

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020128

引用格式: 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.

## 库车山前高温高压气井完井封隔器失效控制措施

王克林<sup>1</sup>, 刘洪涛<sup>1</sup>, 何文<sup>2</sup>, 何新兴<sup>3</sup>, 高文祥<sup>4</sup>, 单锋<sup>1</sup>

(1. 中国石油塔里木油田分公司油气工程研究院, 新疆库尔勒 841000; 2. 新疆华油油气工程有限公司, 新疆库尔勒 841000; 3. 中国石油塔里木油田分公司生产运行处, 新疆库尔勒 841000; 4. 中国石油塔里木油田分公司克拉油气开发部, 新疆库尔勒 841000)

**摘 要:** 库车山前高温高压气井主要采用 Y443-111 封隔器, 但封隔器在替液过程中易憋压, 严重时甚至出现封隔器提前坐封问题, 导致油套环空的试油钻井液无法被环空保护液完全替出, 后期可能对油管、套管柱产生腐蚀。针对上述问题, 分析了 Y443-111 封隔器替液过程中失效与损坏的原因, 发现造成该封隔器失效的主要原因是封隔器与套管的间隙太小, 次要原因是替液排量高和井筒清洁情况差。为此, 制定了降低替液排量、清除井筒杂质、优化试油钻井液性能、提高井筒工作液质量和缩小封隔器外径等控制完井封隔器失效的措施。上述措施在现场累计应用 43 井次, 成功率达 97.6%, 解决了库车山前高温高压气井完井封隔器失效的问题, 确保了高温高压井下作业安全和完井作业的顺利施工。

**关键词:** 高温高压气井; 封隔器; 失效分析; 完井; 库车山前构造

中图分类号: TE925<sup>+</sup>.3 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)02-0061-06

## Failure Control of Completion Packer in the High Temperature and High Pressure Gas Well of Kuqa Piedmont Structure

WANG Kelin<sup>1</sup>, LIU Hongtao<sup>1</sup>, HE Wen<sup>2</sup>, HE Xinxing<sup>3</sup>, GAO Wenxiang<sup>4</sup>, SHAN Feng<sup>1</sup>

(1. Research Institute of Oil & Gas Engineering, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China; 2. Sinopetroleum Technology Inc, Korla, Xinjiang, 841000, China; 3. Production Operation Department, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China; 4. Kela Oil & Gas Development Department, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000, China)

**Abstract:** The Y443-111 packer was mainly used in the high-temperature and high-pressure (HTHP) gas wells in the Kuqa Piedmont structure, and it was prone to build the pressure during fluid displacement. In serious cases, the packer was set ahead of time, resulting in the test drilling fluids failed to be completely replaced by annulus protection fluid, which could cause the corrosion of tubing and casing. In view of the above problems, the causes of the failure of Y443-111 packer during fluid replacement were analyzed. It was found that the main factor was the small size of gap between the packer and the casing, and the secondary factors were the high displacement rate of fluid and the poor cleanliness of the wellbore. For these reasons, measures such as reducing fluid displacement rate and the outer diameter of the packer, cleaning up the wellbore impurities, optimizing the properties of oil based drilling fluids, and improving the quality of wellbore operation fluids were taken. These measures had been applied in the field for 43 wells with a success rate of 97.6%, which effectively controlled the packer failure of HTHP gas wells in the Kuqa Piedmont structure and ensured the safe downhole operations and smooth well completions.

