

PHP 套管液压封隔器在塔河油田的改进及应用

杨程, 张佳, 邹伟, 谢进

(中国石化 西北油田分公司 完井测试管理中心, 新疆 轮台 841600)

摘要: PHP 套管液压封隔器已在塔河油田广泛使用, 但随着油田勘探开发的深入, 对封隔器的耐温耐压性能提出了更高的要求。通过对封隔器本体增加壁厚、胶筒耐温升级等措施, 改进出 PHP-2 封隔器。该封隔器具有耐压差高、耐温高、可回收、较进口永久式便宜等特点, 在塔河油田勘探开发中具有广阔的应用前景。

关键词: 高温高压; PHP 封隔器; 完井工具; 塔河油田

中图分类号: TE257 **文献标识码:** A

Optimization and application of PHP casing hydraulic packer in Tahe oil field

Yang Cheng, Zhang Jia, Zou Wei, Xie Jin

(Completion Test Management Center, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: PHP casing hydraulic packer has been widely used in the Tahe oil field; however, with the deepening of oilfield exploration and development, its heat and pressure resistance need improment. We use thicker packer wall and more heat resistive plastic tube to upgrade PHP-2 packer, which is outstanding for high pressure difference resistivity, high temperature resistivity, recyclable and less cost compared to imported permanent packer. The optimized packer has a broad application prospect in the Tahe oil field.

Key words: high temperature and high pressure; PHP packer; well completion tool; Tahe oil field

随着塔河油田勘探开发的进展, 井区超深高温井逐年增多, 地层压力或是地层破裂压力越来越高, 进行酸压改造时泵压越来越高或是建产后井口压力越来越高, 要求封隔器具有良好的耐压差、耐温及可靠性。

1 现状及存在的问题

1.1 高温高压封隔器现状

目前使用的高温高压封隔器主要有 THT、MHR、SAB-3、Premier、SHR-HP、RTTS、CHAMP

(表 1), 前 4 种均是进口液压封隔器, 后 2 款为机械封隔器。

1.2 高温高压封隔器存在的问题

目前使用的封隔器在某些方面不适用于塔河油田油气井: (1) 针对目前塔河油田实际工况, 使用永久式封隔器对后期修井造成较大困难; (2) 目前使用的高性能封隔器基本都是依靠进口, 价格相对较高, 供货周期较长, 不适合广泛应用; (3) 机械封隔器坐封时需要利用管柱加压坐封力, 管柱会产生弯曲变形。

表 1 塔河油田目前常用高温高压封隔器情况统计

Table 1 Current commonly used high temperature and high pressure packers in Tahe oil field

封隔器名称	生产厂家	外径/mm	内径/m	承压/MPa	耐温值/℃	价格/万元
THT	哈里伯顿	139	73.5	105	204	80
MHR	哈里伯顿	144.5	76.7	70	204	80
Premier	贝克休斯	147.8	73	70	177	58
SAB-3	贝克休斯	138.89	61	70	148	60
SHR-HP	四机赛瓦	146	62	70	204	20
RTTS	四机赛瓦	146	60	70	204	25?
CHAMP	哈里伯顿	146	57	70	204	

2 常规 PHP 套管封隔器特点

常规 PHP 套管封隔器是一款结构成熟、性能稳定的套管液压可回收式封隔器,主要有以下 4 个方面的特点:(1)采用双向卡瓦设计,稳定性强;(2)坐封活塞下置,后期即使活塞密封失效也不影响封隔器正常工作;(3)带平衡短节,在封隔器解封前用于平衡封隔器上下压差,方便解封;(4)全通径设计,酸压施工无节流效应,不影响后期绳缆作业。

但是常规 PHP 套管液压封隔器无法满足高温高压井长期生产需要,或是高破裂压力梯度井储层改造的需求,主要表现在:(1)耐压差能力有限,封隔器耐压差能力只有 50 MPa,很难满足超深井或高破裂压力梯度油气井储层改造的要求;(2)耐温能力有限,常规 PHP 封隔器 O 形圈和胶筒的材质均为氢化丁腈(HNBR),该材质推荐最高使用温度为 150 ℃。

3 PHP 套管液压封隔器改进情况

3.1 橡胶密封件改进及优化

为保证封隔器胶筒能够承受 150 ℃ 以上高温井的长期密封要求,使用氟橡胶材质胶筒,氟橡胶具有较好的耐温、耐热和抗老化性能^[1],在 200 ℃ 下连续使用。

O 圈材质选择也必须满足耐高温要求,美国杜邦公司开发出的 Viton 氟橡胶,能够在高温下工作,同时提供的物理机械性能优于大多数其他弹性体^[2]。

3.2 橡胶密封件结构优化

改进密封件结构,采用金属支撑网+氟橡胶密封胶筒+金属支撑网组合,密封胶筒两边的金属支撑网对密封胶筒提供足够的支撑力,防止胶筒肩突损坏,保证其在高压差下密封胶筒的稳定性,使封隔器在 70 MPa 的压差下能够可靠工作(图 1)。

