

海上高温高压井联作测试问题与对策

孙永涛¹ 刘光普²

(1.中油海天津分公司试油测试公司 天津 300451; 2.中国石油大学 北京 102249)

摘要 围绕“滨海 4 井”为代表的海上高温高压井联作测试,就以往高温高压井施工概况,井下管柱问题及改进地面设备、流程的重新认识,如井控安全、措施作业,井口控制等方面进行探讨,并对存在问题提出相关对策。

关键词 高温高压 联作测试 问题 措施

文章编号:1004-4388(2013)05-0041-04 **中图分类号:**TE353 **文献标识码:**B

0 引 言

近几年,公司开展以渤海湾最深井“滨海 4 井”为代表的海上高温高压井联作测试施工。施工过程中围绕“高温高压”在工艺技术、井下管柱、地面流程等方面进行了持续优化和完善,初步成型了“海上高温、高压、深井联作测试”特色技术。在技术成型过程中,着重解决了一些关键问题,从以往高温高压井施工概况、井下管柱问题及改进、地面设备及流程的重新认识、以及其他诸如井控安全、措施作业、井口控制等多方面进行了深入探讨,并对存在问题提出相关应对对策。

1 施工概况

滨海 4 井为渤海湾最深井,完钻井深 5505.0 m,首试层 5385.4~5467.6m,采取常规试油方式,试油结论折算油层中部压力 66.44 MPa,温度 179.7℃,酸化后 12 mm 油嘴自喷求产,落实产气 52388 m³/d,开创了中石油海上高温高压井施工的先河。为后续滨海 6、埕海 33、埕海 35 等高温高压井联作测试施工提供了技术借鉴。表 1 为近几年来海上高温高压施工井概况。

从表 1 不难看出,地层系数均高于正常地层系数,部分测试层温度均达 149℃以上。早期开展高温高压井实践,以常规试油为主,主要是通过油管降液面,单独进行油管传输射孔、射流泵排液、钢丝测压、酸化压裂措施改造、氮气液氮举等工序。后期采取

TCP+STV+JET 联作测试工艺,增加地层高温高压针对性,缩短海上试油周期。整个发展过程注重了工艺改进和完善,强化了测试工艺对地层参数的认识,尤其是对高温、高压、高产气井的重点认识,采取联作工艺以确保安全、高效施工。

表 1 近几年海上高温高压井联作测试施工井概况

序号	井号	测试井段 (m)	试油成果					测试工艺
			油层压力 (MPa)	压力系数	油层温度 (℃)	温度系数	产气系数 (m ³ /d)	
1	滨海 4 井	5385.4~5467.6	66.44	1.22	179.70	3.31	52388	常规试油
2		5244.4~5278.5	63.19	1.20	178.40	3.39	/	常规试油
3		5029.8~5108.0	63.82	1.26	167.70	3.31	/	常规试油
4	滨海 6 井	4474.4~4535.3	52.70	1.17	165.00	3.66	29004	TCP+STV+JET
5		4260.0~4272.8	49.67	1.16	157.81	3.70	/	TCP+STV+JET
6		4025.2~4075.5	48.27	1.19	145.70	3.60	2217	TCP+STV+JET
7	埕海 7 井	3933.3~3973.2	54.57	1.38	141.20	3.57	2085	TCP+STV+JET
8		3505.7~3527.2	51.92	1.48	123.70	3.52	/	TCP+STV+JET
9		4762.2~4838.6	54.83	1.14	165.64	3.45		常规试油
11	埕海 33 井	3611.4~3661.7	47.92	1.32	137.50	3.78		TCP+STV+JET
12		3367.6~3398.9	45.38	1.34	127.60	3.77		TCP+STV+JET
14		3838.5~3853.4	56.10	1.46	135.30	3.52		TCP+STV+JET
15	埕海 35 井	3622.6~3636.5	46.00	1.27	138.64	3.82		TCP+STV+JET
16		3964.2~3985.9	53.78	1.35	145.00	3.65		TCP+STV+JET
18		3827.3~3843.0	46.20	1.20	145.00	3.78	5828	TCP+STV+JET