**Key words:** high temperature and high pressure gas well; packer; failure analysis; well completion; Kuqa Piedmont Structure

收稿日期: 2020-04-01; 改回日期: 2020-10-15。

作者简介: 王克林 (1989—), 男, 贵州松桃人, 2012 年毕业于东北石油大学石油工程专业, 2015 年获东北石油大学石油与天然气工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事油气井试油完井方面的研究工作。E-mail: wangkl-tlm@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“超深超高压高温气井优快建井与采气技术”(编号: 2016ZX05051-003)、中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“超深高温高压气井井完整性及储层改造技术研究与应用”(编号: 2018E-1809)资助。

封隔器能够隔离地层流体,避免油管与套管之间环空被高温高压气体侵入,是保障高温高压气井完整性和长期稳产的重要安全屏障。然而,随着气藏埋深不断增加,井下温度和压力也不断升高,井身结构更加复杂,井眼变窄,影响封隔器的坐封效果。位于塔里木库车山前构造带的气井属于典型的超深、超高温和超高压气井<sup>[1]</sup>,最大井深超过8 000 m,温度可达188 ℃,压力可达136 MPa。同时,单井钻遇多套压力系统,压力系数高达1.6~2.2,试油完井采用的钻井液密度1.75~2.30 kg/L,井身结构主体采用复合套管,完井作业时多在小井眼中进行,增加了完井作业的难度<sup>[2]</sup>。为适应复杂的井下环境,保护井筒完整性,确保高压气藏长期稳定生产,完井管柱多采用液压永久式封隔器。

然而,现场实践表明,由于封隔器与套管之间缝隙小、井筒容积大、替液排量小且时间长,液压永久式封隔器在深层高温高压气井仍然存在失效风险,极大地影响了完井作业安全和效率。2013—2015年,库车山前大北、迪北、克深等区块部分气井内径115.5 mm的套管下入Y443-111封隔器进行完井作业时,反替液过程中出现憋泵,封隔器提前坐封失效、损坏,导致井筒密封完整性失效、油管与套管之间环空带压,增大了后期修井的难度和成本,同时油套环空液体进入地层造成储层二次污染<sup>[3-4]</sup>。关于该问题,现有研究大多集中于高压气井永久式液压封隔器的失效应力分析<sup>[5-9]</sup>,未对封隔器替液失效、损坏原因和控制措施进行研究。为此,笔者针对塔里木油田库车山前高温高压气井完井作业中的Y443-111封隔器,分析了完井作业反替液时封隔器憋泵、封隔器失效损坏的表征和原因等,从井筒准备、试油钻井液性能和替液影响等方面入手,结合现场实践经验,制定了降低替液排量、清除井筒杂质、优化试油钻井液性能、提高井筒工作液质量和缩小封隔器外径等控制完井封隔器失效的措施,并进行了现场应用,为高温高压气井封隔器完井作业提供了工程依据。

## 1 高温高压气井完井管柱

封隔器需满足高温高压气井改造和投产等典型工况的要求,确保15~20年不动完井管柱,同时兼顾后期井筒作业要求,因此,库车山前气井主要采用Y443-111封隔器,其主要参数为:外径110.7 mm,内径58.6 mm,抗内压/外挤强度103.4 MPa,耐温

232 ℃,设计等级为API 11 D1 V0<sup>[10]</sup>。

库车山前高温高压气井的典型完井管柱( $\phi 196.8$  mm+ $\phi 139.7$  mm复合套管)为:油管挂+气密封扣油管+上提升短节+上流量短节+井下安全阀+下流量短节+下提升短节+气密封扣油管+Y443-111封隔器+投捞式堵塞器+气密封扣油管+全通径压裂阀+气密封扣油管+球座(见图1)。与之对应的典型完井工艺为:在试油钻井液中将完井管柱下至预定位置,换装井口,用环空保护液反替出井筒内的试油钻井液,投钢球至坐封球座并分级加压坐封封隔器,环空加压验证封隔器的密封性,合格后击落球座,最后进行储层改造,放喷求产。现场应用中,库车山前5口井应用Y443-111封隔器在替液过程中出现了憋泵现象,造成封隔器坐封失败。为此,以库车山前高温高压气井典型完井管柱为研究对象,分析了封隔器与套管间隙、替液排量及井筒清洁程度对封隔器失效的影响。

