

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

崔龙兵,樊凌云,邹伟,谢进,张丽英

中国石化西北油田公司完井测试管理中心 新疆轮台 841600

通讯作者:Email: fanly.xbsj@ sinopec. com

引用: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.

Cite: 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.

摘要 顺北油田勘探开发过程中,以封隔器为核心的井下工具在使用中多次出现密封失效、解封失败等问题,大幅降低了完井作业成功率。对典型井封隔器失封原因进行分析,将失效因素分为工具质量和强度、坐封环境、交变载荷三大类,相应提出了从提高封隔器质量、降低泥浆沉淀、增强承压能力三方面的改进措施,并对封隔器进行 V3 等级确认实验。经对顺北油田完井工具结构及作业流程进行调整,实现了不同规格工具的覆盖。改进后的工具在平均井深达 7 500 m 井的现场应用,成功率达 100%。该方法为顺北油田超深井完井提供了技术支撑。

关键词 顺北油田;超深井;完井;试油;封隔器;失效因素分析;改进对策;现场应用

中图分类号:TE257 **文献标识码**:B **DOI**:10. 19680/j. cnki. 1004-4388. 2022. 01. 004

Failure factor analysis and improvement countermeasures of recyclable casing packer in ultra-deep wells in Shunbei Oilfield

CUI Longbing, FAN Lingyun, ZOU Wei, XIE Jin, ZHANG Liying

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

Abstract: During the exploration and development of Shunbei Oilfield, the downhole tools with packer as the core have many problems such as sealing failure and unsealing failure, which greatly reduces the success rate of well completion. In this paper, the reasons for the sealing failure of packers in typical well are analyzed. The failure factors are divided into three categories: tool quality and strength, setting environment and alternating load. Accordingly, the improvement measures from three aspects of improving the quality of packers, reducing mud sedimentation and enhancing the load bearing capacity of packers are put forward, and the V3 grade confirmation experiments of packers are carried out. After adjusting the structure and operation flow of completion tools in Shunbei Oilfield, the coverage of tools with different specifications is achieved. The improved tool is applied in the field with an average well depth of 7500m with a 100% success rate. This method provides technical support for well completion of ultra-deep well in Shunbei Oilfield

Keywords: Shunbei Oilfield; ultra-deep well; well completion; oil testing; packer; failure factor analysis; improvement countermeasures; field application

塔里木盆地深井及超深井平均每年钻完井达到 240 口以上,已成为世界深层油气勘探开发研究的重要基地。顺北油田储层埋深超过 7 500 m,是全球油田出油深度第一的大型油气田。在勘探开发过程中,完井工程遇到了极大的挑战^[1]。具体表现在,以封隔器为核心的井下工具作业成功率低于深井作业成功率约 10%。

深井及超深井目前主要集中在塔里木盆地^[2]。

中石化塔河油田 2011-2018 年入井封隔器 307 套,完井封隔器以 SHR-HP 和 PHP-2 为主,失效 29 套,成功率 90. 55%。失效主要表现为储层改造或者试油求产、连续油管气举期间油管窜通。顺北油田共完成 58 井次完井试油作业,发生 9 井次油管窜通,成功率仅为 84. 48%。

对于封隔器在超深井井况下的失封问题,杨东等^[3]以 RTTS 封隔器为例,分析了高温高压深井封

隔器酸压期间失封的原因,分析了酸压期间管柱受力,得出在酸压后期因温度降低而使管柱缩短,造成封隔器坐封力衰减而失封的结论。华琴等^[4]分析了高温高压井封隔器失效原因,认为封隔器失效主要有管柱轴向变形、胶筒损坏以及锁紧机构失效等。Eslinger D. M. 等^[5]提出了 OD 材料膨胀元件。该新元素在大约 35 MPa 下可以实现 2:1 的扩张,耐温超过 300 ℃,可用于高温高压条件下的封隔器。Hilts R. L. 等^[6]考虑了动载荷、密封系统、解封机制,金属丝网/聚四氟乙烯/金属环作为永久封隔器的密封材料,并开发了一项支撑元件专利。该设计

