

# 顺北油田三高油气井完井测试封隔器影响因素及对策

周生福,崔龙兵,刘练,谢进,赵忠辉

中国石化西北油田分公司完井测试管理中心 新疆轮台 841600

通讯作者:Email:562512611@qq.com

引用: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.

Cite: ZHOU Shengfu, CUI Longbing, LIU Lian, et al. Influencing factors of completion test packer and countermeasure for 3-high oil and gas well in Shunbei Oilfield [J]. Well Testing, 2019,28(3):37-41.

**摘要** 超深超高温高压含腐蚀介质油气井,完井封隔器应用成功率不到90%。梳理历年各类封隔器应用情况认为,影响完井封隔器成功率的关键因素是钻井泥浆固相沉淀、井眼轨迹、固井附件、桥塞钻屑,以及低压低产、气举掏空等极端工况下完井管柱的复杂受力。针对上述要素,建立了主要包括提高钻井液性能指标、优化完井管柱结构、保障井筒通畅性及清洁性、动态评价管柱安全性等手段的一套相对应的完井试油跟踪评价体系。经对2018-2019年20井次超深超高温高压含腐蚀介质油气井的应用评价,完井封隔器应用成功率提高5%。结果表明,该评价体系能够有效降低完井封隔器失败率,提高完井作业一次成功率,确保油气井生产过程中井筒完整性。

**关键词** 碳酸盐岩油气藏;高温高压油气井;试油;腐蚀介质;完井封隔器;成功率;井筒完整性

**中图分类号**:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.03.007

## Influencing factors of completion test packer and countermeasure for 3-high oil and gas well in Shunbei Oilfield

ZHOU Shengfu, CUI Longbing, LIU Lian, XIE Jin, ZHAO Zhonghui

Completion Test Management Center, SINOPEC Northwest Oilfield, Luntai, Xijiang 841600, China

**Abstract:** In ultra-deep, ultra-high temperature and high-pressure oil and gas wells with corrosive media, the success rate of application of completion packer was less than 90%. By summarizing the application of various packers over the past years, it was concluded that the key factors affecting the success rate of completion packers were solid-phase precipitation of drilling mud, borehole trajectory, cementing accessories, bridge plug cuttings, and complex forces on completion string under extreme conditions such as low pressure and low production, gas-lift tunneling and so on. In view of the above factors, a complete well testing tracking evaluation system was established in this paper, which included improving drilling fluid performance index, optimizing completion string structure, ensuring wellbore fluency and cleanliness, and dynamically evaluating string safety. From 2018 to 2019, the application evaluation on 20 ultra-deep, ultra-high temperature and high-pressure oil and gas wells with corrosive medium shows that the success rate of application of completion packer has increased by 5%. The results mean that the evaluation system can effectively reduce the failure rate of completion packer, improve the one-time success rate of completion operation, and ensure wellbore integrity in the production process of oil and gas wells.

**Keywords:** carbonate reservoir; high temperature and high pressure oil and gas well; oil testing; corrosive medium; completion packer; success rate; wellbore integrity

西北油田分公司超深超高温高压高含硫化氢油气井主要集中在顺北油田<sup>[1-2]</sup>,以断溶体油气藏为主,油气藏类型以气井、挥发油、一般原油为主,油井地层压力系数1.17,气井地层压力系数在1.49及以上,最大关井压力102 MPa,地层温度近210℃,钻井泥浆比重在1.20~2.24,单井平均漏失量920 m<sup>3</sup>,其中顺南区块单井排污量近400 m<sup>3</sup>,完

井测试无疑为世界级难题。通过调研,国内超深超高温高压油气井主要集中在新疆、四川、南海西部等地,高温高压气井完井技术的重点主要集中在井筒完整性等方面<sup>[3-4]</sup>。熊和贵等<sup>[5]</sup>针对西部超深超高压高温气井给出了测试管柱配置技术,提高了测试的可靠性及安全性。温杰文<sup>[6]</sup>针对川西地区高温超高压超深井安全试油井下作业进行了研究,提

