

APR 测试工具在高温及高压差作业条件下的改进与应用

程青松, 周进, 胡开银, 吴镇江, 高颂

中国石油塔里木油田公司 新疆库尔勒 841000

通讯作者: Email: 1011906222@qq.com

项目支持: 中国石油天然气股份有限公司重大专项“塔里木盆地大油气田增储上产关键技术研究与应用”(2018E-1809)

引用: 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.

Cite: 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.

摘要 在塔里木油田测试作业中, 出现诸如封隔器胶筒高温碳化失封、“O”密封圈气爆破损渗漏、高压差失封等问题, 无法安全优质地完成超深超高压高温气井的测试需要。为提升井下测试工具耐温耐压性能, 基于塔里木油田“十三五”以来超深高温高压井 APR 测试实践, 总结分析了常规高温高压井测试 APR 测试工具存在的问题, 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, 将 APR 测试工具的耐温耐压差性能由 70 MPa/177 ℃ 提升至 105 MPa/204 ℃。经室内高温高压评价实验, 封隔器设计等级、耐温耐压等关键指标满足设计要求。现场 DB× 井使用改进型 193.675 mm CHAMP-IV 封隔器、MJ× 井使用改进型 127 mm RTTS 封隔器, 作业期间井下工具工作正常, 测试均取得成功, 起出检查测试工具完好。改进的 APR 测试工具为超深高温高压井高质量勘探开发打下了坚实的基础。

关键词 超深高温高压井; APR 测试工具; 封隔器胶筒; 水力锚; 材质优选; 耐温耐压; 评价实验; 现场应用

中图分类号: TE353 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.02.003

Improvement and application of APR testing tool under high temperature and high pressure differential conditions

CHENG Qingsong, ZHOU Jin, HU Kaiyin, WU Zhenjiang, GAO Song

PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China

Abstract: In the Tarim Oilfield, some problems such as carbonization-induced failure of rubber packer, gas explosion and leakage of O-ring, and failed sealing due to high pressure differential occur in the testing, making safe and effective operations impossible in ultra-deep, ultra-high pressure and high temperature gas wells. In order to improve the temperature and pressure resistance of downhole testing tools, based on the practical APR testing of ultra-deep, high temperature and high pressure wells in the Tarim Oilfield during the Thirteenth Five-Year Plan period, this paper summarizes and analyzes the problems existing in conventional APR testing tools for high temperature and high pressure wells. By improving the temperature resistance level of sealing part materials, optimizing the sealing combination form, and upgrading the structure of the rubber packer, the temperature and pressure differential resistance performance of APR testing tools have been improved from 70 MPa/177 ℃ to 105 MPa/204 ℃. Laboratory high-temperature and high-pressure evaluation experiments confirm that the key indicators such as the designed level, temperature resistance and pressure resistance of the packer meet the design requirements. Field applications of the improved 193.675 mm CHAMP-IV packer and 127 mm RTTS packer in Wells DB× and MJ× respectively showed that the downhole testing tools worked normally during the operations, the retrieved testing tools were intact, and all the tests were successful. The improved APR testing tools have laid a solid foundation for high-quality exploration and development of ultra-deep, high temperature and high pressure wells.

Keywords: ultra-deep, high temperature and high pressure well; APR testing tool; rubber packer; hydraulic anchor; material optimization; temperature and pressure resistance; evaluation experiment; field application

塔里木超深层油气藏具有埋藏深(最大井深 8 882 m)、压力高(最高地层压力 136 MPa)、温度高(最高地层温度 189.6 ℃)等特征, 给地层测试作业带来了极大的风险和挑战^[1-3]。为安全优质的完成

超深超高压高温气井的测试工作,塔里木油田在“十二五”期间引进了哈里伯顿公司加强型 RD 阀、RDS 阀及 RTTS 封隔器,探索形成了耐压 70 MPa、耐温 177 ℃ 的 APR 地层测试工艺技术,有效解决了克深 2 等区块的勘探开发任务。但随着油气勘探向 7 500 m 超深层推进,部分井地层温度超过 177 ℃,原有的测试工具表现出诸多不适应,给超深高温高压井的测试带来了较大的安全风险和直接经济损失^[4]。