通过轴向和径向压缩的组合,来产生保持密封所需的橡胶-金属接触压力。

本文分析了典型井的封隔器失封原因^[7-9],总结了三个主要影响因素,相应提出了从提高封隔器质量、降低泥浆沉淀、增强承压能力三方面的改进措施,并在现场进行了应用,为顺北油田实际开发生产增加了效益。

1 顺北油田完井工具失效因素分析

顺北油田试油期间发生 9 井次油管窜通,其中 5 井次工具起出,4 井次未起出(表 1)。

表 1 顺北油田井下工具失效井情况分析表
Table 1 Analysis table of downhole tool failure well in Shunbei Oilfield

井号	封隔器下深/m	工具下井时井筒液性		问题简述	起出状态	因素划分
		液性	密度/(g·cm ⁻³)			
S-1	4 901.46	泥浆	2.00	开井排污期间套压突降	未起出	交变载荷
S-2	7 056.43	泥浆	1.30	气举期间套压突降	未起出	交变载荷
S-3	7 295.73	泥浆	1.27	开井排液期间套压突降	未起出	交变载荷
S-4	6 994.13	泥浆	1.25	酸化期间套压突然上升	封隔器释放爪断裂,封隔器上部变扣断裂	工具质量和强度
S-5	6 497.75	泥浆	1.80	酸压期间套压、泵压上升	伸缩节本体开裂	工具质量和强度
S-6	6 490.25	泥浆	1.80	上修起出封隔器未解封	卡瓦未伸开	坐封环境
S-7	7 144.57	泥浆	1.25	正挤诱喷液期间油管窜通	未起出	未知
S-8	6 003.54	盐水	1.30	打球座显示不明显,起出球座未击落	封隔器下活塞外部密封圈损坏	工具质量和强度
S-9	7 080.94	泥浆	1.25	投 8 mm 球,打球座压力突降	下活塞外筒本体和下活塞平衡孔刺坏	工具质量和强度

根据未起出工具服役工况和起出的工具检查状况,按照工具质量和强度/坐封环境/交变载荷/未知情况 4 种类型的主导因素,实施井下工具失效因素分类:工具质量和强度占比 45%,坐封环境占比 11%,交变载荷占比 33%,未知情况占比 11%。

1.1 工具质量与强度因素

顺北油田封隔器在使用过程中,不断出现坐封异常,油套窜通的情况。其中 S-10 井封隔器下活塞外筒本体刺坏,孔径 18×24 mm,下活塞平衡孔刺坏,孔径 10×12 mm,球座未击落;S-8 井封隔器坐验封正常,打球座无明显压降,起出发现下活塞外部密封圈刺漏(刺断约为 1/6);S-5 井酸压期间油管窜通,起出后管柱检查发现,伸缩管公扣端腐蚀严重,丝扣腐蚀并开裂,裂纹长 210 cm,最大裂缝 4 mm;S-4 井采用 177.8 mm PHP-2 封隔器进行酸化作业,在正挤胶黏酸过程中套压突然上升,油压下降,显示油套连通,封隔器失封前承压差 34 MPa,起出封隔器检查发现,封隔器释放爪断裂。

顺北油田地层流体高含腐蚀性介质,属于超

深、高温、常压、轻质-挥发性油藏。在完井工艺上有测试、酸压以及先测试后酸压的复杂需求,要求完井工具备耐温 177 ℃,耐压差 70 MPa 以上的能力^[10-11]。对于顺北油田地质方案的多样需求^[12-14],封隔器失封的主要原因为压差的增大超过了正常工作范围,导致了外筒刺坏和棘爪损坏,同时高含硫化氢和二氧化碳导致丝扣腐蚀。

