operation costs and long delivery cycles, which restrict the exploration and development with deep and ultra-deep wells to a certain extent. In order to satisfy the operations of deep and ultra-deep wells with high temperature and high pressure in Tarim Basin, Junggar Basin, Turpan-Hami Basin, Qaidam Basin and other regions, an HPR high-temperature and high-pressure fracturing packer with a temperature resistance of 200 ℃ and a pressure difference of 105 MPa was developed. This fracturing packer uses special high polymer material for anti-outburst of the rubber packer and integrates the anchoring mechanism and the sealing mechanism. The laboratory setting and releasing experiments show that the fracturing packer meets the performance parameters required on site. The field test in Well ET1 proves that the fracturing packer is well performed in sealing and anchoring, and released successfully after bleeding and gas test. The HPR high-temperature and high-pressure fracturing packer provides a strong technical support for fracturing of wells with high temperature and high pressure.

**Keywords:** high-temperature and high-pressure well; fracturing; packer; anti-outburst; pipe string creep; material selection; laboratory evaluation; field test

目前, 随着全球油气勘探开发对象已经从常规油气藏转向非常规油气藏, 目的层由中浅层向深层和超深层快速延伸, 因此, 在深井、超深井高温、高压条件下进行大型压裂施工也日益增加, 我国主要的深井、超深井高温、高压作业区域分布在新疆的

塔里木、准噶尔、吐哈盆地和青海的柴达木盆地以及四川盆地等地区, 储层构造应力复杂多变, 自然产能普遍较低, 具有“三超”油气资源特征, 即超深、超高压、超高温井<sup>[1-3]</sup>。国外 Packers Plus、Schlumberger、Halliburton 等石油服务公司从事压裂技术服

务较早,技术领先,针对高温、高压井的压裂改造已经拥有比较成熟的技术产品,针对高温高压等非常规油气资源开发而设计了 BASTILLE 封隔器、桥塞等工具,其永久性封隔器耐温可达 232 ℃,压力等级达到 120 MPa;可回收式封隔器耐温可达 204 ℃,压力等级达到 103 MPa;可钻式桥塞耐温可达 232 ℃,压力等级达到 86 MPa。国内自主研发的分层压裂封隔器普遍耐温 150 ℃、承压差 70 MPa,由于受到深井地层高温、高压等恶劣环境的影响,封隔器胶筒密封后受橡胶材料的理化性能、胶筒肩部保护及关键密封点结构等因素影响其封隔能力和使用寿命<sup>[4-10]</sup>。通过现场应用表明,国内自主研发的压裂封隔器在高温高压施工作业过程中受到管柱蠕动及封隔器胶筒结构、材料稳定性等因素的影响,易出现中途失封、压后无法解封、回收困难、管柱无法起出的难题等问题,高温、高压井的压裂改造大多依靠进口的压裂封隔器,导致施工成本高,进货周期长,在一定程度上制约深井和超深井的勘探开发。

为此,针对新疆、青海等地区的地质气藏特征,根据施工要求,开发了一种性能稳定的高温高压压裂封隔器,以更好的满足现场施工的需要,解决高温高压井施工瓶颈问题。

## 1 难点分析

了解封隔器管柱锚定情况及高温高压等复杂条件下的承压能力,有助于性能稳定的高温高压压裂封隔器研制。

### 1.1 管柱锚定

施工压力高,管柱蠕动较强,保证管柱锚定力的同时,还要考虑施工结束后锚定机构能够顺利回收,管柱顺利起出。

### 1.2 高温高压等复杂条件下的承压能力

深层油气资源开发具有储层构造应力复杂多变、温度高、施工压力高等特点,压裂施工难度大,对封隔器性能要求高。目前封隔器胶筒主要采用丁腈橡胶、氢化丁腈橡胶和氟橡胶等材料,随着温度的提高,胶筒的强度会受到影响,胶筒的耐温性能与选用材质和橡胶配方调比密切相关。同时,要实现理想的耐压性能则也取决于合理的结构和可靠的保护,在高温高压条件下,胶筒肩部容易突出增大,而封隔器本体与套管之间始终存在环形空间,在很高的单向压力作用下,胶筒肩部突出部分甚至本体会受迫延环形空间挤压游移,进而出现胶