3.3 钢体材质改进及优化

胶筒芯轴强度是影响 PHP 套管液压封隔器钢体耐压能力的关键,因此需要对其进行重新设计以达到要求。增加胶筒芯轴的强度有 2 个方法,一个是通过增加胶筒心轴的钢级,另一个是增加胶筒心轴的厚度。

通过分析计算发现简单的使用其中的一种方法无法满足要求,因此需要同时采用增加钢级和壁厚这 2 种方法,将钢级由 L80 钢级提高到 P110 钢级,将壁厚由 4.67 mm 增加到 5.45 mm。通过软件分析后确认该方法可行(图 2)。

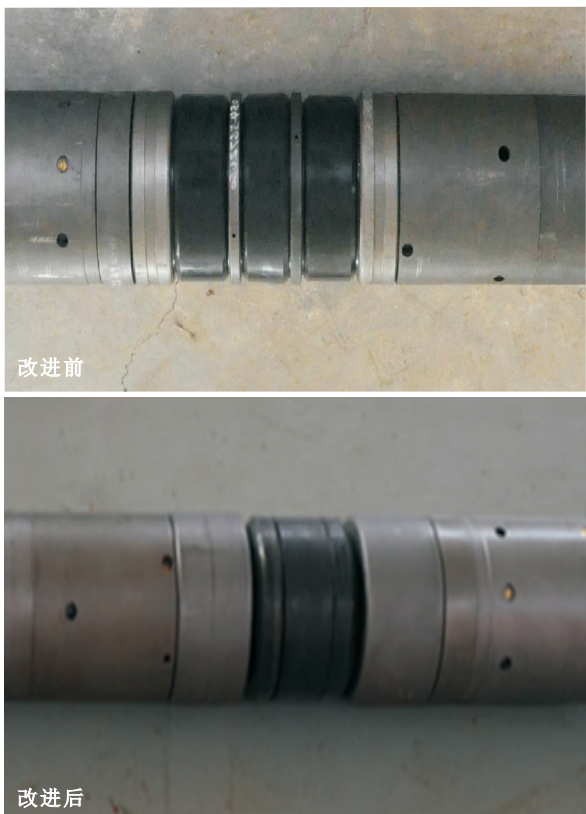


图 1 胶筒组合改进前后对比
Fig.1 Glue tube combination before and after improvement

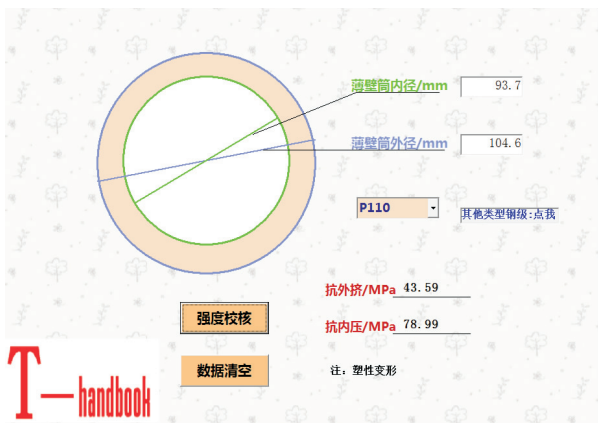


图 2 P110 材质强度软件分析
Fig.2 Software analysis of P110 material strength

4 PHP-2 套管液压封隔器应用

截至 2016 年 9 月,改进后的 PHP-2 套管液压封隔器目前已累计应用 27 井次,成功率 100%。

XX 井是在顺托果勒低隆北缘所钻的一口探井。2013 年 4 月 16 日开钻,2014 年 7 月 24 日完钻,设计井深 7 500.59 m,完钻井深 7 446.00 m,完钻层位 O₁₋₂γ。该井采用“伸缩节+水力锚+PHP-2 封隔器”完井管柱进行酸压完井(图 3),温度梯度

