



中华人民共和国国家标准

GB/T 22342—2008/ISO 10417:2004

石油天然气工业 井下安全阀系统 设计、安装、操作和维护

Petroleum and natural gas industries—
Subsurface safety valve systems—
Design, installation, operation and redress

(ISO 10417:2004, IDT)

2008-08-28 发布

2009-03-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 发布
中国国家标准化管理委员会

目 次

前言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 缩略语 4

5 系统结构 4

附录 A（规范性附录） SSSV 维修报告（基本资料要求） 12

附录 B（资料性附录） 安装 13

附录 C（资料性附录） 操作 15

附录 D（资料性附录） 井下控制安全阀的尺寸 17

附录 E（资料性附录） SSSV 试验 20

附录 F（规范性附录） 故障报告 23

参考文献 25

前 言

本标准等同采用 ISO 10417:2004《石油天然气工业——井下安全阀系统——设计、安装、操作和维护》(英文版)。

为了方便使用,本标准做了下列修改:

- a) 删除了 ISO 10417:2004 的前言和引言。
- b) 对于 ISO 10417:2004 引用的其他国际标准中有被等同或修改采用为我国标准的,本标准引用我国的这些国家标准,其余未等同或修改采用我国标准的国际标准,在本标准中均被直接引用;
- c) “本国际标准”一词改为“本标准”;
- d) 用小数点“.”代替作为小数点的逗号“,”。

本标准的附录 A、附录 F 为规范性附录,附录 B、附录 C、附录 D 和附录 E 均为资料性附录。

本标准由全国石油钻采设备和工具标准化技术委员会(SAC/TC 96)提出并归口。

本标准负责起草单位:石油工业井控装置质量监督检验中心。

本标准参加起草单位:宝鸡石油机械有限公司、江汉石油机械研究所、中石化勘探开发研究院。

本标准主要起草人:张斌、张祥来、江雨蓓、刘雪梅、曾莲、范亚明、高文倩、胡风涛、周丽莎。

石油天然气工业 井下安全阀系统 设计、安装、操作和维护

1 范围

本标准规定了井下安全阀系统(SSSV)的结构、安装、试验、操作和文件以及 SSSV 井下生产设备的选择、搬运、维修和文件,以及要求和指南。

本标准不适用于设备修理。

注: ISO 10432 对 SSSV 设备的修理提出了要求。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件,其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准,然而,鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件,其最新版本适用于本标准。

GB/T 9445 无损检测 人员资格鉴定与认证(GB/T 9445—2005,ISO 9712:1999,IDT)

GB/T 19000 质量管理体系 基础和术语(GB/T 19000—2000,ISO 9000—2000,IDT)

GB/T 21410 石油天然气工业 井下工具 锁定心轴与定位接头(GB/T 21410—2008,ISO 16070,IDT)

ISO 10432 石油天然气工业——井下设备——井下安全阀设备

ISO 13628-6 石油天然气工业——海底生产系统的设计和操作——第 6 部分:海底生产控制系统

ANSI/NCSL Z 540-1 校准——校准实验室、测量及检测装置——通用要求

3 术语和定义

GB/T 19000 确立的以及下列术语和定义适用于本标准。

3.1

控制管线 control line

将控制信号传送到 SCSSVs 的管线。

3.2

紧急停车系统 emergency shutdown system

启动时,使设备停止运转的工作站系统。

3.3

平衡机构 equalizing feature

一种允许井压通过 SCSSV 闭合机构旁道的 SSSV 机械装置。

3.4

失效保护装置 fail-safe device

当失去控制介质时,自动切换到安全位置的装置。

3.5

安全坐放深度 fail-safe setting depth

在最恶劣的液压环境下,能够安装和关闭 SCSSV 的最大实际垂直深度。

3.6

保养 maintenance

作为例行操作的一部分,对 SSSV 系统设备进行的维护。

3.7

制造商 manufacturer

原 SSSV 系统设备的设计、制造和供给的主要执行者。

3.8

操作手册 operating manual

由制造商发行的出版物,包括关于设计、安装、操作和维护 SSSV 系统设备的详细资料和指导。

3.9

操作人员 operator

SSSV 系统设备的使用者。

[ISO 10432]