2 问题分析与改进措施

针对高温高压井联作测试,井下管柱主要采取 TCP+STV+JET 联作测试工艺,主要相关工具有射孔枪、纵向减震器、筛管接头、PT 封隔器、传压接头、压力计托筒、STV 阀、托砂器、射流泵。相关管柱结构如图 1 所示。

一趟管柱实现射孔、STV 地层测试、射流泵排

【作者简介】 孙永涛,工程师,2006 年毕业于西安石油大学石油工程专业,现从事海洋试油、测试、井下作业等方面研究及现场技术工作。
电话:022-60629505, E-mail: nanxintun@163.com。

液、洗压井、酸化改造等不同工艺,减少了起下钻时间,实现了安全高效,满足了海上试油要求。

通过环空打压实现井下 STV 阀开关井及延时点火头射孔工艺。STV 阀具备锁定开关井功能,球阀下部可承受最大生产压差达 70 MPa,工具关键高温密封件可达 180℃,满足了地层高温高压要求。在深入认识地层参数上工艺针对性增强,实现了各工艺有机配套和测试成功。

虽然工艺优越性较比常规试油突出,海洋适应性强,但在高温高压实践过程中发现联作管柱存在以下主要问题:

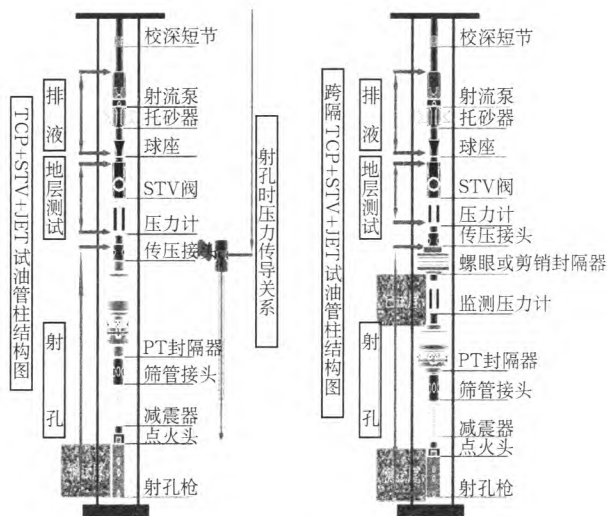


图1 HPHT井联作测试管柱结构

2.1 联作管柱受力较为复杂,容易诱发多种工程事故

(1)联作管柱坐封后环空加压,由于主要受力面作用在油管挂及封隔器上,加重 P-T 封隔器受力。易增加 PT 封隔器卡瓦在套管上的作用力,严重的镶在套管内壁内,进而引起封隔器卡钻事故发生。

(2)PT 封隔器坐封前后,浮力变化严重影响封隔器受力。坐封前由于油管管柱处于负压状态:以 2000 m 负压值、73 mm 油管计算,坐封前及射孔开井后液面到井口 60 kN 浮力消失,直接加压在封隔器上,加重封隔器受力,同样易引发卡钻事故。

(3)针对小井眼如 139.7 mm 井眼开展高温高压深井测试,存在 PT 封隔器螺旋载重销在射孔震动时管柱窜动时被搓断、造成卡瓦牙脱落卡钻,射孔震动强烈造成射流泵滑套提前打开、压力计震坏、引发测试失败问题。

(4)高温高压条件下,温度效应引起的管柱伸长,有相关文献显示原钩载为 625 kN 的管柱,受温度效应影响钩载减少 500 kN,考虑到采用防喷器井口、测试控制头开展施工的情况,管柱有上窜的可能。