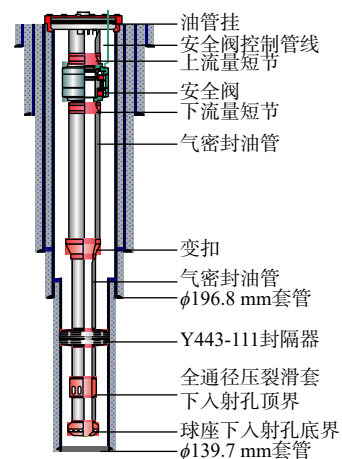


图1 库车山前高温高压气井的典型完井管柱

Fig.1 Sketch of the typical completion string structure in HPHT gas wells in the Kuqa foreland

## 2 封隔器失效原因

封隔器进行优化改进的基础是明确其失效原因。为此,分析了替液压力曲线的变化规律,解析了失效封隔器的结构及参数配合,研究了封隔器与套管间隙、替液排量和井筒清洁情况对封隔器失效的影响。

### 2.1 封隔器失效表征

以应用Y443-111封隔器出现问题的5口井之一的TLK8003井为例进行分析。将Y443-111封隔器下入密度为1.88 kg/L的试油钻井液中,下至预定

位置后,用 15 m<sup>3</sup> 密度 1.50 kg/L 的过渡浆+8 m<sup>3</sup> 密度 1.20 kg/L 的隔离液+4 m<sup>3</sup> 密度 1.40 kg/L 的环空保护液反替试油钻井液,排量 130~150 L/min,替入 27 m<sup>3</sup> 时封隔器发生憋泵失效。该井替液过程中的反替试油钻井液施工曲线如图 2 所示。

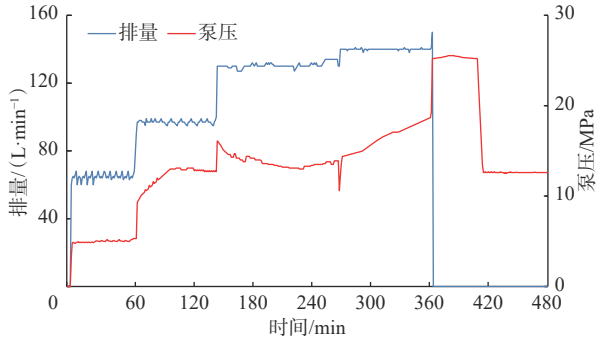


图 2 TLK8003 井反替试油钻井液施工曲线  
Fig.2 Curves of fluid displacement in Well TLK8003

由图 2 可知,该井反替试油钻井液时泵压突然升高,出口不出液,发生憋泵。为明确憋泵原因,起出完井管柱,检查封隔器,发现中间胶筒、上端胶筒和上端支撑系统已经损坏。同时,启动销钉剪断,活塞运行了 7 mm,上下卡瓦未撑开,上下楔形块剪断销未剪断,封隔器下端四丙氟橡胶(Aflas)胶筒横截面有纵向破裂,下支撑系统裂开,上、中胶筒微变形,封隔器未坐封。

表 1—表 4 分别为封隔器胶筒尺寸、密度、抗拉强度和 PTFE 支撑环的检测结果。由此可见,相比于设计公差,封隔器胶筒尺寸微膨胀变大。胶筒硬度在工作温度下发生软化膨胀,密度在设计范围内;抗拉强度较低,但拉断点升高了,金属丝网支撑环和 PTFE 支撑环的尺寸变大。根据以上表征,应主要从封隔器与套管间隙、替液排量和井筒清洁情况 3 方面分析失效原因。

表 1 Aflas 胶筒尺寸对比

Table 1 Size comparison of Aflas packer rubber

胶筒位置	下端内径/mm	上端内径/mm	最大外径/mm	横截面尺寸/mm <sup>2</sup>	长度/mm
上端胶筒	88.52	87.45	112.24	299.35~303.22	44.45~44.73
下端胶筒 <sup>1)</sup>				292.25~294.83	44.48~44.63
中间胶筒	87.73	87.93	111.73	301.28~302.93	40.39~40.54
设计端部胶筒	85.98	85.98	109.09	293.54	43.18
设计中间胶筒	85.98	85.98	109.09	293.54	39.62