出了相匹配的工艺技术。冯雪松等<sup>[7]</sup>针对东方气田高温高压井完井技术难点进行了阐述,提出了相应的技术对策。何华坤<sup>[8]</sup>认为高温高压气井开发特点是高投入、高风险,完井是高温高压油气井建井的重要组成部分,是高温高压油气田开发实施的基础,其目标是保证油气井正常安全生产和延长油气井寿命。窦益华等<sup>[9]</sup>认为完井作业具有“高、深、联、复”的特点,应就高温高压高产深井试油完井工程问题系统的思考,包括管柱力学研究、动态试油及完井工艺研究等。

在完井测试设计时,钻遇漏失及酸压完井的油气井,主要设计为油管柱带封隔器,然而在实际应用过程中,顺北油田应用的不同类型封隔器均出现了系列问题,诸如组下管柱过程中遇阻卡异常、极端工况下封隔器失封等,本文通过详细梳理近年超深超高温高压油气井封隔器应用情况,深刻剖析问

题原因,针对顺北油田三高油气井完井测试工艺方案给出了合理化建议。

1 超深井封隔器应用失败案例

超深高温高压高含硫化氢油气井完井测试存在着极大的风险,通过对顺北油田历年完井测试情况进一步整理,发现封隔器应用成功率偏低,失败原因较为复杂。

1.1 顺北油田顺南区块封隔器应用失败案例

从梳理顺南区块应用情况来看,累计应用 19 套封隔器,酸压应用 2 井次,地层测试 5 井次,完井试油 12 井次。RTTS 封隔器 6 套,成功率 83.33%;CHAMP 封隔器 7 套,成功率 75%;SHP 封隔器 1 套,成功率 0;SAB-3 封隔器 4 套,成功率 50%;SHR-HP 封隔器 1 套,成功率 100%。各井失败案例见表 1。

表 1 顺南区块封隔器失败案例

Table 1 Failure cases of packers in Shunnan block

井号	封隔器类型	封隔器坐封位置/m	坐封位置温度/℃	泥浆比重 g/cm <sup>3</sup>	封隔器坐封是否成功	备注
A1	177.8 mmSHP	5 675.32	156.07	1.50~1.88	否	替浆过程中封隔器上移,异常回插,未完成替浆
A2	177.8 mmCHAMP	5 702.02	156.81	1.95~2.20	否	失封失败(无换位显示)
	177.8 mmRTTS	5 701.96	156.80	1.95	否	替液过程中封隔器失封
A3	177.8 mmCHAMP	-	-	1.70~2.00	-	封隔器 1709.52 m 遇阻,起出后检查无问题
	177.8 mmCHAMP	6 745.50	185.50	1.68	否	坐封失败(无换位显示)
A4	177.8 mmSAB-3	6 845.64	188.26	1.70	否	验封异常(套压泄不掉,打压稳不住)
A5	177.8 mmSAB-3	5 500.83	151.27	1.95~2.05	否	试采期间套压突然异常下降,目前油套连通

机械封隔器(RTTS、CMAMP)失败的主要原因:封隔器坐封后,替液时温度、压力效应导致异常解封;封隔器坐封时换位机构被钻磨桥塞铁屑堵塞,无法换位完成坐封。SAB-3 失败的主要原因是泥浆固相颗粒堵塞传压通道,造成无法完全坐封,达不到额定承压值,在生产过程中失封。

1.2 顺北油田顺北一区封隔器应用失败案例

顺北油田顺北一区累计完成各类封隔器 25 井次。失败 3 井次(三口井坐验封正常),分别为 B1 井(193.7 mmPHP-2)、B2 井(139.7 mmPHP-2)、B3 井(177.8 mmPHP-2×2 套),各井失败案例情况见表 2。