国内外学者围绕超深超高压高温气井测试展开了大量的研究。韩成等^[5]采用 RD 旁通试压阀、选择性测试阀、高密度测试液等技术,研究出超高温高压气井测试技术。刘洪涛等^[6]采用优化管柱结构、优选井下工具、优化配套工艺等方法,建立了一套适用于不同井况的测试管柱体系。王宇等^[7]基于密尔顿原理推导出测试管柱横向振动方程与失稳临界速度计算方程。黄熠等^[8]研发了一套适用于海上高效勘探开发的超高温高压气井裸眼完井测试关键技术,在南海超高温高压气井 DF13-Y-Y 井中进行了现场应用,并取得了圆满成功。杨向同等^[9]针对完井作业中管柱的塑性变形问题,采用三维有限元分析方法,对管柱的变形和轴向应力分布进行了数值计算。龚浩等^[10]针对川西地区超深高温高压气井完井试油过程中存在的问题,研究形成了深井超深井 APR 测试工艺技术、试油完井一体化技术。陈光智等^[11]结合现场实践形成了适合于双探 1 井的一套测试工艺技术,实现了射孔、酸化、测试一体化的作业目标。尹慧博等^[12]针对尾管顶部封隔器在高温高压高酸性油气井环境中易腐蚀失效的问题,采用浸泡试验、应力腐蚀试验和电化学测试等方法优选封隔器各部件材料。阚长宾等^[13]为消除深水测试时附加应力对井筒完整性造成的损害,设计了一种深水油气井生产测试的圈闭压力控制技术。刘生国等^[14]针对 APR 测试工具存在的不足,在元坝海相“四高气井”APR 完井测试实践基础上,对测试工具、测试管柱、测试工艺、钻井液性能及堵漏材料配方进行了优化,解决了“四高”特点带来的系列技术难题。

综上所述,学者对超深超高压高温气井测试工具及配套技术展开了大量的研究,但却甚少针对测试工具密封机构耐温耐压差性能展开研究。为提升 APR 测试工具耐温耐压差性能,塔里木油田通过优选密封部件材质,改进和升级密封结构等措施,形成了耐压 105 MPa、耐温 204 ℃ 的改进型 APR 测

试工具,有力支撑了塔里木油田超深高温高压井勘探开发工作。

1 APR 测试工具现状

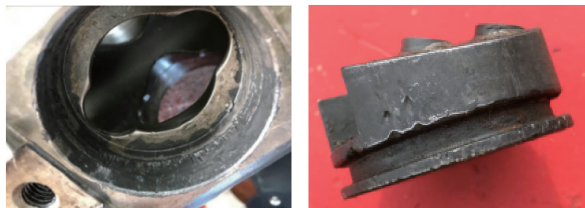
随着塔里木油田深层开采技术持续发展,深井以及超深井带来的高温高压问题对井下工具机械性能提出了更高要求。其中橡胶零件长时间处于高温高压条件下容易发生大分子链断裂、异构化和小分子链缩合等反应,使得橡胶硬度升高、拉断伸长率以及抗撕裂强度大幅降低,导致诸如封隔器胶筒高温碳化失封、“O”密封圈气爆破损渗漏、高压差失封等问题。如克深×井,测试井深 7 665 m,地层温度 185.91 ℃,在开井测试完压井过程中发现油套窜漏,起钻检查发现 139.7 mm RTTS 封隔器水力锚密封圈气爆破损,锚爪刺漏。克深×井,测试井深 7 651 m,井底温度 184.46 ℃,作业结束起出测试工具检查发现 139.7 mm RTTS 封隔器胶筒严重碳化,无法回缩。MJ4 井,测试深度 7 001 m,井底温度 187 ℃,139.7 mm RTTS 封隔器在测试压裂过程中失封。部分测试后起出的 APR 工具实物见图 1。



a. HNBR 胶筒碳化碎裂



b. 克深×井出井工具密封圈没有凸起、碳化变脆



c. 克深×井水力锚本体、锚爪有明显刺伤

图 1 部分 APR 工具测试后现状图

Fig. 1 Status diagram of some APR tools after testing

总结分析原因主要为原进口哈里伯顿加强型 APR 测试工具耐温、耐压性能已无法满足井温超过 177 ℃、工作压差大于 70 MPa 的井况,具体表现在以下几个方面:① RTTS 封隔器胶筒在高于 177 ℃井况条件下碳化失封;②“O”密封圈在高于 177 ℃温度下会发生气爆和脆裂导致失封;③水力锚锚爪单“O”密封结构不稳定极易发生破损并导致刺漏。