注:1)因下端胶筒裂开,未测量下端内径、上端内径和最大外径。

表 2 胶筒性能

Table 2 Properties of packer rubber

胶筒位置	邵氏硬度/HA		密度/(kg·L <sup>-1</sup> )	
	设计	实际	设计	实际
端部胶筒	90±5	89	1.57	1.53
热浸泡后的端部胶筒	90±5	93	1.57	1.55
中间胶筒	85±5	83	1.51~1.58	1.52
热浸泡后的中间胶筒	85±5	88	1.51~1.58	1.54

注:胶筒在 150 °C 温度条件下浸泡 72 h 后进行测试。

表 3 金属丝网支撑环尺寸

Table 3 Size of support rings for wire mesh

支撑环位置	内径/mm	外径/mm	长度/mm
上端	85.60	112.27~113.54	30.25
下端	85.60	110.74~112.27	29.97
设计尺寸	86.11	108.71	30.48

表 4 PTFE 支撑环尺寸

Table 4 Size of PTFE support rings

支撑环位置	内径/mm	外径/mm	长度/mm
上端	91.34	114.38~113.54	29.49~31.70
下端	86.74~88.98	113.36~114.88	30.63~30.73
设计尺寸	86.11	108.71	31.75

## 2.2 封隔器失效原因分析

### 2.2.1 封隔器与套管间隙

失效案例中,生产尾管是外径 139.7 mm、内径 115.5 mm 的非常规套管, Y443-111 封隔器外径 110.7 mm,套管和封隔器的间隙仅 2.4 mm。封隔器胶筒和支撑环安装时可与芯轴相对滑动,替液时高密度、高黏度试油钻井液在封隔器与套管间流动。由于液体的表面张力,封隔器与套管间隙越小,流动产生的摩擦力会越大,导致堵塞可能性越大。封隔器的楔形块锥体组装后由销钉固定,销钉被剪切

后锥体可自由活动,并可撑开相对应的卡瓦。当施加在胶筒上的流体摩阻足够高时,胶筒被推动挤压和膨胀;另外,胶筒在高温下会产生微小的膨胀变形,使本来窄小的间隙变得更加窄小。由此可见,封隔器胶筒与套管间隙小,容易造成替液时流体摩阻较大和堵塞,这是导致封隔器失效的主要原因。

为进一步确认封隔器与套管间隙的影响,利用环空幂律流体计算公式<sup>[11]</sup>,计算反替液体流经胶筒与套管间隙的摩阻:

$$\Delta p = \left[ \frac{16Q}{\pi(D_1 - D_0)^2(D_1 + D_0)} \frac{2n+1}{n} \right]^n \frac{4KL}{D_1 - D_0} \quad (1)$$

式中:  $\Delta p$  为反替液体流经胶筒与套管间隙的摩阻, MPa;  $D_1$  和  $D_0$  分别为套管内径和胶筒外径, m;  $Q$  为注入流量,  $m^3/h$ ;  $K$  为液体稠度系数,  $Pa \cdot s^n$ ;  $n$  为流性指数;  $L$  为胶筒长度, m。

为了得到胶筒和套管间隙与过流摩阻的关系,采用牛顿流体并设胶筒长度为定值,计算了胶筒与套管间隙的过流摩阻,结果如图3所示。由图3可知,随着注入排量增大,胶筒与套管间隙过流摩阻升高;随着胶筒与套管间隙增大,过流摩阻降低。胶筒外径为 112.2 mm 时,胶筒与套管间隙平均为 1.6 mm,当替液排量达到 250 L/min 时,流经此处的液体摩阻约为 2.0 MPa,导致泵压升高。加之试油钻井液中存在固相颗粒,使胶筒与套管间隙部分阻塞,导致过流摩阻进一步增大。