1.2 坐封环境因素

顺北油田平均井深达 7 500 m,地层压力系数高。采用泥浆密度在 1.21~2.00 之间,高密度泥浆的固相颗粒在封隔器内部沉淀是导致井下工具失败的一个重要原因,主要表现在传压通道堵死导致封隔器无法启动坐封、液缸部分堵塞导致坐封行程不到位、需要滑动零件卡死导致无法坐封或解封^[15]。

高温高压对封隔器胶筒也会造成热氧老化,封隔器的主要成分为丁晴橡胶和氟橡胶,该类物质分子链上在高温下会与氧发生反应,分解为两个分子链,即发生了热氧老化,老化之后胶筒的拉伸强度会下降,造成封隔器失封,高温持续时间越长,胶筒

老化越严重。

S-6 井在密度 1.7 的泥浆中入井,采用“伸缩节+水力锚+168 mmPHP-2 封隔器”酸压作业,酸压期间最大承压 30.60 MPa,气举期间最大承压 22.99 MPa,均无异常,起出检查发现下活塞与中心管卡死,行程不到位,卡瓦伸开量不足。

1.3 交变载荷因素

顺北油田测试后再酸压、间断自喷、多轮气举等工况造成封隔器承受剧烈的正反压差,最高反向压差可达 60.8 MPa,在反复的注采过程中,周期性的交变载荷作用于管柱,导致密封性失效和应力疲劳等^[16]。

S-3 井油套连通前,油压在 0~1.5 MPa 之间,产液量在 0~9.69 m³/h 之间,气产量在 233~65 353 m³/d 之间波动;油套连通瞬间,套压由 6.3 MPa 降至 0;油套联通瞬间,折算油管内喷空 4 978 m,封隔器承受反向压差 60.8 MPa。复杂的交变载荷造成 O 圈密封、胶筒密封失效,也容易造成钢体疲劳失效。

1.4 未知情况

更多的失封井由于未起出封隔器,还不能直观分析失封原因,例如 S-7 井正挤诱喷液期间油管窜通,封隔器承受压差 23.51 MPa。由于该井作业环境正常,同时工具未起出,属于未知情况。

2 应对措施

针对工具质量和强度、坐封环境、交变载荷及未知情况 4 种类型的主导因素,提出相应的应对措施。

2.1 井下工具强度及质量控制体系改进

(1)增加零部件强度。针对 S-9 井封隔器释放爪断裂问题,对常用的封隔器增加了活塞缸套壁厚,由 6.44 mm 增加至 8.53 mm,降低封隔器坐封时缸套的弹性变形量,提高密封可靠性。设定活塞缸套内径为 146.58 mm,环向应力 758 MPa,释放爪的强度达到 70 MPa 对应的工作强度。

根据薄壁筒理论^[17],计算改进前缸套强度抗内压强度为

$$p_n = 2\sigma_s \frac{\delta}{D} = 66.6 \text{ MPa}$$

式中: p_n 为抗内压强,MPa; σ_s 为环向应力,MPa; δ 为缸套壁厚,mm; D 为钢套内径,mm。

抗挤毁强度为

$$p_j = 0.75\sigma_s \left(\frac{2.503}{D/\delta} - 0.046 \right) = 59.7 \text{ MPa}$$

预计抗内压强度要到达 70 MPa,安全系数 1.26,则设计壁厚应为 8.53 mm。

改进壁厚后的抗内压强度和抗挤毁强度可达到 80 MPa。

$$p_n = 2\sigma_s \frac{\delta}{D} = 88.2 \text{ MPa}$$

$$p_j = 0.75\sigma_s \left(\frac{2.503}{D/\delta} - 0.046 \right) = 80.0 \text{ MPa}$$

(2)改进质量检验过程。《API SPEC 11D1 封隔器和桥塞》标准中,对完井工具规定了 V0~V6 七个等级标准,而目前分公司所用封隔器确认等级主要为 V6,不能保证工具在井下的质量情况。为此,提出了对封隔器进行 V3 等级确认实验,即通过实验模拟井下温度、压力和载荷情况,模拟封隔器实际工作状态来检验封隔器质量的方法。