3.10

节流孔 orifice

设计用来使调速型 SSCSVs 压力下降的限流孔板。

3.11

包装 packaging

结构完整的封装,用来保护内含物,防止其被损伤或被污染,包括在运输的不同阶段所遇到的撞击和环境状况。

3.12

合格零件 qualified part

在公认的质量保证体系下制造的零件,如果是配件,则是指满足或超过原设备制造商生产的原零件性能的零件。

注: GB/T 19001 是一个公认的质量保证体系的例子。

3.13

有资质的人员 qualified personnel

具备通过培训和(或)经验获得技能或能力,并依据建立的要求或标准经过考评,能够独立地完成要求作业的人员。

3.14

维护 redress

在 5.3.3 描述的范围,包括更换合格零件(3.12)的任何行为。

3.15

修理 repair

在维护范围之外的任何行为,包括拆卸、重新装配和测试,用或不用替换合格零件,也可能包括机加工、焊接、热处理或其他制造作业,使设备恢复到原始性能状态。

3.16

安全阀定位接头 safety valve landing nipple

一个插口,包括一个设计用于安装 SSSV 锁紧心轴的截面。

注: 为了方便连接 SSSV 操作用外接电源,它可能有个开口。

3.17

安全阀锁紧心轴 safety valve lock mandrel

用于 SSSV 设备的止动装置。

3. 18

自动均衡机构 self-equalizing feature

在依顺序打开 SSSV 时,允许井压自动通过 SCSSV 闭合机构旁通的 SCSSV 装置。

3. 19

贮存 storage

经过加工,现场使用前后,包括运输过程,使 SSSV 系统设备不受损伤或污染的行为。

3. 20

SSSV 系统设备 SSSV system equipment

包括有地面控制系统(3. 24)、控制管线(3. 1)、SSSV(3. 23)、安全阀锁紧心轴(3. 17)、安全阀定位接头(3. 16),水力耦合和其他井下控制元件的组件。

3. 21

地面控制的井下安全阀 SCSSV surface-controlled subsurface safety valve

在地面通过液、电、机械或其他方式进行控制的 SSSV。

3. 22

井下控制的井下安全阀 SSCSV subsurface-controlled subsurface safety valve

通过井自身特性促动的 SSSV。

注:这些装置通常是通过 SSCSV(速度型)的压差或由在 SSCSV(高压或低压型)中的管道压力来促动。

3. 23

井下安全阀 SSSV subsurface safety valve

当关闭时,用来防止井内流体失控的装置。

注:这些装置可用钢丝绳或泵送法(可回收式钢丝绳),或与油管柱(可回收式油管)成为一个整体等方式进行安装或回收。

[ISO 10432]

3. 24

地面控制系统 surface control system

包括管汇、传感器和电源,用来控制 SCSSV 的地面设备。

3. 25

地面安全阀 SSV surface safety valve

不提供动力将自行关闭的自动井口阀总成。

注:在本标准中,此术语指包括一个 SSV 阀和 SSV 驱动器的地面安全阀。

[ISO 10423]

3. 26

运输 transport

将 SSSV 系统设备从一个地理位置运送到另一个地理位置的活动。

3. 27

水下安全阀 USV underwater safety valve

失去动力将自行关闭的自动阀总成(安装在水下井口位置)。

注:在本标准中,此术语指包括一个 SSV 阀和 SSV 驱动器的水下安全阀。

[ISO10423]

3. 28

试井产量 well test rate

井日常的稳定产量。

4 缩略语

BFPD	日产液桶数
ESD	紧急停车
FSSD	安全坐封深度
NDE	无损检测
OEM	原始设备制造商
SCSSV	地面控制的井下安全阀
SDV	隔断阀
SSCSV	井下控制的井下安全阀
SSSV	井下安全阀
SSV	地面安全阀
SVLN	安全阀定位接头
TFL	出油管线
TRSV	可回收式油管安全阀
TR-SCSSV	可回收式油管地面控制井下安全阀
USV	水下安全阀