2 耐高温高压测试工具改进

高温高压井测试井下工具在井筒内工作,面临长时间高温、高压的恶劣作业环境,同时还要具备可回收的技术要求。测试工具主要技术指标为耐压值和耐温值,耐绝对压力主要靠金属材料来实现。而耐工作压差,主要由工具的机械结构及橡胶密封件的性能决定。

工具机械结构方面取决于本体的材质与结构设计参数,在限定的结构设计条件下,为提升工具

的耐压差性能,需要优选高温下承压强度更高的镍基合金材质;经计算,镍基合金材质在尺寸不变的条件下,高温条件下工具的抗压差能力可提升 30% 以上。

橡胶密封件的性能一方面取决于橡胶密封件材质本身的耐温、耐腐蚀、弹性等物理化学性质,另一方面取决于密封件的组合形式和结构。测试工具密封件主要分为“O”圈和封隔器胶筒,“O”圈主要用于测试工具不同零部件之间的密封,胶筒是封隔器封隔油套的核心部件^[15]。从耐高温和耐腐蚀性上来讲,丁腈橡胶<氢化丁腈橡胶<氟橡胶,因此高温环境优选氟橡胶;另一方面橡胶的强度,氢化丁腈橡胶>丁腈橡胶>氟橡胶,因此在温度、腐蚀环境适应的情况下,首选氢化丁腈橡胶,使用相同结构的胶筒有更高的耐用性。基于以上分析,结合川渝、塔里木等高温高压深井的橡胶密封件使用经验及哈里伯顿公司推荐作法,给出了井下测试工具密封件材料的使用参考表(见表 1)。

表 1 井下不同工作环境下的橡胶密封件材料推荐表

Table 1 Recommended table of rubber seal materials for different working conditions in downhole

项目	丁腈橡胶 NBR (Nitrile)	氢化丁腈橡胶 HNBR (H-Nitrile)	氟橡胶 FKM (Viton)	四丙氟橡胶 FEPM(Aflas)	全氟醚橡胶 FFKM(chemraz)
最小工作温度/℃	-40	-25	-23	38	4.4
最大工作温度/℃(≤24 h)	177	204	260	260	232
最大工作温度/℃(≤5 d)	150	177	204	204	232
最大工作温度/℃(>5 d)	120	150	163	204	232
H ₂ S	×	√	√	√	√
pH>9	×	×	×	√	√
HCl+HF 酸	×	√	√	√	√
强酸(HCl>15%)	×	√	√	√	√

注:“×”:代表不推荐使用,“√”代表推荐使用

2.1 抗高温抗气爆密封圈筛选及升级

2016 年,克深×井成功测试,但管柱起出后发现 RD 阀芯轴密封圈发生了多处鼓泡。通过室内评价分析,该井使用的 Chemraz555 密封圈(耐温 12 ℃~316 ℃)硬度低、不抗气爆,系统突然减压发生了鼓泡,是测试阀泄漏的安全隐患,也是首次认识到高压气井橡胶密封件抗气爆性能的重要性。

通过室内评价和入井试用,重新优选密封圈,并增加“抗气爆性”作为高压气井测试密封圈选择标准,优选出了抗内爆的 526 系列的 Chemrraz 高温密封圈(耐温-20 ℃~250 ℃),提升小井眼高压气井测试工具本质安全,成功完成了 MJ×、中古××等高温井的测试作业。

2.2 胶筒的材质优选及改进

研发高性能单 Aflas 材质胶筒替换原双 HNBR 和 NBR 胶筒,胶筒换成金属网护肩的 MESH 结构,保证密封稳定性。升级 127 mm、139.7 mm、193.675 mm 测试封隔器胶筒材质,长期耐温性能由 177 ℃提升至 204 ℃,承压等级达到 105 MPa,填补了油田高温测试封隔器的技术空白。

2.3 水力锚的整体改进

一方面,增加水力锚咬合套管能力,提高水力锚承受正向压差性能。首先水力锚圆形镶齿采用钨钢基质,强度增加,避免咬合损伤导致的咬合力不足问题。其次水力锚圆形镶齿数量由 6 个增加到 12 个,增加了封隔器在负压存在时封隔器的防上窜能力;封隔器的承力面积未改变,承压由 70 MPa 提