筒撕裂、击穿等现象。

## 2 HPR 高温高压压裂封隔器设计

主要包括 HPR 高温高压压裂封隔器胶筒和关键密封件胶料优选、性能评价,锚定机构设计,锚爪弧面与套管接触分析, HPR 封隔器密封胶筒设计等,将锚定机构和密封机构设计为一体,达到较好的密封和抗蠕动效果。

### 2.1 HPR 高温高压压裂封隔器整体设计

针对新疆、青海等地区高温高压压裂施工主要以探井为主,单层压裂测试井所占的比重较高,施工条件复杂,在保证管柱各种功能的情况下,应简化配套工具数量,降低施工风险,提高施工成功率。因此 HPR 高温高压压裂封隔器将锚定机构和密封机构设计为一体,整体结构紧凑,具有较好的密封和抗蠕动效果。根据施工条件优化密封单元组件结构为由三组压缩胶筒和两组耐高温弹性胶筒保护环组成。参考胶料的耐温、机械强度、耐腐蚀、耐油等综合条件要求,从 11 种胶料配方中优选两种适合的四丙氟(Aflas)橡胶配方为压缩胶筒和承压密封胶圈材质,同时通过添加炭黑等配方调整进行关键部位橡胶部件硬度差异控制。根据材料熔点、玻璃化转变温度、连续使用温度、高温机械性能等参数,优选出一种特种高分子材料来制作耐高温弹性胶筒保护环,与胶筒限位环的特殊角度配合能够保障在高温环境下起到辅助承压的作用。考虑到水力锚具有锚块多、密封点多等结构特点,且每个锚块都属于封隔器的密封风险点,为了提高工具整体耐压能力,将水力锚锚块密封设计为 O 型圈+支撑背圈的结构,实验优选 RPTFE 材料作为密封圈背圈材料。

HPR 高温高压压裂封隔器设计主要参数为:工作压力差 105 MPa,启动压力 15 MPa,工作温度 200 ℃,解封拉力 10 kN。

HPR 高温高压压裂封隔器结构如图 1 所示。

工具技术特点:

(1)封隔器自带防砂锚定机构,减小了管柱蠕动对封隔器胶筒的影响,有效地保护了胶筒,提高了使用寿命;

(2)封隔器采用三组压缩胶筒组成,上下支撑胶筒硬度较高、主封胶筒硬度相对较低,三组胶筒组合使用能够有效增强密封强度;

(3)胶筒上下各有一组特种高分子材料的耐温



2.3 HPR 高温高压压裂封隔器锚定机构设计

锚定机构的主要作用是固定管柱,防止管柱蠕动,起到保护封隔器的作用,同时施工结束后,锚爪能够顺利回收。但在实际应用中,压裂砂常常会进入锚爪与锚体之间的内腔,导致锚爪不能正常回收,最终导致管柱砂卡。因此,增加缝宽为 0.1~0.2 的防砂衬管、双复位弹簧组件设计,防止管柱砂卡。

为了提高封隔器整体承压性能,将水力锚锚块密封设计为 O 型圈+支撑背圈的结构,由于背圈要承受 205 ℃ 高温、且承受一定的压力,考虑到密封圈便于安装,背圈的材料选用 PTFE-F4 材料,PTFE 材料凭借优越的耐化学腐蚀与耐温优异的特点,已被广泛地应用作为密封材料和填充材料领域,但经室内评价在 205 ℃/90 MPa 环境下背圈出现挤压游移现象(见图 3)。



图 3 PTFE-F4 材料背圈耐温压测试结果  
Fig. 3 Temperature and pressure test results of PTFE-F4 back ring

经分析,PTFE 材料虽然具有优良的综合性能,但机械强度低,线膨胀系数大,耐磨损性差,耐蠕变性差,在有机机械强度等复杂工况环境下,比如用在阀门密封行业其实际安全使用温度在-50~+110 ℃<sup>[11-14]</sup>,为了克服这些缺点,采用在 PTFE 基料里面添加增强剂来改性制备成 RPTFE 材料,使其具备更高的机械性能,提升安全使用温度范围(见表 2)。