5 系统结构

5.1 总则

井下安全阀系统是用于阻止井内失控流体的装置,它包括安装在井口以下和地平面或泥线以下的 SCSSVs 和 SSCSVs,利用油管、钢丝绳、TEL 及其控制系统安装或取出(见图 1)。

5.2 系统要求

5.2.1 总则

在确定系统结构时,用户或买方应考虑所有相关的因素及其兼容性。这些因素包括:控制系统、控制管线、井口或油管悬挂器通道和连接装置、控制管线防护装置、控制液(对于 SCSSV)、SSSV、流量耦合器、锁紧和密封装置(对于钢丝绳起下的安全阀)、安全阀定位接头、相关工具和暴露流体等。

5.2.2 安装

5.2.2.1 总则

用户或买方应确保 SSSV 系统的安装和安装测试是根据制造商的操作手册和操作员的操作综合手册,按照形成文件的程序和验收准则,由具有资质的人员执行和批准。系统结构和安装测试的结果都应记录在钻井记录(见 5.4)中。

5.2.2.2 控制系统

地面控制系统应包括必要的元件以检测出可能导致井内流体失控的异常情况,并能将必要的信号传至 SCSSV 以便关井。

应对整个系统元件存在的潜在危险进行分析,潜在的危險可能导致系统失效或不能安全使用。例如,控制系统不应包括自动复位装置。因为该功能可能导致 SCSSV 本应保持关闭时,却重新打开。系统的设计应考虑其使用安全性,并应用标志提示潜在的危險。

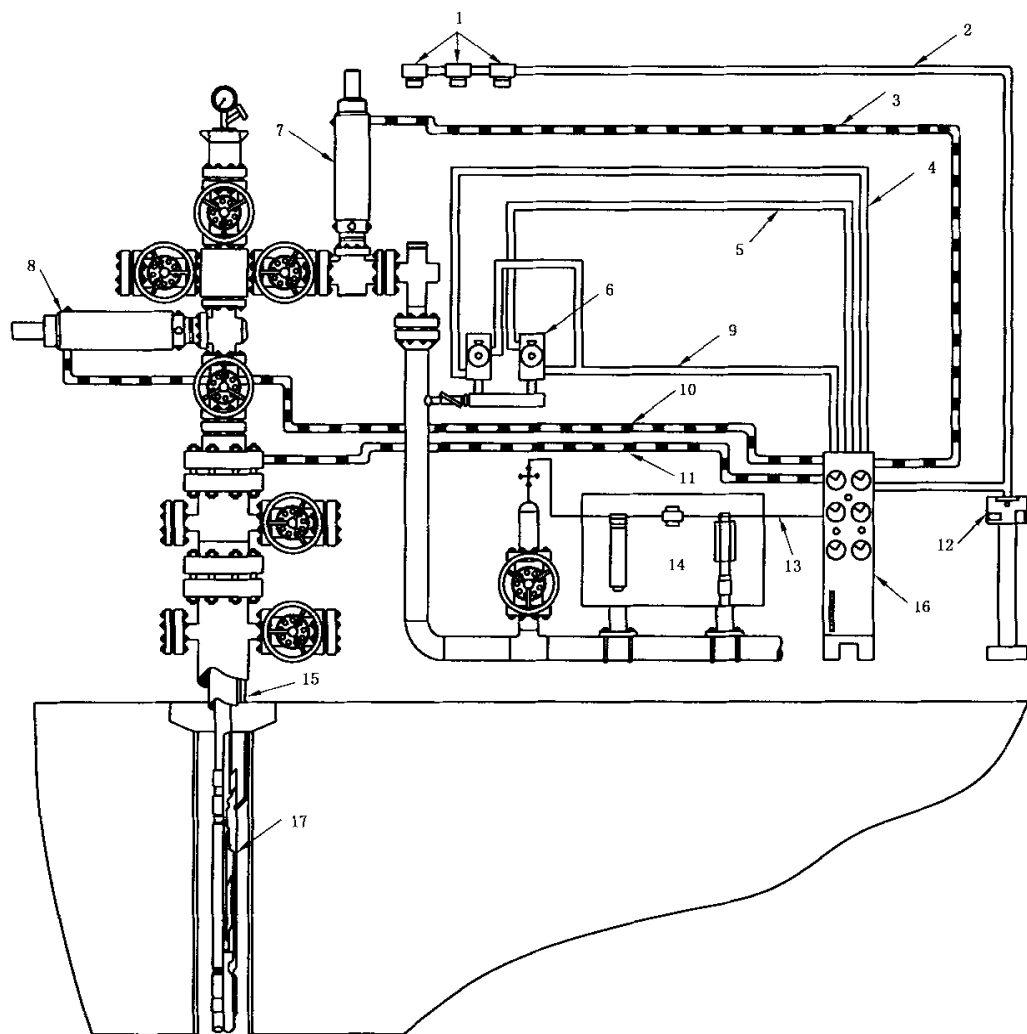
最好将 SCSSV 地面控制系统与地面安全系统组合成为一个整体,以避免重复。整套系统应设计成常规生产故障不会导致 SCSSV(s)关闭的特性。