高至 105 MPa,上顶力增大至 1.5 倍,而圆形镶齿数量增加至 2 倍,则圆形镶齿的防上窜安全系数增大。

另一方面,水力锚锚齿密封件由单一密封圈更换为“支撑密封+密封圈”组合形式,提高了压差承受能力和防刺漏性能(见图 2)。



图 2 改进前后密封圈结构对比图

Fig. 2 O-ring structure before and after improvement

单“O”型圈密封直接与金属槽侧边挤压贴合,

金属密封面之间的间隙较大其配合公差为 0.13 ~ 0.18 mm,“O”型圈在较大的压力作用下容易在间隙位置被挤压出飞边而损坏,影响密封性能。即单“O”型圈在承受较高压差时,其密封失效的风险相对较大。在“O”型圈一侧增加支撑密封,支撑密封与金属密封面的配合间隙小,且支撑密封材料自身的弹性变形量较大,当压力作用在“O”型圈并挤压支撑密封时,支撑密封会出现弹性变形,使得其与金属件密封面贴合的更紧,趋近于零间隙,“O”型圈没有流动的空间,从而可最大程度保护“O”型圈不被损坏,保证“O”型圈的密封性能。

以 127 mm RTTS 封隔器为例,改进前后封隔器技术参数对比见表 2。

表 2 127 mm RTTS 改进前后技术参数

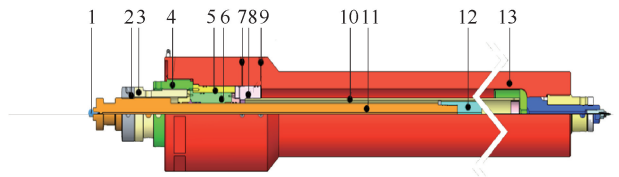
Table 2 The technical parameters of 127 mm APR before and after improvement

	芯轴		胶筒结构		耐温/℃	水力锚	密封圈	耐压/MPa
	内径/mm	抗拉强度/KN	材质	结构		支撑环	VITON 氟橡胶	
原装	45	450	NBR	双胶筒	177	无	600	70
改进后	45	734	AFLAS	单胶筒,两侧支撑	204	整体更换	CHEMRAZ	105

3 室内高温高压评价实验

为验证封隔器性能指标及稳定性是否达到设计要求,基于国际标准 API 11D1 开展 127 mm、139.7 mm 改进型 RTTS 封隔器和 177.8 mm、193.675 mm 改进型 CHAMP-IV 封隔器四种规格测试封隔器性能测试实验。在高温高压检测中心进行了设计等级、耐温耐压等关键指标确认测试,试验评价结果表明,封隔器性能指标达到 105 MPa/204 ℃,解封正常,满足设计要求。

以 139.7 mm 改进型 RTTS 封隔器室内评价为例,模拟封隔器在高温高压环境下各种作业工况的测试流程及工装(见图 3、图 4),重点测试封隔器在 210 ℃ 高温条件下封隔器正反向压差能力和水力锚动密封稳定性。



- 1-中心腔进压孔;2-锁紧螺母;3-锁紧螺母;4-外螺纹压环;
- 5-衬管压环;6-动密封组件;7-上压腔进压孔;8-套管头;
- 9-下压腔进压孔;10-试验衬管;11-动密封杆;
- 12-转接头;13-试验井筒

图 4 试验工装示意图

Fig. 4 Schematic diagram of test tooling

其压力循环过程为:(1)加压至 105 MPa 正压差稳压 30 min,观察测试压降是否小于最大压差 1%;(2)再次加压至 105 MPa 负压差稳压 30 min,观察测试压降是否小于最大压差 1%。压力变换总共循环三次。

4 现场应用

自 2017 年至今,改进型 193.675 mm CHAMP-IV 在塔里木油田已使用 5 井次,改进型 139.7 mm CHAMP-IV 封隔器已使用 1 井次,改进型 127 mm RTTS 封隔器已使用 1 井次,均取得成功,为类似“三超”井 APR 测试积累了大量的基础数据和宝贵的作业经验。