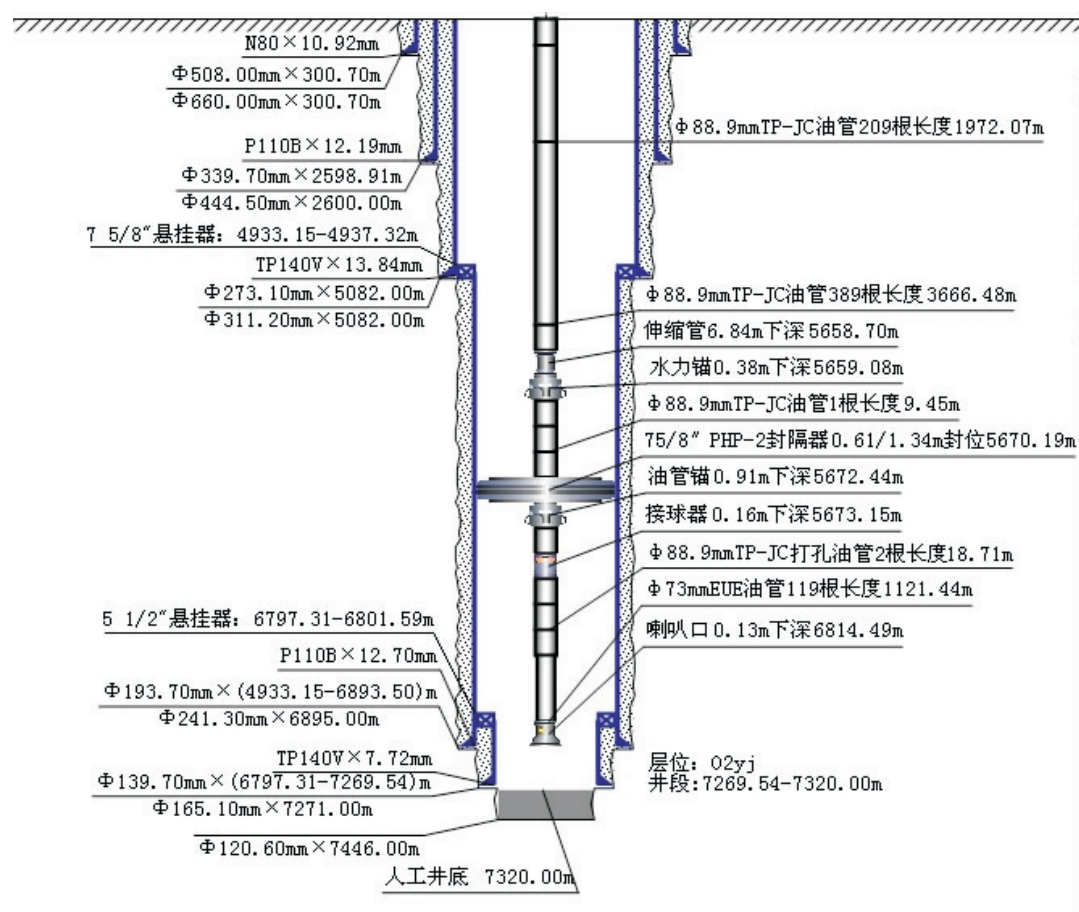


图 3 塔河油田 XX 井井身结构及完井管串示意

Fig.3 Well structure and completion pipe strings in well XX, Tahe oil field

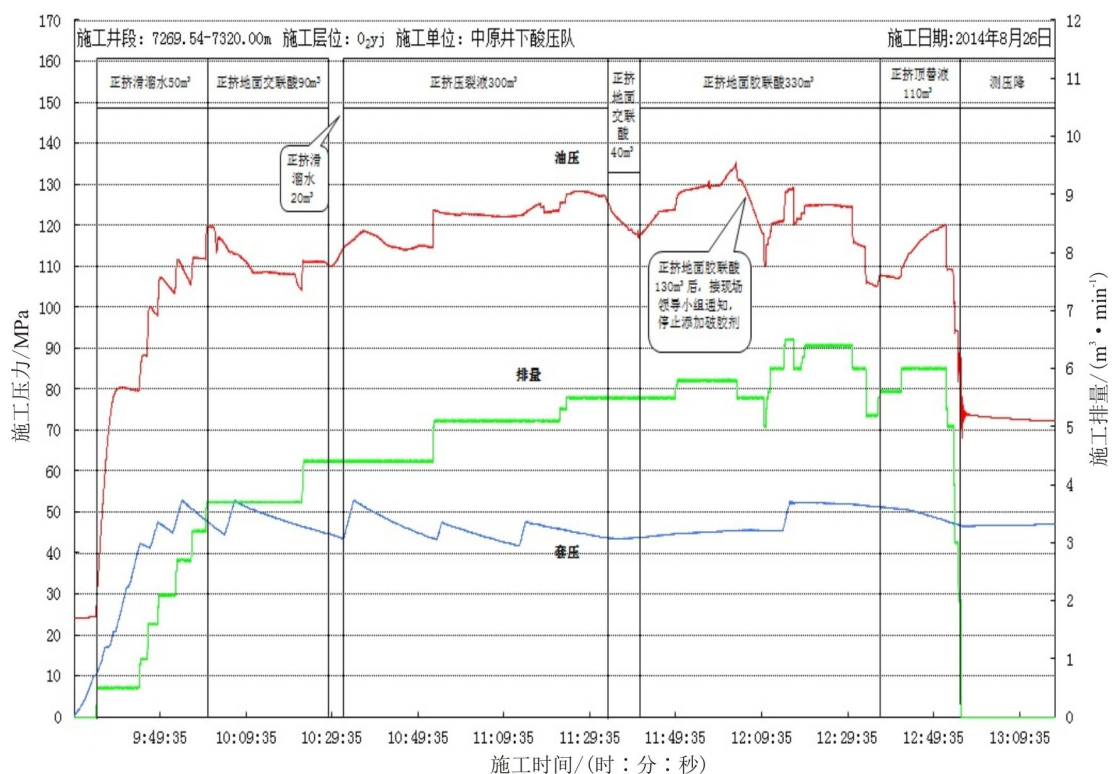


图 4 塔河油田 XX 井酸压施工曲线

Fig.4 Acid pressure curves of well XX, Tahe oil field

2.13 ℃/hm,折算地层温度 155.9 ℃/7 320 m。

2014 年 8 月 26 日对奥陶系一间房组 7 299.54~7 320.00 m 进行酸压施工,泵压 24.1~135.2 MPa,套压 0~52.8 MPa,排量 0~6.5 m³/min,注入井筒总液量 940 m³,挤入地层总液量 940 m³(含原井筒液 57 m³)。停泵测压降 20 min,泵压 74.2 ↓ 72.2 MPa,套压 46.6 ↑ 47.0 MPa(图 4)。

在酸压施工期间,封隔器最高承压差 41.05 MPa,油套封隔器完好,顺利完成了高地层破裂压力梯度井酸压作业。

5 结 论

(1)改进后的 PHP-2 套管液压封隔器耐压由

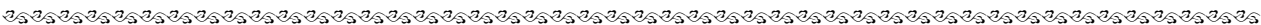
50 MPa 提升至 70 MPa,耐温由 150 ℃ 提升至 204 ℃,封隔器耐温耐压指标满足高温高压井施工要求。

(2)实现了高温高压高性能套管液压封隔器的国产化,价格低廉,供货周期短,方便后期修井作业。

参考文献:

[1] 橡胶工业手册编写小组.橡胶工业手册(第一分册)[M].北京:石油化学工业出版社,1976:163,252-253.
