

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2023016

引用格式: 毛军, 郭肖, 庞伟. 高温高压气密封测试封隔器研发及现场试验 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(6): 71-76.

MAO Jun, GUO Xiao, PANG Wei. Development and application of HTHP gas seal test packer [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(6): 71-76.

高温高压气密封测试封隔器研发及现场试验

毛 军, 郭 肖, 庞 伟

(中石化石油工程技术研究院有限公司, 北京 102206)

摘 要: 国内测试封隔器的机械性能不稳定、作业失败率较高, 无法满足超深高温高压油气井的测试工作。为此, 采用水力锚与下卡瓦实现双向锚定, “J”形槽结构实现机械式可重复座封、可回收等功能, 设计旁通孔以便在解封时平衡胶筒上下压差、达到保护胶筒效果, 研制了高温高压气密封测试封隔器。该测试封隔器胶筒设计为三胶筒结构, 选用 FKM 材料以提高胶筒性能。采用 API 19TT 标准模拟入井、关井、开井、酸压等全过程复杂工序, 实现 7 次压力反转, 耐温 204 °C、耐压 105 MPa, 试验最大绝对压力 140 MPa, 达到 V1-TP 气密封等级。该测试封隔器在 1 口超深井中进行了现场试验, 坐封位置 7300 m, 一次坐封成功率 100%。该封隔器的成功研制, 打破了国外地层测试封隔器的技术垄断, 有效降低了测试成本, 为国内高端工具的研发提供了借鉴。

关键词: 高温高压; 测试封隔器; 气密封试验; 双向锚定

中图分类号: TE24 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2023)06-0071-06

Development and Application of HTHP Gas Seal Test Packer

MAO Jun, GUO Xiao, PANG Wei

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

Abstract: Test packers in China have unstable mechanical performance and high failure rate during operation, which thus fail to test ultra-deep, high-temperature, and high-pressure (HTHP) oil and gas wells. Therefore, in this paper, a hydraulic anchor and lower slip were adopted to realize bidirectional anchoring, and a J-shaped slot structure was employed to realize the mechanical repeatable setting, recycling, and other functions. The bypass hole was designed to balance the upper and lower pressure difference of the packer element during unsealing, so as to protect the element. As a result, an HTHP gas seal test packer was developed. The packer was designed with three elements, and FKM materials were optimized to improve the performance of the element. In the experiment, the API 19TT standard was adopted to simulate the whole process of complicated processes such as run-in-hole (RIH), shut-in pressure survey, and flowing pressure and acid fracturing measuring during well opening, so as to realize seven pressure reversals, with an experimental temperature of 204 °C and pressure of 105 MPa, as well as maximum absolute pressure of 140 MPa, reaching V1-TP gas seal grade. The packer was tested in one ultra-deep well. The setting position was 7300 m, and the one-time setting success rate was 100%. The successful development breaks the monopoly of formation test packer technologies in other countries, reduces test costs, and provides a reference for developing high-end tools in China.

Key words: HTHP; test packer; gas seal test; bidirectional anchoring

国内超深高温高压油气井主要集中在新疆、四川、南海西部等地^[1-2]。以新疆顺北油田为例, 最大关井压力 102 MPa, 地层温度近 210 °C, 地层压力系

数 1.20~2.24, 测试难度极大^[3-4]。窦益华等学者^[5-7]认为完井测试应关注高温高压高产深井试油问题, 包括管柱力学研究、测试工具选用、动态试油以及

收稿日期: 2022-11-24; 改回日期: 2023-04-25。

作者简介: 毛军 (1974—), 男, 黑龙江大庆人, 1997 年毕业于西北大学电子学与信息系统专业, 2004 年获南京大学计算机应用技术专业工程硕士学位, 高级工程师, 主要从事油田地层测试、试油及生产测井等方面的研究。E-mail: maojun.sripe@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“特深层完井测试与储层改造技术”(编号: P21081-3)、“顺北地区测试关键技术研究”(编号: PE19004-4)联合资助。