2.2 密封件耐温耐压时效短诱发测试失败问题

国产工具虽然都有高温密封件,耐温可达 180℃,短时间内可以承受,但是密封件仍存在耐压耐温时效的问题。长时间施工,胶圈硬化,失去密封效果,导致施工失败。例如滨海 4 井跨隔下返射流泵排液,4 h 后上部剪销封隔器密封失效,胶筒都被颗粒化,排液变为无产出,工艺失败。特别是期间接近油层放置的 200℃电子压力计 4 支也悉数损坏。

国产测试阀方面存在的主要问题是由于工具为 98.4 mm 小外径工具(哈里伯顿最小为 127.0 mm 工具),机加工受限,国产材质质量有待提高,特别是该工具针对高温高压井开展施工,一旦关井期间球阀下部起高压,由于操作臂拉动小外径球阀力矩较小,球阀无法打开。另外,国产 STV 针对高压低渗井,球阀密封无法保证。这些都导致国产工具一直存在测试成功率无法保证的问题,要解决其中存在问题,需要现场和生产厂家两方面共同研究对策,切实确保测试质量。

2.3 管柱结垢,井控困难

由于高温作用,油水气同出层由于地层水矿化度高,试油油管柱内部结垢,射流泵芯易卡死,存在无法洗出,加上喷嘴堵死甚至无法压井的问题,给井控工作带来困难。

2.4 改进方案思路

针对 PT 封隔器受力、卡瓦脱落、射孔震动造成管柱上窜坐封扭矩回转造成的封隔器凸尔损坏造成的卡钻问题,经过一些列现场施工实践,制定如下措施。3500 m 以上试油层,杜绝 PT 测试封隔器的使用,以 RTTS 封隔器 + RTTS 循环阀 + RTTS 安全接头工具组合替换 PT 封隔器。RTTS 封隔器特殊的卡瓦结构不同于 PT 封隔器,可以承受更强的加压作用力,不存在卡瓦脱落、承重销错断等问题,特别是该工具下部带水力锚装置,可以承受更大压差。安全接头装置的设置为管柱卡钻提供了解决方案。

2.4.1 针对测试阀井下开关井问题

177.8 mm 及以上生产套管井,采用 127.0 mm 国产或进口哈里伯顿 STV 阀,以保证测试成功率。

针对 139.7 mm 生产套管,由于只能采用国产 98.4 mm STV 阀,现场一方面制定措施确保 STV 阀位置下在 3500 m 以上,以克服工具耐温耐压时效短的问题。另一方面,强化工具“一检、二功、三试压”工具检验工作,确保工具不带问题下井。此外,在工具使用过程中,操作压力额外附加 3 MPa 安全压力,以确保球阀动作准确。现场地面确实无法判断井下开关的,必要时采用钢丝探球阀,落实井下开关井状态,提高工具测试成功率。

2.4.2 针对射流泵被水垢卡死无法洗出、压井问题

(1)射流泵芯采用防垢泵芯。

(2)通过在测试管柱下部安装较高压力级别的 RD 循环阀,增大反洗泵芯能力,力图解决问题。

(3)采用钢丝或电缆对泵芯进行打捞,从根本上解决问题。

3 对地面设备及流程的重新认识

(1)地面计量设备应该坚定 EXPRO 设备为基础,关键阀门、ESD 系统首先考虑进口金属密封件,确保流程设备、工具安全可靠。

(2)如果有较大的勘探预期,天然气产量较大,预计井口压力较高,油嘴管汇至采油树井口高压流程段,应该改变以往由任橡胶密封方式,进而改为法兰钢圈金属密封方式,以确保井控安全。除此之外,整个流程试压方式也应变之以前清水试压方式为氮气试压,即确保流程气密性达标。气密性试压设备应准备 69 MPa 甚至更高能力氮气泵及足量液氮。

(3)流程还应考虑防止水化物堵塞油嘴解决方式,以及油嘴管汇突然节流后温度降低剧烈加温方式。主要是在油嘴管汇上游配备化学注入泵,以便及时诸如化学物质进行水化物分解。对下游段及时加热,防止温度降低过低冻伤设备。