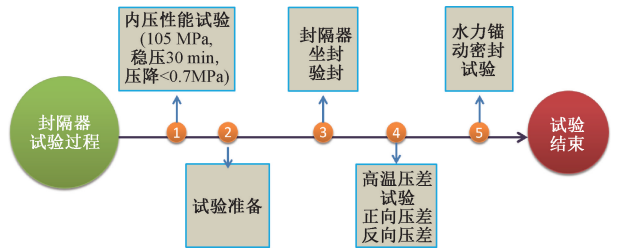


图 3 封隔器高温高压实验流程图

Fig. 3 Process of high-temperature and high-pressure experiment for packer

4.1 改进型 193.675 mm CHAMP-IV 封隔器现场应用

DB×井完钻井深 8265 m, 168.3 mm 裸眼完井, 测试井段 8 022.0~8 143.35 m, APR 测试管柱结构(自下而上):管鞋+电压托筒 2 支+打孔筛管 2 根+变扣+改进型 193.675 mm CHAMP 封隔器+变扣+98 mm 加强型 E 型阀+98 mm 加强型 RD 阀+98 mm 加强型 RDS 阀+98 mm 加强型 RDS 阀+变扣+88.9 mm 油管 145 根+88.9 mm 伸缩管 3 根+(88.9 mm + 114.3 mm) 油管至井口,经裸眼中途测试,获得高产工业气流,实测地层温度 163.5 ℃、地层压力 128.2 MPa,封隔器承受最大负压差 34 MPa,创造了库车山前试油封隔器封位 7 906.80 m 最深作业纪录。

4.2 改进型 127 mm RTTS 封隔器现场应用

MJ×井完钻井深 7 738.6 m, 127 mm × 9.5 mm 尾管完井,测试井段 6 937.5~7 001 m, APR 测试管柱结构(自下而上):管鞋+电压拖筒 1 支+筛管 1 根+73 mm 油管 7 根+电压托筒 1 支+筛管接球器+73 mm 油管 1 根+改进型 127 mm RTTS 封隔器+加强型 E 型阀+液压循环阀+加强型 RD 循环阀+加强型 RD 安全循环阀+加强型 RD 安全循环阀+73×7.01 mm BGT2 油管 67 根+88.9×7.34 mm BGT2 油管 60 根+127 mm 伸缩管 2 根+(88.9 mm + 114.3 mm) 油管至井口,封位 7 609.26 m, 实测地层温度 187 ℃、地层压力 136.3 MPa, 酸压施工过程中泵压 120.2 MPa, 套压 55.6 MPa, 封隔器最高承受正向压差 53.4 MPa, 作业期间井下工具工作正常, 起出检查测试工具完好。

5 结论及建议

(1) 基于原 RTTS 和 CHAMP-IV 系列封隔器耐温耐压差性能不够的问题,通过升级密封圈和封隔器胶筒材质耐温级别,优化胶筒结构设计,增加“O”圈支撑密封等关键措施,改进后的 RTTS 封隔器和 CHAMP-IV 系列机械封隔器耐温耐压由原来的 177 ℃/70 MPa 提升至 204 ℃/105 MPa,并且在室内评价和现场应用均取得了成功,为类似超深超高温高压气井测试提供了宝贵的现场作业经验。

(2) 测试工具和测试工艺的选择,要根据地层温度、预测工作压差、工作介质(硫化氢、酸、pH)等井况条件进行综合评估选择,并不是耐温耐压级别越高越好,以满足生产条件和实现安全经济测试为宜。

(3) 经对现场 RTTS 和 CHAMP-IV 使用案例分析,封隔器最易发生失封的部件为水力锚“O”圈,在开井、关井、酸化压裂施工等作业过程中要严格油套压差,尽量减少封隔器压力反转频次和压差幅度,避免水力锚刺漏和压差大导致胶筒失封。

(4) 在超深超高温超高压条件下的 APR 地层测试工艺优化方面,井筒工作液的选择和替液控制非常重要。一方面泥浆抗高温沉降稳定性和流变性良好,确保测试管柱下到位并且替液磨阻小;另一方面测试管柱下到位采用无固相环空保护液替换泥浆,要选择性能优良的隔离液和尽可能大的替液排量,确保井筒替干净,避免测试期间环空固相沉淀导致测试阀无法开启和封隔器无法解封。