完井工艺研究等。王海兵等人^[8]针对柴达木盆地、准噶尔盆地、库车山前等区块开展了高温高压井完井测试研究,形成了“五阀一封”测试工艺。顺北地区完井测试的主要问题是测试封隔器的性能指标不稳定,基于各类封隔器历史应用情况与封隔器成功率的关键因素分析,目前已形成了一套相对完善的完井测试评价体系^[9-11]。国内学者研发了超高温可回收式液压封隔器、小直径高温高压测试封隔器、高温高压裸眼封隔器等^[12-16],并针对不同类型封隔器胶筒开展力学性能研究^[17-19]。

目前,国内普遍采用 APR(Annulus Pressure Response)环空压力控制测试工具进行完井测试。其中,针对超深井完井测试关键工具,主要引进哈里伯顿公司的 RTTS 和 CHAMP 测试封隔器,耐温 204 ℃,耐压 105 MPa。国内测试封隔器性能稳定性较差、作业失败率较高,无法满足超深高温高压油气井的测试工作。为此,笔者开展了相关研究,优化封隔器结构设计及胶筒,进行了高温高压可回

收、可重复坐封的机械式测试封隔器研制工作,并对其可靠性进行了试验评价。

1 测试封隔器设计

1.1 机械结构设计

根据地层测试需要,封隔器设计需配套 APR 测试工具使用,其结构如图 1 所示。该封隔器设计采用水力锚与下卡瓦结构,以实现双向锚定。采用摩擦块设计与“J”形槽结构设计实现机械换位,达到机械式坐封和可回收、重复坐封功能。采用三胶筒结构,实现高温高压封隔储层;采用旁通孔结构设计,实现解封时胶筒上下压力的平衡。

操作该封隔器时,将其下放至坐封位置,上提右旋下放,摩擦块与套管壁接触产生反向摩擦力,带动换向销从“J”形短槽换向至长槽,随后下放,摩擦块产生的摩擦力向下,打开下卡瓦,继续下放管柱,压缩胶筒,进行坐封。解封时,直接上提管柱,带动心轴解封。



图 1 高温高压测试封隔器结构

Fig.1 HPHT test packer structure

1.2 功能设计

1.2.1 坐封解封结构设计

为保证适用于现场及与 APR 测试工具配套使用,封隔器设计思路采用机械式操作,其坐封、解封机构采用应用相对比较成熟的“J”形槽换位机构,其结构如图 2 所示。在下钻过程中,限位销在 A 点位置,当下至坐封位置时,上提工具,限位销至 B 点位置,此时加压旋转,限位销换向至 C 点,下放加坐封压力,限位销至 D 点,封隔器坐封。解封时,上提管柱即可。该结构设计可以避免起下钻时封隔器提前坐封。

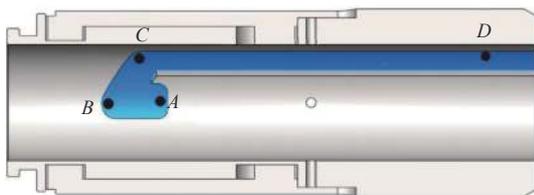


图 2 “J”形槽换位机构结构

Fig.2 J-shaped slot structure

1.2.2 锚定结构设计

封隔器需要满足双向锚定要求,为方便现场操

作,进行结构设计时借鉴了 RTTS 封隔器双向锚定结构,即采用了水力锚防上窜结构和条形镶齿卡瓦防下窜结构。

封隔器上端水力锚采用圆形镶齿卡瓦锚定,防止封隔器上窜。坐封后,井下压力上升,压力传递至水力锚,水力锚张开,锚定在套管内壁上,其结构如图 3 所示。因封隔器承压指标较高,相较 RTTS 封隔器 3 组 6 个圆形镶齿卡瓦,设计采用 6 组 12 个圆形镶齿卡瓦,保证具有足够锚定力。通过理论计算,当胶筒下部额定压差为 105 MPa 时,封隔器水力