根据顺北油田开井初期、间断自喷(油管存在喷空情况,问题井证明存在该种情况)、气举、高油压力生产、酸压等各个阶段,对不同工况下的封隔器所受压差、载荷情况进行分析,做出封隔器在井内工作时的极限工况包络曲线,比较封隔器工况包络线是否能满足极限工况,同时通过模拟发现问题并进行技术改进。

2.2 减少泥浆沉淀

为了减少泥浆沉淀堵塞封隔器内部间隙,造成活塞运动受阻,提出改进措施。

(1)调整工具结构。去掉上接头密封圈,减少漏失点(图 1a)。将活塞与中心管之间的密封圈位置由最下端调整到最上端,O 圈沟槽调整为常规 O 圈沟槽,同时将下端间隙调大,装配时填充密封脂,避免出现下活塞卡死情况(图 1b)。在剪切套和上接头之间的腔体内填充高温密封脂(图 1c)。

(2)降低完井液固相含量。针对泥浆沉淀对完井工具和储层存在影响的问题,要求在完井过程中使用低固相或者无固相完井液,并进行了抗高温高密度 BOSW 完井液体体系、抗高温高密度环空保护液 HWJZ-1 体系交流评价。指标如下:完井液外观为无色或浅色透明、半透明液体;密度(20℃)1.00~1.82 g/cm³ 可调;pH 值 7~11;水不溶物不大于 0.5%;稳定性方面是不分层,无结晶析出;腐蚀速率不大于 0.076 mm/a。

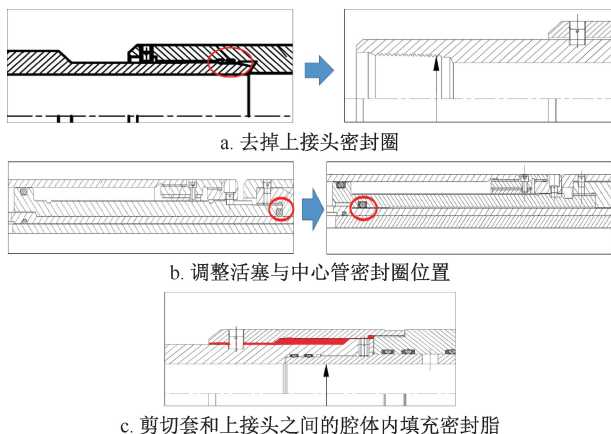


图1 工具结构调整示意图

Fig. 1 Schematic diagram after tool structure improvement

目前,逐步推广漏失井在完井阶段补液由泥浆改为盐水,已在顺北6口井成功使用,完井工具使用成功率100%。

针对泥浆沉淀对完井封隔器坐封及解封存在影响的问题,研发了高温高压防泥浆沉淀封隔器 WJ-Y441-SSD,耐温 204 °C,耐压差 70 MPa,使用前通过注脂孔向封隔器液缸等位置注入高温密封胶以减少泥浆进入,解决了坐封问题。该封隔器在塔河区块某井成功应用,下步将在顺北油田应用。

2.3 增强受交变载荷性能

针对 S-3 井此类工况变化较多、试油周期较长的井,需要增加封隔器密封性能和使用寿命。因此,提出对所有 O 圈密封位置增加背圈(支撑密封圈),提高高温高压下密封可靠性,提高密封圈承压差能力(图2)。