表 2 PTFE-F4 性能参数

Table 2 PTFE-F4 Performance parameters

序号	相关性能	具体指标
1	耐高温	使用工作温度达 250 ℃
2	耐低温	有良好的机械韧性;即使温度下降到-196 ℃,也可保持 5%的伸长率
3	耐腐蚀	对大多数化学药品和溶剂,表现出惰性、能耐强酸强碱、水和各种有机溶剂
4	高润滑	是固体材料中摩擦系数最低者,PTFE 之间的摩擦系数大约为 0.1~0.2
5	机械性能优异	抗拉强度 20.0~30.0 MPa,断裂伸长率 300%~400%,弹性模量 400 MPa

通过添加碳纤维、锡青铜粉、二硫化钼等加强材料制备了背圈所用的 RPTFE 材料,经理化分析改性加强后的 RPTFE 材料对比 PTFE 材料,耐磨性提高了 500 倍,耐蠕变性提高了 3.5 倍,弯曲弹性模量增加了 2.5 倍,硬度增加了 20%,线膨胀系数减少 1/2。将该材料制作的支撑背圈通过 205 ℃/105 MPa/8 h 评价耐温、耐压等总体性能良好,外观形态良好(见图 4)。



图 4 RPTFE 材料背圈耐温压测试结果  
Fig. 4 Temperature and pressure test results of RPTFE back ring

2.4 锚爪弧面与套管接触分析

在保证管柱锚定力的情况下,如何减小锚爪对套管的伤害,通过研究水力锚与套管的接触应力和变形规律,分析压裂过程中,锚爪在内压作用下对套管的接触问题,通过计算锚爪弧面直径比套管内径大、相等、小三种工况下,锚爪对套管接触力下产生的变形及接触应力,优化设计对同一套管内径的锚爪弧面直径,使其对套管伤害最小,而不影响管柱起出。

计算模型:针对 139.7 mm 型内径  $\phi 118$  mm 套管,选取锚爪弧面直径分别为  $\phi 128$  mm、 $\phi 118$  mm 和  $\phi 108$  mm。依据锚爪与套管的结构组成及简化模型的目的,沿套管环向取 1/3 和一个锚爪做为计算模型,给套管与锚爪接触区域加径向应力 60 MPa,取得计算结果如表 3 所示。

表 3 计算结果表

Table 3 Calculation results

锚爪弧面直径	最大应力值 /MPa	最大位移值 /mm	最大应变值 /%
128 mm	111.631	0.030 672	0.056E-03
118 mm	123.949	0.031 62	0.634E-03
108 mm	157.494	0.032 596	0.792E-03

可以看出,任何材料尺寸的锚爪对套管都会产生不同程度的伤害,通过计算和优化可降低伤害,但伤害是不可避免的。通过有限元研究水力锚与

套管的接触应力和变形规律,得出套管内径与锚爪弧面直径的配合不同,对套管的伤害程度不同,当套管内径一定时,锚爪弧面直径不小于套管内径时,锚块作用区域套管等效应力小,径向变形小,对套管的伤害小,更有利于管柱的起出。

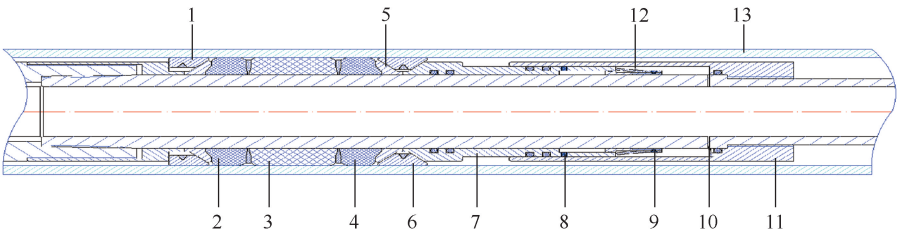
2.5 HPR 封隔器密封胶筒设计

胶筒的耐温性能与选用材质和橡胶配方调比密切相关,而要实现理想的耐压性能则与合理的结构和可靠的保护有关<sup>[15]</sup>。在高温高压条件下,胶筒肩部容易突出增大,而封隔器本体与套管之间始终存在环形空间,在很高的单向压力作用下,胶筒肩部突出部分甚至本体会受迫延环形空间挤压游移,导致胶筒撕裂、击穿等现象。为了解决以上难题,HPR 封隔器采用三级压缩胶筒设计,使用所优选的橡胶材料根据硬度高低分别制作端部胶筒和中间胶筒,方法为硬度较高橡胶制作两端的端部胶筒,硬度较低的橡胶制作中间胶筒;优选一种特种高分子材料制作胶筒保护环,该材料性能见表 4 所示,胶筒保护环与端部胶筒两侧的胶筒定位环采用角度配合,能够在坐封或承压压缩时将轴向力向径向传递,使特种高分子材料胶筒保护环外扩尽量贴合套管内壁,利用特种高分子材料优越的高温机械性能对胶筒提供保护支撑。