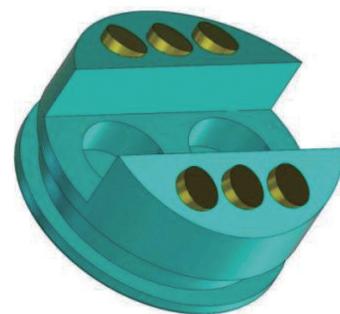


图 3 水力锚镶齿卡瓦结构设计

Fig.3 Design of hydraulic anchor slip

锚卡瓦所承受轴向力最大为 2 050 kN; 针对 P110 套管, 6 组水力锚卡瓦的坐挂力为 3 000 kN, 满足最大额定压差防上窜要求。

封隔器下端采用条形镶齿卡瓦锚定, 防止封隔器下窜, 其结构如图 4 所示。采用机械坐封和管柱加载荷坐封, 该锚定力需承受坐封力、管柱的重力及上部额定压力。下端所承受锚定力来自条形镶齿卡瓦, 设计采用 6 个条形镶齿卡瓦。根据理论计算结果, 胶筒上部压差达到额定压力 105 MPa 时, 卡瓦所承受轴向力为 2 005 kN, 通过试验验证, 机械卡瓦坐挂力可达 5 000 kN, 满足现场在额定压差下坐挂的需求。

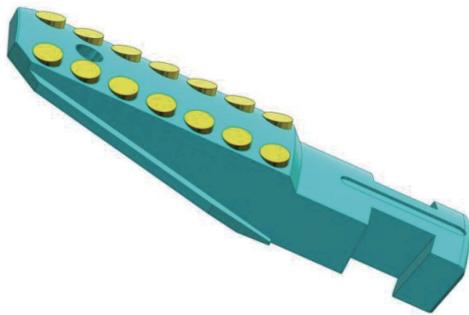


图 4 条形镶齿卡瓦结构设计

Fig.4 Structural design of strip slip

1.2.3 弹簧机械结构设计

为保证水力锚瓦能有效收回, 提高水力锚回收力, 将水力锚弹簧设计为双压簧结构, 如图 5 所示。

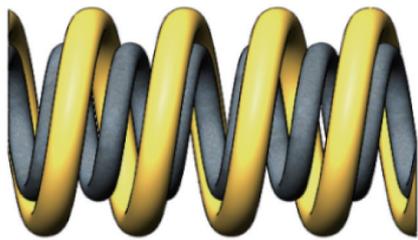


图 5 双压簧结构

Fig.5 Composite compression spring structure

为确定高温条件下弹簧的可靠性, 进行了高温下的变形性能试验。抽检不同规格弹簧, 在 210 °C 高温时, 压缩工具设计高度至 13.2 mm, 维持 24 h, 检查试验后弹簧, 验证结果见表 1, 在高温下弹簧自由高度满足 8.00 mm±0.85 mm, 试验后形变不大于 1.00 mm, 满足高温下弹簧弹性性能要求。

1.3 高温高压胶筒设计

胶筒采用三胶筒结构设计, 如图 6 所示。中胶筒起密封作用, 两端胶筒采用金属丝网和箍簧硫化橡胶结构, 为两端胶筒承压并提供肩部保护; 金属丝

表 1 螺旋压缩弹簧样件试验数据

Table 1 Test data of spiral compression spring sample

弹簧型号	编号	试验前高度/mm	压缩后高度/mm	温度/°C	试验后高度/mm	高度变化/mm
1号 (抽检5)	1	28.57			28.44	0.13
	2	28.70			28.52	0.18
	3	28.18	13.2	210	27.61	0.57
	4	28.04			27.62	0.42
	5	28.07			27.42	0.65
2号 (抽检5)	1	28.15			28.05	0.10
	2	28.56			28.42	0.14
	3	28.22	13.2	210	28.17	0.05
	4	28.32			28.23	0.09
	5	28.44			28.35	0.09

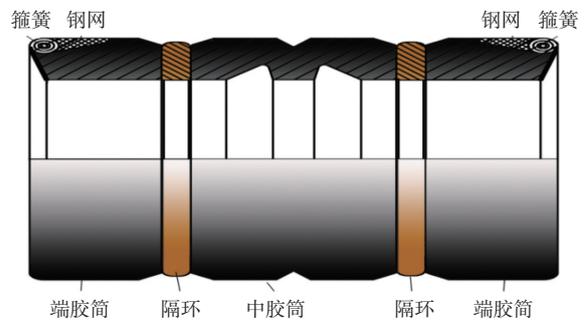


图 6 高温高压测试封隔器胶筒的结构设计

Fig.6 Structural design of HTHP test packer rubber element

网在高温胶筒中的主要作用为支撑并防止橡胶挤出效应; 箍簧主要提供回收力, 保证胶筒可回收; 金属隔环主要支撑并隔离 2 个胶筒。

胶筒主要采用纤维增强型 FKM 氟橡胶, 该材料的机械性能见表 2。在 204 °C 高温下, 采用 IRM903 试验油浸泡 24 h 后端胶筒体积变化率为 3%, 张力