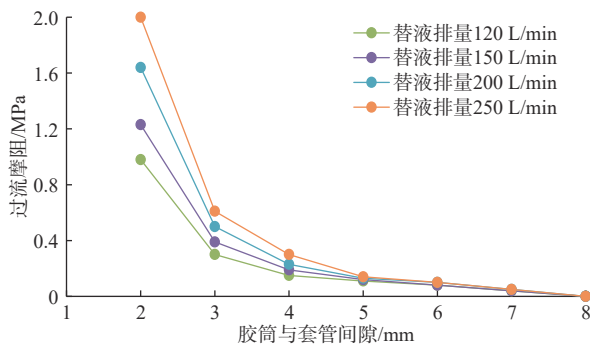


图3 胶筒与套管间隙过流摩阻计算结果

Fig.3 Calculation results of friction in the gap between rubber and casing

2.2.2 替液排量

经统计,库车山前高温高压气井采用 Y443-111 封隔器在替液中出现憋泵的有 5 口井(见表 5),替液排量均超过了 120 L/min,最高超过了 150 L/min。为分析替液排量对封隔器失效的影响,进行了地面模拟试验:采用密度 1.85 kg/L 的油基钻井液,排量

分别为 100, 120, 150, 200 和 250 L/min,温度 99.3~108.0 °C,模拟 Y443-111 封隔器在内径 115.5 mm 套管内的反替液情况,结果如图 4 所示。

表 5 采用 Y443-111 封隔器的失效井统计结果  
Table 5 Statistics of failure wells using Y443-111 packer

失效井	地层压力/MPa	地层温度/°C	封隔器下深/m	钻井液密度/(kg·L <sup>-1</sup> )	替液排量/(L·min <sup>-1</sup> )
TLDB101-2	85.0	120.0	5 265.60	1.85	150~180
TLDB102	84.7	138.0	4 895.20	1.68	140~155
TLK8003	165.0	121.5	6 689.60	1.66	120~155
TLK8-1	122.0	168.0	6 710.90	1.87	120~155
TLK8004	123.0	165.0	6 728.60	1.70	120~155

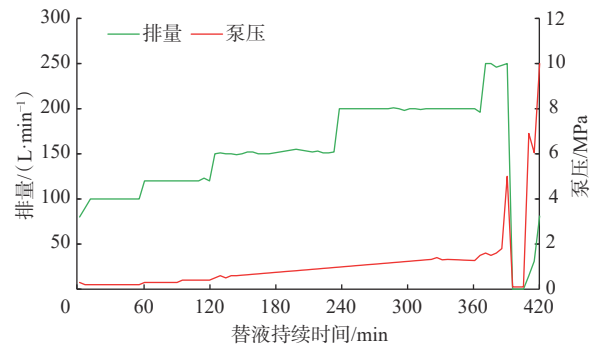


图 4 替液循环过程中的排量和泵压曲线

Fig.4 Curves of flow rate and pump pressure during fluid displacement circulation

从图 4 可以看出,随着替液排量逐步增大,泵压逐渐升高,当排量达到 250 L/min 时发生憋泵。检查发现,封隔器上下卡瓦未发生位移,上下楔形环销钉未剪断,启动坐封销钉没有受力剪切痕迹,活塞未发生位移,但下特氟龙支撑环、下金属丝网支撑环、下铜支撑环和下铁支撑环的外径均有不同程度的变大。综合分析认为,替液排量越大,所产生的摩阻越大,越容易憋泵造成封隔器失效。

2.2.3 井筒清洁情况

井筒内试油钻井液中残留有固井作业时的水泥浆和钻井产生的岩屑等杂质,在温度的影响下容易发生变质沉淀,形成固体堆积。由于封隔器胶筒和套管间隙较小,替液过程中试油钻井液中的残留固体会滞留在封隔器处,堵塞替液通道,瞬间憋压推动胶筒并向膨胀,造成憋压堵塞。