表 2 顺北油田一区封隔器失败案例

Table 2 Failure cases of packer in NO.1 area of Shunbei Oilfield

井号	封隔器类型	封隔器坐封位置 /m	坐封位置温度 /℃	泥浆比重 g/cm <sup>3</sup>	封隔器坐封是否成功	备注
B1	193.7 mmPHP-2	4 901.46	103.42	2.00	否	开井初期,油套连通
B2	139.7 mmPHP-2	7 056.43	148.90	1.30	否	气举 2 000 m,油套连通
B3	177.8 mmPHP-2	7 295.73	153.93	1.27	否	开井初期,油套连通
B4	177.8 mmPHP-2+K341-128	-	-	-	否	坐封失败

套管封隔器(PHP)失败的主要原因:封隔器正常坐封后,封隔器释放爪抗拉强度低,在极端工况下(低压低产、掏空气举、酸压),温度、压力效应造成管柱蠕动,释放爪拉断,封隔器失封。

2 影响因素及对策

钻井液是钻井的血液,在钻井过程中起着举足轻重的作用,如冷却钻头、循环携砂、携岩、保持井

眼稳定及保护油气层等<sup>[10]</sup>。然而在实际应用过程中,高密度水基钻井液体系固相含量过高导致对其流变性能维护困难,常常发现泥浆沉淀堵塞钻具水眼、井筒、埋卡封隔器等,严重影响后期作业<sup>[11]</sup>。

## 2.1 固相沉淀

顺北油田顺南区块三高油气井压井泥浆比重最高到 2.24,泥浆固相含量最高 42%,常以钻遇漏失完井,完井工具及测试工具在高比重泥浆中下入。泥浆固相沉淀对井下工具附件传压通道影响较大,如 A5 井,该井下入的 SAB-3 封隔器是贝克休斯一种永久式液压坐封封隔器,该型号封隔器主要靠封堵下部,打压完成坐封作业(图 1)。在其使用寿命结束时,通过从套管磨铣而移除。在测试期间,该封隔器失封,起出封隔器后,线切割发现液缸上部大量固相沉淀,活塞行程不到位,约 4 cm,没有达到其额定承压能力,在低压低产条件下,封隔器失封(图 2)。

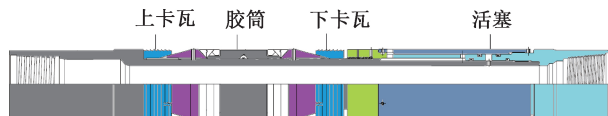


图 1 SAB-3 结构示意图

Fig.1 Structural schematic diagram of SAB-3 packer

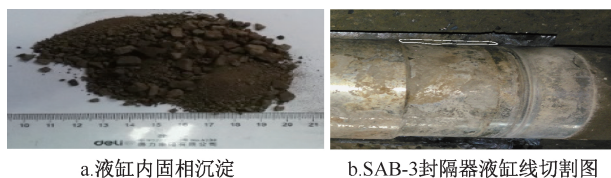


图 2 线切割 SAB-3 封隔器后液缸腔体沉积情况

Fig.2 Deposition in the cylinder chamber after WEDM SAB-3 packer

由上述案例可以看出,套管液压封隔器均面临着固相堵塞传压通道影响坐封的问题。

针对上述问题,为了确保封隔器液缸行程到位,完全坐封,提出以下两点措施:一是提高泥浆性能,保障固相颗粒不堵塞传压通道,保证封隔器完全坐封;二是针对能够注入高性能油脂的封隔器,入井前在活塞腔体内注入高性能油脂,避免固相颗粒进入活塞内。

## 2.2 井筒因素

完井封隔器对井筒要求极为苛刻,封隔器入井前需要摸清井筒情况,常常需要通洗井、刮管等工序充分保障井筒清洁性。在实践中,发现井眼轨迹、固井附件以及桥塞钻屑对封隔器正常坐封影响极为明显。