(4)EXPRO 三相分离器 $160 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 处理量是在其额定压力(9.9 MPa)2 min 延迟时间下的处理能力,实际操作时既不能按照其额定压力操作,现场也无法确保延迟时间达到 2 min,这就要求在达到其处理量 60% ~ 70% 时候,需要双套流程开展施工。而海上试油现场场地局限,只能是在采油树双翼闸门各连接一套同样配置的地面计量流程,以便解决问题。同时,平台两边的火炬臂处理能力要加大,以适应大

气量的处理要求。若产量小仅走一套流程,若产量高,则需要走两套流程。

(5)考虑到现场安全,井口处需要设置液压开关阀门,流程加装 ESD 紧急关断阀和 MSRV 自动泄压阀,以便远程控制,确保流程安全。关键位置如油嘴管汇上下游、井口油套压、分离器压力等位置设置自动数据采集系统。分离器压力容器和 ESD 上游之间应加装高压感应器,以便在出现突发状况时,ESD 主动关井,避免分离器设备超压损坏甚至发生灾难性事故。

(6)鉴于高温高压甚至高含 H_2S 、 CO_2 等强腐蚀性气体对井口金属材质、闸阀、流程管线、油嘴管汇设备等的腐蚀和刺伤情况存在,需要做好设备工具的年检和年度保养,探伤和保养过程中一旦发现部件损坏及时进行修复和更换,确保设备工具安全可靠。

4 井口控制、井控安全等高温高压考虑

4.1 井口控制

基于海洋特点,原来常规做法一直是事先在套管头上部安装 BT 密封及采油四通,起下钻时在采油四通上安装 35 - 70 防喷器组,下完测试管柱,需要在钻台悬臂梁下拆防喷器组,安装 1000 型采油(气)树,然后从悬臂梁下部构建试油流程至悬臂梁上部进行流程对接,一般海洋平台修井套补距约 9 m 高度,所有井口操作均需要在 $2 \text{ m} \times 2 \text{ m}$ 见方的井口小平台或其上的脚手架上开展,存在工作量大、移动悬臂梁频繁、流程整改困难等问题。而开展高温高压井测试,又必须采用金属密封采油(气)树和金属密封流程管线,如何避免流程存在隐患,确保压井、放喷安全,成为解决问题关键。

结合相关文献,塔里木在开展高温高压测试方面经验丰富,成功开展了采用升高法兰将采油四通升至钻台,继而安装采油树的做法,收到较好效果。结合海上联作测试特点,井口套管头安装 BT 密封将井口升高至 103.5 MPa,再利用升高法兰升至悬臂梁上钻台面,安装采油(气)树,进而在悬臂梁上部构建试油流程、压井流程,满足流程法兰连接等问题,将是一个可行的方式。

4.2 井控安全

井控方面主要是高压气井带来的井控风险,自升式钻井或作业平台常规配置的 35 MPa 泥浆泵将不能

满足井控压井要求。现场至少需要配备 1400 及以上级别压裂泵撬,以满足井控压井要求。在实践过程中也接触到一些高产气层压井存在困难的问题。针对该问题,现场总结出压井时严格按照既定压井工作单,利用试油可调油嘴管汇或平台节流阀,按照实测地层压力系数(关井测压计算)控制好回压,进行压井,确保压井成功。

4.3 措施作业

主要是储层改造,通过酸化或者压裂手段,解放储层,消除钻完井污染,深入认识地层真正产能性能。海上措施作业方式一般采用酸化或压裂驳船,将酸化压裂泵撬、储罐、仪表撬、混砂撬、启动泵撬、供酸或砂罐等主要设备整体布局在驳船上,通过高压软管连接到平台采油树,开展泵注施工。一般主要针对高压低渗特点储层、碳酸盐储层或者潜山储层,施工针对性较强,往往受到较好效果。滨海 6 井第一层就是试油施工时不见油,测试结果显示污染严重,地层微裂缝发育不完善,导流能力低下,通过开展海上大型水力压裂施工后,实现 8 mm 油嘴放喷,日产原油 85.6 t,产气 29004 m³/d 的良好效果,证实了滨海构造良好的勘探前景。