同时,被污染试油钻井液的固相含量升高,进一步增大了液体流动的摩阻。替液时产生的液体摩擦力过大,也是造成封隔器失效的原因之一。同时,在

小间隙情况下,工作温度下胶筒变软,试油钻井液性能不稳定,加上产生的摩擦力,替液过程中胶筒受到挤压产生变形,导致憋泵,造成封隔器失效。

### 3 封隔器失效控制措施

根据封隔器失效原因分析结果,为降低摩阻、避免憋泵失效和改善封隔器坐封效果,从优化替液排量、提高井筒清洁程度和扩大封隔器与套管间隙等 3 方面出发,制定了降低替液排量、清除井筒杂质、优化试油钻井液性能、提高井筒工作液质量和缩小封隔器外径等控制完井封隔器失效的措施。

#### 3.1 优化替液排量

分析可知,替液排量太大是发生憋泵的重要原因之一。替液排量反映的是液体在封隔器位置的流速,不同排量对应不同的流速,流速越大摩阻越高,而摩阻高容易造成封隔器胶筒形变和憋泵失效,当发生憋泵的外力达到剪切坐封销钉的剪切力时,会造成封隔器坐封失效。因此,结合前述研究结果,将封隔器坐封销钉的启动压力由 9.0 MPa 提高至 13.5 MPa,将替液排量控制在 250 L/min 以内。与此同时,应考虑到封隔器临界替液排量是在地面模拟条件下获得的,而井下实际工况更为复杂。如表 5 中所列 5 口井的替液排量为 120~180 L/min,但都出现了替液憋泵现象,而同区域的类似井,当替液排量控制在 100~120 L/min 时,未出现替液憋泵问题。因此,综合以上分析,并结合现场实践经验,推荐替液施工排量不超过 120 L/min,封隔器与套管环空对应流速为 2.36 m/s(将其视为“安全流速”)。

#### 3.2 提高井筒清洁程度

从清除杂质、优化试油钻井液性能和提高井筒工作液质量入手,提高井筒清洁程度。可采用刮壁通井的方式清除杂质,施工时应充分考虑套管内径变化、井内试油钻井液沉淀、尾管悬挂器的损坏或变形、井斜和狗腿度等因素的影响。对整个井筒刮壁,尤其是封隔器坐封井段上下 50 m 处应至少刮壁 3 次,以确保井壁干净;然后下入套管通井规,通井至人工井底。对于 Y443-111 封隔器,采用  $\phi 112.0$  mm、长度 1.50~2.00 m 的螺旋槽通井规,无挂卡遇阻现象为通井合格,循环调整试油钻井液至性能良好。循环通井时,要求大排量反循环冲洗井壁,将井壁黏附的各种碎屑携带出井。试油钻井液应清洁且性能稳定,入井前需做高温老化测试,测试温度应高于井底温度 10~15 °C,静置 15 d 后加重材料不沉淀

为合格。要过滤隔离液、过渡浆和有机盐(精细过滤),以保证其中无固体杂质。替液循环时,需要加装 100 目滤网滤除固体杂质。

#### 3.3 扩大封隔器与套管间隙

在保证封隔器性能的前提下,减小封隔器外径,可以扩大封隔器与套管的间隙,避免憋泵,提高替液临界排量。为此,利用有限元分析方法,分析了封隔器在最大工作载荷和最高额定温度下的整体塑性变形、局部失效和屈曲情况。在此基础上,通过试验优化了 Y443-111 封隔器技术参数,结果如图 5 所示。