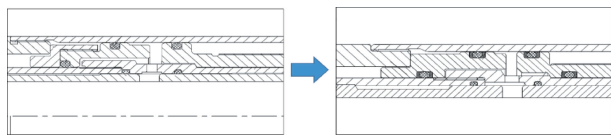


图2 密封圈增加背圈示意图

Fig. 2 Schematic diagram of seal ring after adding back ring

平衡孔上端、衬套上端、中心管上端三个需要长期可靠密封的部位采用双 O 圈设计,同时 O 圈两端增加背圈,提高长期密封可靠性(图3)。



图3 长期密封部位双 O 圈示意图

Fig. 3 Schematic diagram of double O-rings at long-term sealing parts

封隔器坐封后,环空验封压力由 15 MPa 提高到 35 MPa,利用环空压力进一步压实胶筒和卡瓦。

3 实施情况

根据目前取得的认识,对顺北油田的完井工具结构及作业流程作了调整,并实现了不同规格工具的覆盖。改进后的工具在顺北油田进行了 2 井次应用,成功率达到 100%。

顺北 1-24 井使用了改进后的 168 mm PHP-2 封隔器取得成功,顺北 4 井使用新研发的 139.7 mm-WJ-MR 套管机械封隔器取得成功。其中顺北 4 井在下入工具前实施了封隔器 V3 等级验证实验,第一次实验,检查发现为胶筒失效。对封隔器进行结构改造后通过 V3 验证(额定耐温 204 °C,耐压差 70 MPa)。该井酸压施工最高泵压 119.8 MPa,最大排量 8 m³/min,期间封隔器最高承压 60.7 MPa,气举期间最高反向承压 46.55 MPa,工具正常工作。两口井的成功应用证明了改进措施的有效性。同时通过 V3 等级实验可以有效控制封隔器质量,提高新型封隔器一次成功率。

4 结论

(1)顺北油田面对的超深井完井“国内仅见、国际罕见”。在完井试油中,封隔器成败关系到完井质量、时效控制以及井控安全,封隔器为代表的井下工具成为完井作业的关键。

(2)通过增加缸套壁厚改进了封隔器薄弱点的承压能力,并提出了利用 V3 等级确认实验对入井的工具进行质量检验,通过 V3 实验可以做到早预防早治疗,提高完井封隔器成功率。

(3)为避免泥浆沉淀堵塞封隔器内腔影响作业,引进了抗高温低固相环空保护液,同时改进封隔器结构,减少泥浆进入通道。

(4)对顺北油田超深井生产中发现的井下工具问题实施了调整,同时结合实际需求,按照 API 11D1 对在用封隔器进行 V3 等级设计验证试验,主动发现工具设计、制造中问题,实施针对性整改,取得良好效果,为超深井完井作业提供了技术参考。