对海上高温高压井开展联作测试施工的影响,主要在于高压放喷、残液、含砂、以及压后高产等对试油流程上管线设备、及井口采油(气)树的损坏。酸液介质、含砂压裂液等或多或少都将对井口金属密封、流程拐弯处死弯头、油嘴管汇设备、换热器、分离器球阀等造成损坏。这需要一方面从现场方面做好残酸 PH 值检测、压裂液含砂检测,必要时油嘴管汇前边加装高压出砂设备、残酸中和装置等,以解决问题。另外需要做好井口、设备、管线的年度探伤、拆装保养检查,切实了解损坏情况,及时整改。

此外,针对高温高压井开展联作测试施工,还应注意套管压力随温度升高而不断升高,甚至油管丝扣密封不好传压至套管而引起的套管压力升高问题。由于井内测试管柱均为压控式工具,过高套管压力将会引起工具动作,如 STV 阀、RD 循环阀,进而影响测试成功。针对高温高产气井,建议采用 FOX 等气密封性油管,现场施工时注意对套管合理放压,以确保工艺成功。而措施作业后,也需密切注意套管压力甚至技术套管等其他层次套管压力变化,因为固井质量

或者措施作业高泵压可能会加剧固井质量进一步恶化,加上套管丝扣密封不好,也会引起除油层套管外套管起压,甚至延伸到表套,引发海上溢油气事故甚至灾难。

5 结论与认识

(1)高温高压井地层测试技术对相关井下工具、地面设备、射孔工艺等要求较高,以确保质量、井控、安全等受控。要求必须扎实做好技术准备,对海上联作测试施工涉及的井口装置、地面设备流程、井下工具性能、平台设备配置等做好高温高压高产气井对策应对。

(2)对高温高压井联作测试井下管柱进行了分析,从管柱受力、以往施工 P-T 封隔器事故、STV 阀高温高压性能、射流泵出现问题等方面进行了深入问题总结,并提出了应对对策。

(3)对于配套地面设备流程,从高温高压高产气方面进行了重新认识,强化了 EXPRO 设备的基础地位,并从相关高产气方面对流程进行了布局探讨,就平台有效面积,探讨了布局两套流程的可行性,提出了一些列应对对策,以确保现场安全。

(4)从作业平台井口装置、井控安全、措施作业、套压异常高压方面进行了开展高温高压联作测试的探讨,提出了相关问题及对策,使之更加符合海洋环境。

参 考 文 献

- [1] 梁正,等.高温高压深井测试管柱力学研究初探[J].天然气工业,1998,18(4):62-65.
- [2] 邓雄.钻采工艺与装备,1998年7月.
- [3] 高宝奎,高德利.高温高压井测试油管轴向力的计算方法及其应用[J].石油大学学报,2002,26(6).
- [4] 朱进府,季晓红.高温高压井测试工艺技术及装备[J].油气井测试,2005,14(5).
- [5] 朱礼斌,等.高温高压井测试设计探讨[J].油气井测试,2002,11(1).

本文收稿日期:2012-02-10 编辑:许兰婷

海上高温高压井联作测试问题与对策

作者: [孙永涛](#), [刘光普](#)
作者单位: [孙永涛\(中油海天津分公司试油测试公司 天津300451\)](#), [刘光普\(中国石油大学 北京102249\)](#)
刊名: [油气井测试](#)
英文刊名: [Well Testing](#)
年, 卷(期): 2013, 22(5)

本文链接: http://d.wanfangdata.com.cn/Periodical_yqjcs201305013.aspx