表 4 特种高分子材料性能参数表		
Table 4 Polymer material performance parameters		
序号	相关性能	具体指标
1	连续使用温度/℃	260
2	短时使用温度/℃	310
3	维卡软化温度/℃	250
4	温度下限/℃	-40
5	屈服抗拉强度/MPa	97
6	屈服拉应变/%	4.9
7	极限拉应变/%	<60
8	缺口冲击韧度/KJ/m <sup>2</sup>	8.2
9	抗弯强度/MPa	3 660
10	耐化学性能	耐化学性能优越

综上,所设计的密封胶筒机构是从两个方面相结合来解决承压难题,其一:采用三胶筒组合使用,两端端部胶筒硬度高,中间胶筒硬度低,能够实现以胶筒中间位置向两侧材料硬度逐渐变大,达到柔和过渡支撑的作用,避免胶筒与两侧支撑硬度差异过大出现剪切撕裂等现象;其二:特种高分子材料胶筒保护环在工作时能够尽量贴合套管内壁,此时中间段的三级压缩胶筒和胶筒定位环等部件可视作为一个整体单元,被胶筒保护环挡在封隔器与套管的环形空间内,进而有效提高压裂封隔器在高温高压施工环境下的性能和寿命。

HPR 高温高压压裂封隔器在套管内坐封状态如图 5 所示。



1-胶筒保护环-上、2-支撑胶筒-上、3-主封胶筒、4-支撑胶筒-下、5-胶筒定位环、6-胶筒保护环-下、7-活塞、8-启动剪钉、9-解封剪钉、10-进液孔、11-活塞筒、12-止退环、13-套管

图 5 HPR 高温高压压裂封隔器在套管内坐封状态示意图  
Fig.5 HPR HPHT Fracturing Packer setting in casing

3 室内及现场实验

通过对 HPR 高温高压压裂封隔器室内实验及现场实验,验证其各项性能参数满足室内试验要求,实例井现场应用密封良好,锚定可靠。

3.1 HPR 高温高压压裂封隔器室内实验

为了检验工具性能是否符合要求,对 HPR 高温高压压裂封隔器做了座封启动和解封实验,105 MPa 工作压差下在 139.7 mm 套管内做了锚定力和整体密封实验,封隔器在 205.7℃、压差 108 MPa 下密封

情况良好,锚定可靠,实验后锚爪回收良好,封隔器整体无变形,各项性能参数满足现场试验要求(见图 6)。

3.2 ET1 井现场试验

ET1 井油层套管尺寸 139.7 mm,施工井段 4 851.0~4 861.0 m,地层破裂压力预测 118.00 MPa,地层孔隙压力预测 68.20 MPa,地层温度预测 183.54℃。该井试油层属低孔低渗储层,自然产能低,所以通过压裂改造来提高地层渗流能力,了解试油层位的含油气性及产能情况。为了降低破裂压力和施工

压力,主要采用预处理酸和多段塞打磨工艺完成酸压施工。



图 6 实验显示图及高分子弹性环扩张情况

Fig. 6 The experimental display diagram and the expansion of the polymer elastic ring

本井于 2018 年 8 月施工,施工排量 3~4 m<sup>3</sup>/min,施工压力 104~118 MPa,入地总液量 641.0 m<sup>3</sup>,加砂 41 m<sup>3</sup>,停泵压力 100 MPa,施工曲线见图 7。该井