致谢:感谢中国石化西北油田公司完井测试管理中心同意该论文公开发表。

参考文献

[1] 崔龙兵,刘练,周生福,等. 顺北油田“三高”油气井试井

- 工艺技术[J]. 油气井测试, 2020, 29(3): 57-63.
- CUI Longbing, LIU Lian, ZHOU Shengfu, et al. Well test processes of oil and gas wells with "three highs" in Shunbei Oilfield [J]. Well Testing, 2020, 29(3): 57-63.
- [2] 汪海阁, 黄洪春, 毕文欣, 等. 深井超深井油气钻井技术进展与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 163-177.
- WANG Haige, HUANG Hongchun, BI Wenxin, et al. Deep and ultra-deep oil/gas well drilling technologies: Progress and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 163-177.
- [3] 杨东, 窦益华, 许爱荣. 高温高压深井酸压封隔器失封原因及对策[J]. 石油机械, 2008, 36(9): 129-131.
- YANG Dong, DOU Yihua, XU Airong. Reasons and countermeasures for loss of sealing of high temperature and high pressure deep well acid pressure packer [J]. China Petroleum Machinery, 2008, 36(9): 129-131.
- [4] 华琴, 秦彦斌. 高温高压完井封隔器密封失效常见原因分析[J]. 石化技术, 2018, 25(10): 202.
- HUA Qin, QIN Yanbin. Analysis of common reasons for seal failure of high temperature and high pressure completion packer [J]. Petrochemical Industry Technology. 2018, 25(10): 202.
- [5] ESLINGER D M, KOHLI H S. Design and testing of a high-performance inflatable packer [J]. SPE 37483, 1997.
- [6] HILTS R L, KILGORE M D, TURNER W H, 等. 高温、高压可回收采油封隔器的研制[J]. 国外油田工程, 1998(2): 19-20.
- HILTS R L, KILGORE M D, TURNER W H, et al. Development of a high pressure, high temperature retrievable production packer [J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 1998(2): 19-20.
- [7] 孙士东, 夏仲诗. 排液封隔器失封原因及解决方法[J]. 油气井测试, 2016, 25(2): 67-68.
- SUN Shidong, XIA Zhongshi. Seal failure cause of drain packer and its solution [J]. Well Testing, 2016, 25(2): 67-68.
- [8] 李婧, 周莉, 辛子全. 乌 110 井压裂封隔器失封施工过程及分析[J]. 青海石油, 2011, 29(3): 96-101.
- LI Jing, ZHOU Li, XIN Ziquan. Construction process and analysis of fracturing packer loss in well Wu110 [J]. Qinghai Petroleum, 2011, 29(3): 96-101.
- [9] 赵源浦, 李会会, 谢进, 等. 套管封隔器完井试油期间失效因素分析及对策[J]. 石油工业技术监督, 2016, 32(4): 52-56.
- ZHAO Yuanpu, LI Huihui, XIE Jin, et al. Failure factor analysis and countermeasures during casing packer completion and oil testing [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2016, 32(4): 52-56.
- [10] 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[J]. 钻采工艺, 2016, 39(1): 86-88, 98.
- 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, 98.
- [11] 赵源浦, 张佳, 杨辉, 等. 裸眼封隔器在超深井完井中的应用难题及对策[J]. 西部探矿工程, 2017, 29(5): 56-59.
- ZHAO Yuanpu, ZHANG Jia, YANG Hui, et al. Application problems and countermeasures of open hole packer in ultra-deep well completion [J]. West-China Exploration Engineering, 2017, 29(5): 56-59.
- [12] YU Chengjiao, XU Zhiyue, SHYU G D, et al. Development of advanced seal material and downhole packer for high temperature applications [J]. OTC 27538, 2017.
- [13] MITTIGA V, AHMED S, ADNAN M, et al. Deployment of high performance packer for extreme gradients hydraulic fracturing operations [J]. SPE 181137, 2015.
- [14] 周生福, 崔龙兵, 刘练, 等. 顺北油田三高油气井完井测试封隔器影响因素及对策[J]. 油气井测试, 2019, 28(3): 37-41.
- ZHOU Shengfu, CUI Longbing, LIU Lian, et al. Influencing factors and countermeasures of packer test in three high oil and gas wells in Shunbei Oilfield [J]. Well Testing, 2019, 28(3): 37-41.
- [15] 王云. 交变载荷对苏 4 储气库注采管柱安全性影响研究[J]. 钻采工艺, 2016, 39(3): 40-42.
- WANG Yun. Influence of alternating load on the injection and production string safety in Su 4 underground gas storage [J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(3): 40-42.
- [16] 吕雪骐. 管道和薄壁圆筒容器强度计算公式的推导及适用条件[J]. 石油化工设备简讯, 1977(1): 38-47.
- LYU Xueqi. Derivation and application of strength calculation formula for tube and thin-wall cylinder container [J]. Process Equipment & Piping, 1977(1): 38-47.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 崔龙兵, 男, 1968 年出生, 高级工程师, 1989 年毕业于南京大学地质系, 2006 年获西南石油学院石油与天然气工程专业工程硕士学位, 主要从事石油天然气开发研究及完井测试技术及其管理工作, 电话: 0991-3166208, 18999621333, Email: cuilb. xbsj@ sinopec. com, 通讯地址: 新疆巴音郭楞自治州轮台县中国石化西北油田公司, 邮政编码: 841600。