### 2.2.1 井眼轨迹

井眼轨迹控制工具与随钻测量工具或随钻测井仪相结合,可实现钻头处的前端控制,即井眼轨迹控制的几何导向或地质导向<sup>[12]</sup>。实践证明,套管悬挂器处井眼闭合距超过 20 m,组下完井管柱极易遇阻。某井光油管完井,底带 73.025 mm 喇叭口,组下完井管柱至井深 4 905.98 m 遇阻,原悬重 56 t,177.8 mm 悬挂器位置 4 902.69~4 908.20 m,上提管柱悬重正常,反复上提下放管柱,加压 4 t 无法通过;上提管柱至原悬重,下放管柱加压 6 t 仍无法通过,遇阻点位置不变。该井井眼轨迹相关参数为:0~4 950.00 m 最大井斜角 1.22°,2 177.52~4 912.53 m 方位角 11.88°~359.89°,闭合方位角 91.3°~164.01°,闭合距持续增大,悬挂器位置闭合距 23.68 m。起出后,下部安装圆通引鞋,成功下入。

B3 井井眼闭合距(水平位移)达 40 m,由于管柱贴套管壁而不能居中,组下测试管柱至 177.8 mm 回接筒处遇阻卡,封隔器卡瓦撑开痕迹、胶筒膨胀、解封销钉剪断。该井用铣锥处理后,优化管柱带刚性扶正器,再次施工成功组下管柱。

### 2.2.2 固井附件

固井附件特指浮箍浮鞋。其主要作用是引导套管顺利入井,调整下套管时套管柱所受的浮力,固井时可以防止水泥浆回流<sup>[13]</sup>。固井结束后,用钻头将其扫掉。完井工艺方案设计时必须要考虑固井附件。

B4 井采用 PHP-2 套管封隔器+K341-128 裸眼封隔器完井。打压坐封封隔器时不起压,后又追投了一钢球仍然不起压,起出封隔器时检查 PHP 封隔器已处于解封状态,平衡孔拉开,回查资料该井在组下完井管柱的过程中在浮箍处遇阻卡,最大吨位 14 t。

### 2.2.3 桥塞钻屑

桥塞封层技术在国内已形成了能满足各种井况和各种作业需要的系列技术,西北油田分公司主要应用桥塞进行临时封堵或永久封闭废弃层,常用的桥塞以铸铁材质为主,磨铣较复合材质桥塞相对困难<sup>[14]</sup>,钻屑不易返出。

A2 井应用 CHAMP 封隔器完井,其换位机构被铜块、铁屑和大量的小颗粒固体杂质(K-1 桥塞碎屑)卡死,多次上提下放,无法实现换位,坐封失败。漏失井无法进行洗井作业,固井工具附件、桥塞钻磨产生的碎屑等异物无法返出,异物进入换位机构是造成机械封隔器无法坐封的主要原因。