施工过程封隔器密封良好,锚定可靠。放喷、试气后,封隔器顺利解封,管柱顺利起出。

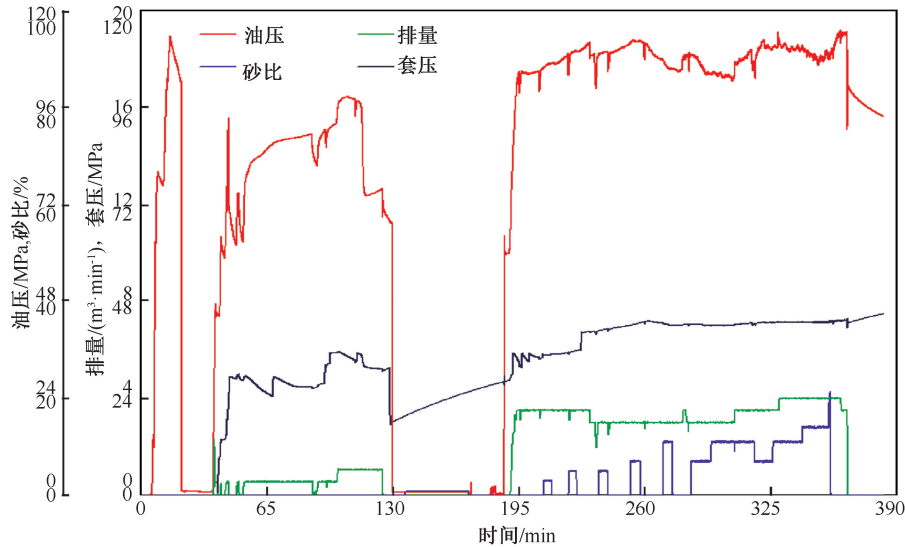


图 7 ET1 井压裂施工曲线图

Fig. 7 The fracturing construction curve of Well ET1

2017 年 3 月 15 日~2019 年 11 月 20 日,分别在 S207 井、S39 井、S53 井、XX1 井、JT1 井、S2-2 井、NX1 井、DP172 井、S41 井、JB101 井、S41-2 井、ET1 井、S52 井、DP174 井、DP7-2 井进行施工,其中 NX1 井地层温度达到 199.5℃,封隔器密封良好,放喷、试气后,封隔器顺利解封。截止目前,在我国西部地区油田完成了 100 余井次的 HPR 高温高压压裂封隔器现场服务。进一步验证了 HPR 高温高压压裂封隔器的可靠性。

4 结论

HPR 高温高压压裂封隔器采用实验方式优选了以四丙氟橡胶为基料的两种橡胶材料作为密封关键材料,引用了 RPTFE 和特种高分子等非金属

材料作为承压保护,整体提高了该封隔器的承压、密封性能,达到耐温 200℃/耐压 105 MPa 的设计目标,目前已形成适用于 127 mm、139.7 mm、177.8 mm 套管的系列化产品,在我国西部地区油田完成了 100 余井次的高温、高压酸化压裂工具服务,施工成功率 100%,施工最高井温 199.5℃,最高压力 125 MPa。该技术成功解决了深井、超深井压裂改造的技术难题,也为超高温高压密封技术的持续提升提供了结构设计、材料优选等方面的借鉴基础。