致谢: 特别感谢中国石化江汉工程公司提供的支持和帮助,感谢张永峰工程师提供的现场试验帮助。

参考文献

- [1] 刘洪涛,刘举,刘会锋,等.塔里木盆地超深层油气藏试油与储层改造技术进展及发展方向[J].天然气工业,2020,40(11):76-88.
LIU Hongtao, LIU Ju, LIU Hui Feng, et al. Progress and development direction of production test and reservoir stimulation technologies for ultra-deep oil and gas reservoirs in Tarim Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(11): 76-88.
- [2] 李勇,徐珂,张辉,等.塔里木盆地超深层油气钻探工程的特殊地质因素[J].中国石油勘探,2022,27(3):88-98.
LI Yong, XU Ke, ZHANG Hui, et al. Special geological factors in drilling engineering of ultra-deep oil and gas reservoir in Tarim Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(3): 88-98.
- [3] 徐春春,邹伟宏,杨跃明,等.中国陆上深层油气资源勘探发现现状及展望[J].天然气地球科学,2017,28(8):1139-1153.
XU Chunchun, ZOU Weihong, YANG Yueming, et al. Status and prospects of exploration and exploitation of the deep oil & gas resources onshore China [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(8): 1139-1153.
- [4] 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.
- [5] 韩成,魏安超,黄凯文,等.莺琼盆地超高温高压气井测

- 试技术[J]. 特种油气藏, 2018, 25(6): 150-154.
- HAN Cheng, WEI Anchao, HUANG Kaiwen, et al. Ultra-high temperature-pressure gas well testing in Ying-Qiong Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 150-154.
- [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. Optimal configuration and application of test string in high temperature and high pressure gas well in Kuqa piedmont [J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(5): 42-45.
- [7] 王宇, 樊洪海, 张丽萍, 等. 高温高压气井测试管柱的横向振动与稳定性[J]. 石油机械, 2011, 39(1): 36-38.
- WANG Yu, FAN HongHai, ZHANG Liping, et al. The transverse vibration and stability of the high-temperature and high-pressure gas-well testing pipe string CPM [J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(1): 36-38.
- [8] 黄熠, 杨进, 王尔钧, 等. 南海超高温高压气井裸眼完井测试关键技术[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(2): 150-155.
- HUANG Yi, YANG Jin, WANG Erjun, et al. Key technologies for the open hole completion testing of ultrahigh temperature and high pressure gas wells in the South China Sea [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(2): 150-155.
- [9] 杨向同, 沈新普, 崔小虎, 等. 超深高温高压气井完井含伸缩管测试管柱的应力与变形特征[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 99-106.
- YANG Xiangtong, SHEN Xinpu, CUI Xiaohu, et al. Stress and deformation characteristics of completion and testing tubing string with expansion joints for ultra-deep HTHP gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 99-106.
- [10] 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(S1): 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(S1): 61-63.
- [11] 陈光智, 贺秋云, 赵益秋. 高温高压高产气井测试技术在双探1井的应用[J]. 钻采工艺, 2016, 39(3): 31-33.
- CHEN Guangzhi, HE Qiuyun, ZHAO Yiqiu. Application of HTHP and high production test technology in SHUANG-TAN WELL 1 [J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(3): 31-33.
- [12] 尹慧博, 张瑞, 陈武君, 等. 高温高压高酸性油气井用尾管顶部封隔器关键技术研究[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(5): 63-68.
- YIN Huiibo, ZHANG Rui, CHEN Wujun, et al. Research on the key technologies of liner top packer for ht/hp and high acidic oil and gas wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(5): 63-68.
- [13] 阙长宾, 杨进, 于晓聪, 等. 深水高温高压井隔热测试管柱技术[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(6): 796-800.
- KAN Changbin, YANG Jin, YU Xiacong, et al. Heat-insulated testing string technology for deep water HTHP wells [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(6): 796-800.
- [14] 刘生国, 吴方益, 张明江, 等. 元坝海相“四高”气井APR测试难点及对策[J]. 天然气工业, 2016, 36(A01): 59-63.
- LIU Shengguo, WU Fangyi, ZHANG Mingjiang, et al. Difficulties and countermeasures of APR test for “four-height” gas well in Yuanba Marine facies [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(A01): 59-63.
- [15] 贺秋云, 韩雄, 曾小军. 高温高压井下测试工具橡胶密封材料的优选[J]. 钻采工艺, 2019, 42(4): 36-39.
- HE Qiuyun, HAN Xiong, ZENG Xiaojun. How to decide optimal rubber seal elements for HPHT down-hole testing tools [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(4): 36-39.

编辑 刘振庆

第一作者简介:程青松,男,1989年出生,工程师,2012年毕业于长江大学石油工程专业,主要从事超深层试油完井技术管理工作。电话:0996-2173980, 18299804100, Email: 1011906222@qq.com。通信地址:新疆库尔勒石化大道26号塔里木油田公司,邮政编码:841000。