若使用液压或气压控制系统,那么安装时该系统的测试压力应不低于系统最高工作压力。应对系统组件进行验证以确定其能够满足所有预期的环境条件,包括温度。

对于多层完井装置,控制系统的管汇应包括对单井的和 SSSV 隔离的装置。

根据适用的规定和合理的工程判断,可在关键位置上安装 ESD 控制系统。为避免 SCSSV 在井内充满流体的情况下关闭,在由 ESD 控制的采油树阀关闭和井下 SCSSV 关闭之间应有一个延迟时间。在将生产设备恢复至正常操作状态时,开启顺序应相反。应仔细分析该延时机构,并形成文件以确认其不会引起其他可能导致系统失效的危险。

对于其他信息,参见 ISO 13628-6。



- | | |
|--|-----------------------------|
| 1——易熔塞; | 9——至先导阀压力[172 kPa(25 psi)]; |
| 2——ESD 压力管线[207 kPa~345 kPa(30 psi~50 psi)]; | 10——至主阀的液(气)压力; |
| 3——至翼阀的液(气)压管线; | 11——至 SCSSV 的液压管线; |
| 4——高位先导控制信号; | 12——手动式远程紧急关闭台; |
| 5——低位先导控制信号; | 13——供应线; |
| 6——控制盒; | 14——流道清洁过滤组件; |
| 7——侧翼型 SSV 液(气)压驱动器; | 15——至 SCSSV 的液压管线; |
| 8——主 SSV 液(气)压驱动器; | 16——液(气)压控制面板; |
| | 17——地面控制井下安全阀 SCSSV。 |

图 1 地面控制井下安全阀系统

5.2.2.3 控制管线

安装之前,在控制管线中充满符合清洁度规定的特定控制液。在安装过程中,应确保完全装好后,控制管线没有受到任何可能引起液流受阻、应力集中凹槽或腐蚀源发点等这些物理损伤。控制管线选择准则见 5.3.1.7。

5.2.2.4 井口或油管悬挂器通道和连接装置

通道或连接装置应具备以下特性或并考虑以下因素:

- a) 经验证的额定压力应不低于预期的控制系统最高操作压力;
- b) 最小通道通径应不小于控制管线尺寸;
- c) 材料应与工作环境和其他可能接触的流体相适应;
- d) 密封材料应适用于工作压力不低于 69 MPa (10 000 psi) 的条件;
- e) 控制管线在井口的出口设计和配置可以加一个关闭和隔离单井与控制系统的阀。在正常工况下,该阀应保持开启状态。而在关闭时,应能很容易被识别出来。因为该阀关闭时,SCSSV 将不能工作。