- XIONG Hegui, GAO Wenxiang, LIU Hongtao, et al. Configuration technology of well test string for deep ultrahigh pressure of high temperature gas well [J]. Well Testing, 2015, 24(5): 52-53.
- [6] 温杰文. 川西地区高温超高压超深井安全试油井下作业技术研究[J]. 钻采工艺, 2018, 41(6): 57-60.  
WEN Jiewen. Study on safe well testing technology for high temperature and ultra-high pressure ultra-deep wells in Western Sichuan [J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(6): 57-60.
- [7] 冯雪松, 魏安超, 任松涛, 等. 东方气田高温高压井完井技术难点及挑战[J]. 化学工程与装备, 2017(6): 104-106.  
FENG Xuesong, WEI Anchao, REN Songtao, et al. Difficulties and challenges in completion technology of high temperature and high pressure wells in Dongfang gas field [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2017(6): 104-106.
- [8] 何华坤. 高温高压气井完井管柱设计研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.  
HE Huakun. Design and research of completion string for high temperature and high pressure gas wells [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [9] 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. Summary of well testing and completion problems in high temperature and high pressure deep wells [J]. China Petroleum Machinery, 2008, 36(9): 140-142.
- [10] 赵雄虎, 苟燕. 钻井液体系分类方法研究进展[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(3): 27-29.  
ZHAO Xionghu, GOU Yan. Review on classification methods of drilling fluid systems [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(3): 27-29.
- [11] 刘震寰. 超高密度高温钻井液体系与流变性调控机理研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2008.  
LIU Zhenhuan. Study on ultra-high density high temperature drilling fluid and rheology control mechanism [D]. Dongying: China University of Petroleum (EastChina), 2008.
- [12] 冯定, 袁咏心, 李汉兴, 等. 井眼轨迹控制工具发展现状及趋势[J]. 石油机械, 2011, 39(3): 70-73.  
FENG Ding, YUAN Yongxin, LI Hanxing, et al. Development status and trend of well trajectory control tools [J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(3): 70-73.
- [13] 李伟, 王涛, 王秀玲, 等. 陆相页岩气水平井固井技术——以延长石油延安国家级陆相页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 106-112.  
LI Wei, WANG Tao, WANG Xiuling, et al. Cementing technology for horizontal wells of terrestrial shale gas: A case study of the Yan'an national terrestrial shale gas E & P pilot area [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 106-112.
- [14] 张恩伦, 刘化国, 杨玉生. 桥塞封层工艺技术的发展[J]. 石油机械, 2001, 29(10): 47-50.  
ZHANG Enlong, LIU Huaguo, YANG Yusheng. Development of bridge plug seal technology [J]. China Petroleum Machinery, 2001, 29(10): 47-50.
- [15] 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]. 北京: 石油工业出版社, 1983: 142-171.
- [16] 肖太平, 张智, 石榆帆, 等. 基于井下作业载荷的A环空带压值计算研究[J]. 钻采工艺, 2012, 35(3): 65-66, 77.  
XIAO Taiping, ZHANG Zhi, SHI Yufan, et al. Research on annulus a sustained casing pressure based on downhole work load [J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(3): 65-66, 77.
- [17] 南荣丽, 窦益华, 杨新克, 等. 高温高压井完井封隔器卡瓦抗剪切强度分析[J]. 油气井测试, 2016, 25(3): 1-3.  
NAN Rongli, DOU Yihua, YANG Xinke, et al. Analysis of shear strength of completion packer slip in HPHT well [J]. Well Testing, 2016, 25(3): 1-3.
- [18] 张智, 王波, 李中, 等. 高压气井多封隔器完井管柱力学研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2006, 38(6): 173-177.  
ZHANG Zhi, WANG Bo, LI Zhong, et al. Mechanical study of completion string with multi-packer for high pressure gas wells [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science and Technology Edition), 2006, 38(6): 173-177.
- [19] 张智, 张琳琳. 高温高产气井自由套管热应力研究[J]. 安全与环境学报, 2015, 15(4): 98-101.  
ZHANG Zhi, ZHANG Linlin. Thermal stress model for the free-casing section to be used for high-temperature and high-yield gas wells [J]. Journal of Safety and Environment, 2015, 15(4): 98-101.
- [20] 高文祥, 贾宝贵, 张安治, 等. 封隔器性能信封曲线[J]. 油气井测试, 2017, 26(5): 31-33.  
GAO Wenxiang, JIA Baogui, ZHANG Anzhi, et al. Envelope curve of packer property [J]. Well Testing, 2017, 26(5): 31-33.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 周生福, 男, 1987年出生, 工程师, 2009年7月毕业于成都理工大学石油工程专业, 主要从事完井试油、测试试井工作。电话: 0996-4687089, 18699142244; Email: 562512611@qq.com。通信地址: 新疆巴州轮台县轮南镇采油三队完井测试管理中心, 邮政编码: 841600。