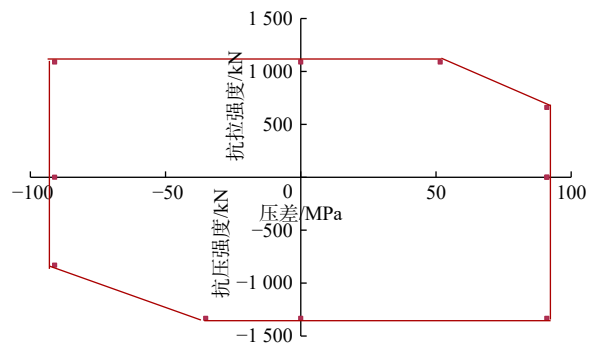


图 5 优化后的 Y443-111 封隔器性能信封曲线

Fig.5 Property envelope curves of optimized Y443-111 packer

优化后, Y443-111 封隔器最大压差由 103.4 MPa 减小为 91.0 MPa,最大抗拉强度由 778 kN 增大为 1 089 kN,最大外径由 110.7 mm 减小为 108.2 mm,通过了 API 11D1<sup>[10]</sup> 标准的 V0 等级测试。优化后的 Y443-111 封隔器与套管的间隙由 2.39 mm 增大为 3.66 mm,临界替液排量也随之增大,计算表明,安全流速为 2.36 m/s 时,替液排量可达 182 L/min,缩短了替液时间。

## 4 现场应用

截至 2020 年 9 月,库车山前高温高压气井完井封隔器失效控制措施累计应用 43 井次,施工成功率由之前的 88.1% 提高至 97.6%,取得了显著效果,验证了失效原因分析的准确性和失效控制措施的有效性。

TLB302 井采用  $\phi 196.8$  mm+ $\phi 139.7$  mm 复合套管完井,地层压力 110.5 MPa,地层温度 134.6 °C,试油钻井液密度 1.89 kg/L。现场施工情况为:

1) 下入完井投产管柱前,先下入磨铣—刮壁—

强磁一体化井筒清洁管柱,磨铣尾管喇叭口,对喇叭口上部套管进行刮壁和强磁清理,结束后再下入 $\phi 112.0$  mm、长度2.00 m的螺旋槽通井规通井,为该井后续施工创造了较为清洁畅通的井筒环境。

2)该井所用尾管内径115.5 mm,采用密度1.89 kg/L的超微重晶石(STSW)完井液,其在150℃下静置15 d无沉淀<sup>[12]</sup>,下入完井投产管柱过程中未发生遇阻现象,反循环替液排量100~130 L/min,未发生憋泵现象,封隔器顺利坐封(见图6)。

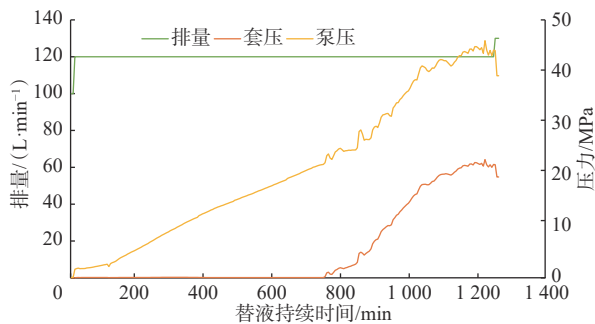


图6 应用封隔器失效控制措施后的替液施工曲线

Fig.6 The curve of fluid displacement after application of controlling measures

3)酸压施工泵压71.13~87.63 MPa,平均78.02 MPa;套压27.58~38.07 MPa,平均35.20 MPa;排量0.23~5.00 m<sup>3</sup>/min,平均3.36 m<sup>3</sup>/min;挤入地层总液量365 m<sup>3</sup>。采用 $\phi 7.0$  mm油嘴放喷求产,油压73.41 MPa,日产油量79.9 m<sup>3</sup>,日产气量412 758 m<sup>3</sup>,改造和求产施工过程中封隔器密封良好,性能可靠。