表 2 胶筒材料性能参数

Table 2 Performance parameters of rubber element materials

参数	外界条件	材料	
		端胶筒	中胶筒
硬度/IRHD	室温	90~95	80~85
抗拉强度/MPa		21.8	31.1
断裂伸长率, %		48	224
撕裂强度/(N·mm ⁻¹)		52	31
体积变化率, %	204 °C 下, 采用 IRM903 高温试验油浸泡 24 h	3	2
张力变化率, %		-7	-12
延伸变化率, %		8	-5

变化率为-7%，延伸变化率为8%，中胶筒体积变化率为2%，张力变化率为-12%，延伸变化率为-5%，其变化皆在可控范围内，可回收并重复使用。

2 高温高压测试封隔器室内试验

为保证测试封隔器达到设计要求，需依据相关标准开展室内试验，对指标性能进行验证。

2.1 标准选用及试验原理

虽然在室内试验中可通过指标验证测试封隔器的性能，但在现场测试时，多次发生测试封隔器性能不可靠、指标不达标等现象。分析认为，国内测试封隔器室内试验采用的标准过程过于简单，而地层测试工况复杂，胶筒反复受力，频繁变化导致胶筒疲劳而致性能降低，错误选用标准无法完全体现工具的性能。

国内封隔器通常采用 API 11D1^[20]。该标准要求高于最高额定温度和高于最大压差条件下，实现2次压力反转和至少1次的温度循环，保压时间不少于15 min。按该标准检测，要求受力变化相对简单，时间较短，适用于高温高压普适性较好的完井封隔器，但不适用于受力变化复杂的测试封隔器。国外针对测试工具，通常采用测试的专业标准 API 19TT^[21]，该标准适用于井下测试工具（包括测试阀、循环阀、测试封隔器等所有测试配套工具）。其中，测试封隔器除针对封隔器的额定指标以外，更注重测试过程中复杂工况下封隔器性能的评价。相对 API 11D1，该标准更注重模拟施工中各种工况下、工具在频繁改变受力状态下性能指标的可靠性。

为保证测试封隔器的性能和指标的可靠性，选用 API 19TT 标准进行试验，试验原理如图7所示。其中心腔压力对应胶筒下部压力，用该压力变化模拟油压和地层压力变化；上腔加压对应胶筒上部压力，用其变化模拟套压的变化；下腔打压对应围压，该压力用于平衡测试套管压力，保证试验套管承压可达到试验中最高压力140 MPa的要求。

2.2 V2-TP 级等级测试

按照 API 19TT 的要求，在额定温度下、液体环境中模拟现场测试全过程，包括测试封隔器的入井测试、额定压差测试、开井承压测试、关井承压测试、酸化启泵承压测试、模拟酸化承压测试、开井承压测试、关井承压测试和额定压差测试等。通过承压测试，模拟施工开井诱喷、酸化前关井、酸化过程、酸化后放喷期间温压变化等；通过额定压差测

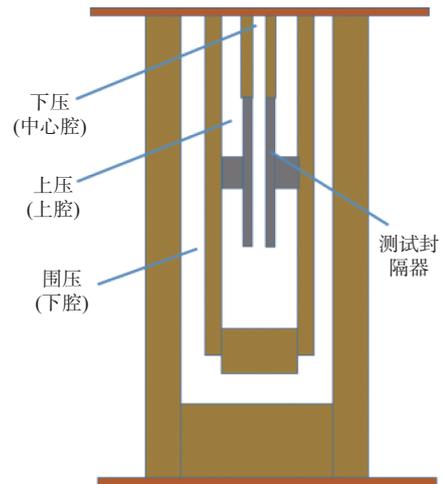


图7 封隔器的性能和指标测试试验原理

Fig.7 Packer performance and index test principle

试，确认测试封隔器在反复承压受力疲劳后其性能指标的稳定性及可靠性；通过温度循环测试，确认测试封隔器在温度降低后其压力指标性能的可靠性；最终确认测试封隔器反复受力疲劳后的性能与指标的稳定性。首先模拟入井过程，坐封后保持高温204℃，最大绝对压力140 MPa，胶筒承压差105 MPa，交替压差变换反复2次，实现4次压力反转，每次保压30 min，验证测试封隔器额定温压性能指标。整机试验曲线如图8所示。