致谢:感谢渤海钻探工程有限公司项目组成员的辛勤努力和青海油田钻采工艺研究院不断提出的现场技术需求,促进了本成果的优质高效开发。

## 参考文献

- [1] 孙龙德,邹才能. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. 石油勘探与开发,2013,40(6):641-647.  
SUN Delong, ZOU Caineng. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-647.
- [2] 窦益华,许爱荣,张福祥,等. 高温高压深井试油完井问题综述[J]. 石油机械,2008,36(9):140-142.  
DOU Yihua, XU Airong, ZHANG Fuxiang, et al. Remarks on problems with formation testing and well completion of high-pressure and high-temperature deep holes[J]. China Petroleum Machinery, 2008, 36(9): 140-142.
- [3] 窦益华,杨向同,张福祥,等. 高温高压深井试油与完井井筒及管柱面临的挑战与对策[C]//第五届宝钢学术年会论文集. 上海:上海科学技术出版社,2013.  
DOU Yihua, YANG Xiangtong, ZHANG Fuxiang, et al. Challenges and measures of well bore and tubing strings in HTHP wells during well testing and completing [C]//The 5th Baosteel BAC Shanghai: Shanghai Science and Technology Press, 2013.
- [4] 王星,关利军,张自印. 南海深水深层超高温井测试技术[J]. 油气井测试,2020,29(6):32-37.  
WANG Xing, GUAN Lijun, ZHANG Ziyin. Testing technology of deep water and deep reservoir well with ultrahigh temperature in South China Sea [J]. Well Testing, 2020, 29(6): 32-37.
- [5] 张立新,沈浚俊,李益良,等. 我国封隔器技术的发展与应用[J]. 石油机械,2007,35(8):58-60.  
ZHANG Lixin, SHEN Zejun, LI Yiliang, et al. Development and application of packer technology in China [J]. China Petroleum Machinery, 2007, 35(8): 58-60.
- [6] 步玉环,马新明,李建华,等. 封隔器的密封性判据及结构设计方法研究[J]. 润滑与密封,2011,36(11):75-79.  
BU Yuhuan, MA Xinming, LI Jianhua, et al. Application and development study on sealing property criterion and structure design method of packer [J]. Lubrication Engineering, 2011, 36(11): 75-79.
- [7] 江汉石油管理局采油工艺研究所. 封隔器理论基础与应用[M]. 第1版. 北京:石油工业出版社,1983.  
Jiangnan Petroleum Authority oil extraction technology research institute. Theory foundation and application of packer [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1983.
- [8] 李斌,朱兆亮,刘佳良. 水平井压缩式封隔器密封结构优化研究[J]. 润滑与密封,2013,38(6):77-80.  
LI Bin, ZHU Zhaoliang, LIU Jialiang. Research on optimization of seal structure of compression packer in horizontal wells, Lubrication Engineering, 2013, 38(6): 77-80.
- [9] 全少凯. 压缩式封隔器胶筒力学性能分析[J]. 石油矿场机械,2012,12(1):1-6.  
TONG Shaokai. Mechanical properties analysis of compressed packing rubber during axial compressing [J]. Oil Field Equipment, 2012, 12(1): 1-6.
- [10] 叶珍霞,叶利民,朱海潮. 密封结构中超弹性接触问题的有限元分析[J]. 海军工程大学学报,2005,17(1):109-112.  
YE Zhenxia, YE Limin, ZHU Haichao. A FEM analysis method of hyper-elastic contact problem for sealing structure [J]. Journal of Naval University of Engineering, 2005, 17(1): 109-112.
- [11] 陈芳芳,田文明,刘巧宾. 聚四氟乙烯表面改性氟橡胶的热空气老化研究[J]. 北华航天工业学院学报,2022,32(1):7-9.  
CHEN Fangfang, TIAN Wenming, LIU Qiaobin. Heat-resisting air aging of fluororubber surface modified by PTFE [J]. Journal of North China Institute of Aerospace Engineering, 2022, 32(1): 7-9.
- [12] 郑依铭,吴海波. 聚四氟乙烯滤料的高温蠕变行为与抗蠕变研究[J]. 毛纺科技,2022,50(1):1-6.  
ZHENG Yiming, WU Haibo. High temperature creep behavior and anti-creep treatment of PTFE filter [J]. WoolTextile Journal, 2022, 50(1): 1-6.
- [13] 裴景克,李文泽,龚鹏剑,等. 温度-应力耦合条件下聚四氟乙烯的压缩蠕变行为与寿命预测[J]. 高分子材料科学与工程,2020,36(8):122-129.  
PEI Jingke, LI Wenzhe, GONG Pengjian, et al. Compression creep behavior and life prediction of polytetrafluoroethylene under temperature-stress coupling condition [J]. Polymer Materials Science & Engineering, 2020, 36(8): 122-129.
- [14] 李朋辉,侯根良,毕松,等. 二硫化钼填充 PTFE 蠕变性能[J]. 工程塑料应用,2019,47(3):116-119.  
LI Penghui, HOU Genliang, BI Song, et al. Creep properties of PTFE filled with MoS<sub>2</sub> [J]. Engineering Plastics Application, 2019, 47(3): 116-119.
- [15] 彭旭东,王玉明,黄兴,等. 密封技术的现状与发展趋势[J]. 液压气动与密封,2009,29(4):4-11.  
PENG Xudong, WANG Yuming, HUANG Xing, et al. State of the art and future development of sealing technology [J]. Hydraulics Pneumatics & Seals, 2009, 29(4): 4-11.

编辑 吴志力

**第一作者简介:**王学正,男,工程师,1985年4月出生,2009年毕业于大庆石油学院应用物理学专业,现从事石油井下工具、实验方法和仪器研发以及现场技术服务等工作。电话:18302272488, Email:471137016@qq.com。通信地址:天津市滨海新区渤海钻探科技园,邮政编码:300450。