## 5 结论与建议

1)针对库车山前典型高温高压气井常用完井管柱,结合试验研究、理论分析、现场数据和实践经验,认为封隔器与套管间隙小是造成封隔器失效的主要原因,而施工过程中替液排量过大、井筒不清洁也会增大封隔器失效风险。

2)通过控制替液排量,确保封隔器与套管间隙的最大流速不超过推动胶筒的临界流速;按照标准进行井筒通井刮壁、优化试油钻井液性能、提高井筒工作液质量,解决井筒清洁问题;缩小封隔器最大外径,增大封隔器与套管的间隙。该措施现场累计应用43井次,成功率达97.6%。

3)通过采取制定的封隔器失效控制措施,单封隔器失效问题得到了有效控制,但不能满足库车山前储层精细化改造需求。目前,正在试验多封隔器

机械分层改造工艺,但如何保证多封隔器安全施工,还需进行深入研究。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 田军. 超深油气井试油与完井投产技术[M]. 北京:石油工业出版社, 2019: 11-13.  
TIAN Jun. Well testing and completion in the ultra-deep oil and gas wells[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019: 11-13.
- [2] SHADRAVAN A, TARRAHI M. HPHT 101: what every engineer or geoscientist should know about high pressure high temperature wells[R]. SPE 163376, 2012.
- [3] 赵全民, 李燕, 刘浩亚, 等. SXJD-I型低伤害暂堵修井液技术[J]. 石油钻探技术, 2019, 47(2): 109-113.  
ZHAO Quanmin, LI Yan, LIU Haoya, et al. The technology of SXJD-I type low damage temporary plugging workover fluid[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(2): 109-113.
- [4] 孟瑄, 杨宪民. 修井作业中保护裂缝性储层的暂堵技术[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(1): 51-55.  
MENG Xuan, YANG Xianmin. A temporary plugging technology to protect the fractured reservoir during workover[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 51-55.
- [5] 李明飞, 窦益华, 曹银萍, 等. 力法在多封隔器管柱轴向力分析中的应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2020, 35(1): 89-96.  
LI Mingfei, DOU Yihua, CAO Yinping, et al. Application of force method to axial force analysis of multi-packer tubing[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2020, 35(1): 89-96.
- [6] 朱达江, 林元华, 邹大鹏, 等. CO<sub>2</sub>驱注气井封隔器橡胶材料腐蚀力学性能研究[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 126-130.  
ZHU Dajiang, LIN Yuanhua, ZOU Dapeng, et al. Experimental study on the impact of corrosion on the rubber in packers in a CO<sub>2</sub> injection well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 126-130.
- [7] ISTRE T, HAJIANMALEKI M, CHRETIEN T, et al. Case study: deepwater design, verification, and validation testing for production packers in HPHT environments[R]. OTC 29055, 2018.
- [8] DENG Guijun, DOANE J C, RUFFO A, et al. Design verification, optimization and validation of ultra-HPHT completion and production tools[R]. SPE 166231, 2013.
- [9] 鞠少栋, 付利, 孔学云, 等. 井下封隔器设计分析软件开发[J]. 石油矿场机械, 2015, 44(10): 38-41.  
JU Shaodong, FU Li, KONG Xueyun, et al. Development of design and analysis software for down hole packers[J]. Oil Field Equipment, 2015, 44(10): 38-41.
- [10] API SPEC 11D1-2015 packers and bridge plugs[S].
- [11] 杨树人, 崔海清. 石油工程非牛顿流体力学[M]. 北京:石油工业出版社, 2013: 80-84.  
YANG Shuren, CUI Haiqing. Non Newtonian fluid mechanics of petroleum engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013, 80-84.
- [12] 巴旦, 王磊, 乔雨, 等. STSW完井液在Tkes16井的应用[J]. 钻采工艺, 2017, 40(2): 86-88.  
BA Dan, WANG Lei, QIAO Yu, et al. Application of STSW completion fluid on Well Tkes16[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(2): 86-88.