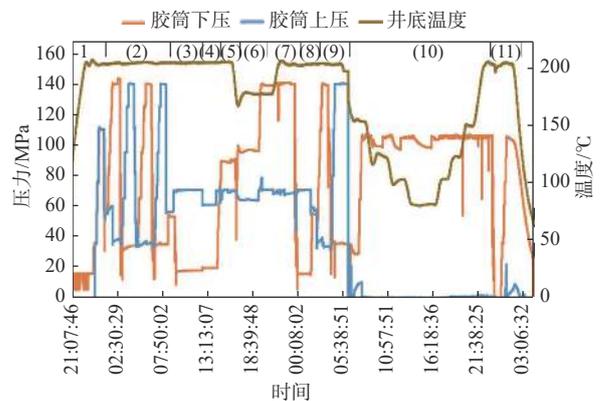


图8 V2-TP 级整机试验压力曲线

Fig.8 HTHP packer pressure curve of V2-TP grade

模拟现场测试结果表明，最大绝对压力140 MPa，最大压差105 MPa，最大温度循环由204℃至80℃经过7次压力反转和2次温度循环，模拟历时58 h。依据标准，在高温204℃、高压105 MPa条件下，达到了V2-TP等级，验证了工具指标和性能的稳定性。

2.3 V1-TP 级等级测试

依据 API 19TT 的要求，测试封隔器需在满足

V2-TP 级标准的条件下, 进行气密封测试, 在保持额定压差和温度下, 泄漏量(在计量 15 min 内收集气体)少于 20 cm^3 。

试验曲线如图 9 所示, 试验井筒在充满氮气情况下, 升温 $204 \text{ }^\circ\text{C}$ 后胶筒上压先后加压 70 MPa 和 105 MPa , 胶筒下压泄压至 0 MPa , 保持额定压差 105 MPa , 保压 2 h, 连接气泡接收装置, 保压采集气体 15 min, 采集过程中无气泡冒出。在高温 $204 \text{ }^\circ\text{C}$ 、高压 105 MPa 条件下, 测试封隔器达到了 V1-TP 等级, 气密封效果良好。

3 现场试验

研发的高温高压气密封测试封隔器在国内某超深井进行了现场试验。该井采用四开裸眼完井, 斜深 $8\,701 \text{ m}$, 垂深 $7\,975 \text{ m}$ 。预测地层温度 $168.5 \text{ }^\circ\text{C}$, 地层压力 105.26 MPa , 地层压力系数 1.35。测试封隔器坐封深度为 $7\,300 \text{ m}$, 坐封力 215.6 kN , 一次坐封成功率 100%。

测试封隔器在井下工作 39 d, 经过替液、试压、

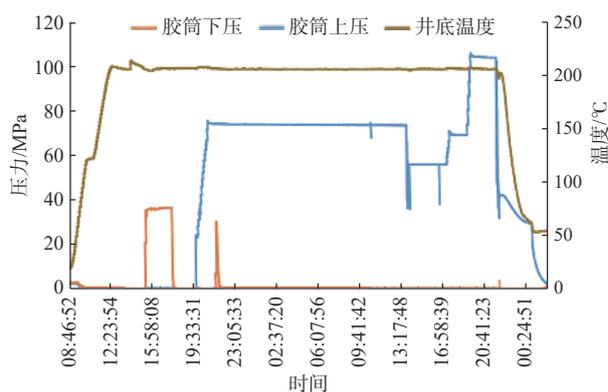


图 9 V1-TP 级整机试验压力曲线

Fig.9 HTHP packer pressure curve of V1-TP grade

地层破裂压力测试、酸压、自然放喷、气举放喷、静压测试等多种复杂工序, 胶筒承压正反交替变化, 其中酸压时最大油压达 120 MPa , 最大排量 $10.5 \text{ m}^3/\text{min}$, 油套最大压差达 92 MPa 。