[2] 谭峰,王亚明,彭兵,等.四丙氟橡胶/氟硅橡胶并用胶性能研究[J].橡胶工业,2011,58(12):721-723.

(编辑 徐文明)



(上接第 128 页)

注入气形成冲击流,冲刷油管壁,造成腐蚀产物易脱落,油管壁重新暴露在含溶解氧的气态盐水中,进一步发生电化学反应,随着腐蚀产物不断冲刷,形成槽状腐蚀坑。

3 结 论

(1)塔河油田注氮气井主要腐蚀影响因素为氧、流型流态、弱酸性盐水。其影响规律表现为:注入氮气的纯度及时间与油管腐蚀程度成正比,温度越高反应腐蚀越严重;同时油管内部腐蚀主要受气泡流和冲击流的流动腐蚀,油管内壁多为点蚀和槽蚀,油管外壁因气体流动速度慢,多发生垢下腐蚀,易形成大量坑蚀。

(2)单元注气井,封隔器易在长期高含氧环境中腐蚀、结垢,有失封及解封失败的风险。失封后,油管根部腐蚀加剧,易结垢并形成大量坑蚀,造成管柱结构强度变差,易拉断,因此封隔器失封后,应

立即检管作业。

(3)注氮气井套管也存在腐蚀现象,特别是在流量变化较大的井段及套管管脚附近。在注气过程中需调整参数保护井下套管,对于新增单元注气,封隔器因下至套管管脚附近,避免封隔器之下套管腐蚀变形,造成井筒复杂状况。

参考文献:

[1] 唐世春,张志宏,张江江.塔河油田点蚀测试及评价技术应用[J].科技导报,2013,31(32):42-48.
[2] 张志宏,张江江,高秋英,等.塔河油田某侧钻深井油管断裂失效原因分析[J].科技导报,2014,32(7):62-66.
[3] 张江江,张志宏,羊明东,等.油气田地面集输碳钢管线内腐蚀检测技术应用[J].材料导报,2012,26(S2):118-122.
[4] 张江江.气液环境下注氮气井管道腐蚀因素及机理研究[J].科学技术与工程,2014,29(14):9-14.
[5] 张春颜,钱文辉,郑玉萍,等.深井油管 CO₂ 腐蚀规律及其应用研究[J].科技导报,2012,30(36):47-51.

(编辑 徐文明)