测试封隔器起出后无异常, 胶筒无损坏, 拆卸后, 胶筒试验前后对比数据见表 3。其中上胶筒外径变化最大, 比试验前增大 4.5 mm , 该井的成功应用验证了测试封隔器性能指标的稳定性与可靠性。

表 3 胶筒现场试验前后参数对比

Table 3 Comparison of parameters before and after field test of rubber element

胶筒	外径/mm			内径/mm			高度/mm		
	试验前	试验后	变化量	试验前	试验后	变化量	试验前	试验后	变化量
上胶筒	160.5	165.0	4.5	105.5	107.3	1.8	44.5	42.7	-1.8
中胶筒	160.5	162.4	1.9	105.0	106.0	1.0	70.0	67.5	-2.5
下胶筒	160.5	164.6	4.1	105.5	106.4	0.9	44.5	43.4	-1.1

4 结论与建议

1) 高温高压气密封测试封隔器具有双向锚定、带旁通孔、可重复坐封、可回收等功能, 可以配套 APR 测试工具或作为完井封隔器使用。

2) 该测试封隔器在 $204 \text{ }^\circ\text{C}$ 高温、 105 MPa 高压条件下达到了 V1-TP 级气密封等级, 气密封效果显著提升, 为国内温高压超深井的勘探开发提供了技术保障。

3) 高温高压气密封测试封隔器针对特定尺寸套管研制, 考虑国内超深井井身结构多样性, 还需开展系列研究, 其中高指标高性能胶筒国产化亟待攻关。同时, 针对使用目的不同的封隔器, 建议采用相应标准进行室内试验, 充分保证工具性能指标的可靠性。

参 考 文 献

References

- [1] 邓波, 陆正元, 刘奇林, 等. 双鱼山超深高温高压气藏偏差因子计算方法及早期储量预测 [J]. 特种油气藏, 2022, 29(1): 73-79.
DENG Bo, LU Zhengyuan, LIU Qilin, et al. Calculation method of deviation factor and early reserve prediction of Shuangyushi ultra-deep gas reservoirs with high temperature and pressure [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(1): 73-79.
- [2] 王克林, 刘洪涛, 何文, 等. 库车山前高温高压气井完井封隔器失效控制措施 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(2): 61-66.
WANG Kelin, LIU Hongtao, HE Wen, et al. Failure control of completion packer in the high temperature and high pressure gas well of Kuqa piedmont structure [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(2): 61-66.
- [3] 王耀稼, 王再兴, 沈黎阳, 等. 国内深井超深井钻井技术现状及发展趋势 [J]. 石化技术, 2016, 23(2): 52.
WANG Yaojia, WANG Zaixing, SHEN Liyang, et al. Domestic

- deep and ultra-deep drilling technology status and development trend[J]. *Petrochemical Industry Technology*, 2016, 23(2): 52.
- [4] 张立新, 沈泽俊, 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 homemade packers[J]. *China Petroleum Machinery*, 2007, 35(8): 58-60.
- [5] 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.
- [6] 刘洪涛, 黎丽丽, 吴军, 等. 库车山前高温高压气井测试管柱优化配置与应用[J]. *钻采工艺*, 2016, 39(5): 42-45.
LIU Hongtao, LI Lili, WU Jun, et al. Optimum configuration and application of well testing string for ultra-deep HTHP gas wells in Kuqa, Tarim[J]. *Drilling & Production Technology*, 2016, 39(5): 42-45.
- [7] 李维, 郑有成, 常洪渠, 等. 新型压缩式耐高温管外封隔器高温力学性能分析[J]. *钻采工艺*, 2011, 34(6): 63-64.
LI Wei, ZHENG Youcheng, CHANG Hongqu, et al. High temperature mechanics analysis on modern compression thermal external casing packer[J]. *Drilling & Production Technology*, 2011, 34(6): 63-64.
- [8] 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.
- [9] 崔龙兵, 樊凌云, 邹伟, 等. 顺北油田超深井可回收式套管封隔器失效因素分析及改进对策[J]. *油气井测试*, 2022, 31(1): 22-26.
CUI Longbing, FAN Lingyun, ZOU Wei, et al. Failure factor analysis and improvement countermeasures of recyclable casing packer in ultra-deep wells in Shunbei Oilfield[J]. *Well Testing*, 2022, 31(1): 22-26.
- [10] 刘红磊, 陈作, 周林波, 等. 套管封隔器分段压裂管柱遇卡原因分析及解决方案[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(2): 102-106.
LIU Honglei, CHEN Zuo, ZHOU Linbo, et al. The analysis and solution of sticking in a staged horizontal well fracturing with a casing packer[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(2): 102-106.
- [11] 陈宗琦, 刘湘华, 白彬珍, 等. 顺北油气田特深井钻井完井技术发展与发展思考[J]. *石油钻探技术*, 2022, 50(4): 1-10.
CHEN Zongqi, LIU Xianghua, BAI Binzhen, et al. Technical progress and development consideration of drilling and completion engineering for ultra-deep wells in the Shunbei Oil & Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(4): 1-10.
- [12] 黄世财, 单锋, 冯辉, 等. 超高温可回收式液压封隔器的研制和推广应用[J]. *钻采工艺*, 2016, 39(1): 86-88.
HUANG Shicai, SHAN Feng, FENG Hui, et al. Development and application of domestic ultra-high temperature hydraulic retrievable packer[J]. *Drilling & Production Technology*, 2016, 39(1): 86-88.
- [13] 庞振力, 刘孝强, 季鹏, 等. 139.7 mm 套管高温高压测试封隔器研制[J]. *油气井测试*, 2021, 30(6): 22-27.
PANG Zhenli, LIU Xiaoqiang, JI Peng, et al. Development of high temperature and high pressure testing packer for casing with diameter of 139.7 mm[J]. *Well Testing*, 2021, 30(6): 22-27.
- [14] 刘阳. 高温深层碳酸盐岩裸眼酸压完井封隔器研制与现场试验[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(6): 76-81.
LIU Yang. The development and field testing of a high-temperature deep-layer open hole packer for acid fracturing completion in deep carbonate reservoirs[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(6): 76-81.
- [15] 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 HTHP open hole packer in Tahe Oilfield[J]. *Drilling & Production Technology*, 2012, 35(5): 77-79.
- [16] 梁文龙, 薛占峰, 马兰荣. 可解挂双向锚定悬挂封隔器关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(4): 59-63.
LIANG Wenlong, XUE Zhanfeng, MA Lanrong. Key technologies for a detachable bi-directional anchoring suspension packer[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(4): 59-63.
- [17] 段风海, 李振, 侯承勋, 等. 耐高温高压封隔器胶筒性能研究[J]. *石油矿场机械*, 2020, 49(2): 66-70.
DUAN Fenghai, LI Zhen, HOU Chengxun, et al. Study on the properties of high temperature and high pressure packer cartridge[J]. *Oil Field Equipment*, 2020, 49(2): 66-70.
- [18] 万小勇, 李林涛, 黄传艳, 等. 可取式液压封隔器耐高温胶筒优选与试验研究[J]. *石油机械*, 2018, 46(12): 88-93.
WAN Xiaoyong, LI Lintao, HUANG Chuanyan, et al. Selection and experimental study of high temperature rubber for retrievable hydraulic packer[J]. *China Petroleum Machinery*, 2018, 46(12): 88-93.
- [19] 张劲, 李伟, 张士诚. 封隔器超弹性胶筒力学性能的试验研究[J]. *机械工程学报*, 2011, 47(8): 71-76.
ZHANG Jin, LI Wei, ZHANG Shicheng. Experimental study on mechanics properties of rubber for packer sleeve[J]. *Journal of Mechanical Engineering*, 2011, 47(8): 71-76.
- [20] API. Downhole equipment packers and bridge: API 11D1 - 2002[S]. Washington, D. C.: American Petroleum Institute, 2002.
- [21] API. Specification for downhole well test tools and related equipment: API SPEC 19TT: 2016[S]. Washington, D. C.: American Petroleum Institute, 2016.