5.2.2.5 控制管线保护器

在控制管线连接后,控制管线保护器用于起下钻作业过程中,防止控制管线受到损害(如磨损,挤压等)。在使用时,推荐一个油管接箍至少装一个保护器。推荐用一个十字交叉型式的连接防止保护器在油管接箍上移动。保护器的尺寸应与油管和套管的尺寸和连接、控制管线尺寸和类型相符。

5.2.2.6 控制液

控制液的选择见 5.3.1.6 的规定。

5.2.2.7 SSSV

应选择经确认的,与油管和辅助导管连接装置的尺寸和结构、油管和套管通径、有关的永久性井内设备和修井工具、控制液或其他接触设备的液体相适宜的 SSSVs。

选择和设计 SSSVs 时,油井产物和产出物特性都是应考虑的主要因素。

水锈,石蜡和水合物沉积都会影响关闭性能,应认真考虑 SSSVs,特别是 SSCSVs 的设定深度。

5.2.2.8 水力耦合器

流体入口效应将影响 SSSV 的性能。为了减少在生产过程中湍流的综合作用,应考虑将水力耦合器,包括 SSSV 的上游和下游部分,作为油管柱的一部分。水力耦合器应与 SSSV 内径相适应,以便在 SSSV 入口和出口处保留有足够的长度。典型的行业做法是,如果水力耦合器超过油管内径的 8 至 10 倍,那么它至少应长 0.9 m (3 ft)。在安装有 TR-SCSSV 的情况下,水力耦合器的长度应考虑到以后插阀的安装。

5.2.2.9 锁紧心轴,安全阀定位接头,密封装置和相关工具

应确认锁紧心轴,安全阀定位接头,密封装置和送入工具以及相关设备与相关的永久性井内设备和修井工具的尺寸和结构相适应。安装和回收应符合制造商操作手册中的有关规定,如适用,应符合 GB/T 21410 规定的用户或买方书面程序文件中的要求。

5.2.2.10 进货检验

SSSV 系统设备进货时,应进行检验。

根据现场验收文件,如验收报告、操作手册、数据表等,应对 SSSV 设备进行检验:

- a) 确定 SSSV 设备的零件数量和序列号符合附带文件上记录的零件数量和序列号;
- b) 确保所有可见的密封件和螺纹没有受损,其他任何可见部分也没有可能影响 SSSV 设备运行的损伤。

安装之前,应根据制造商的操作手册确认开启和关闭液压(或操作载荷)。确保在安装之前,根据制造商操作手册进行计算,SCSSV 在设计的坐放深度上功能是正常的。

在安装之前,建议对 SSSV 系统组件进行功能测试。附录 B 对测试过程提供了指南。

5.2.3 系统测试

5.2.3.1 总则

当安装时,SSSV 系统设备应由具有资质的人员进行试验以确保正确的操作。系统评价过程应包括试验程序、验收准则和文件编制的要求。

5.2.3.2 地面控制系统

应遵守制造商或操作者规定的操作程序,以确保在设计限制范围内对地面控制系统进行操作。进一步的操作建议和指南见附件 C。

考虑到没有流体的情况,地面控制系统应至少每 6 个月进行一次试验。除非地方法规、设备状况和(或)形成文件的历史证据表明不同的试验周期也适用。

操作 ESD 阀测试系统。如在规定的延迟时间后所有 SCSSVs 都关闭了,则系统测试成功。

5.2.3.3 SCSSV

应根据制造商操作手册中的规定在阀安装前对开启和关闭液压、机械动作、关闭机构的完整性和其他特性进行确认。

将 SCSSV 安装在井内后,应能通过地面控制系统的操作在流量最小或无流体的情况下关闭 SCSSV。可通过压力恢复或内流测试确认 SCSSV 关闭操作的性能。可通过打开地面阀来检查 SCSSV 是否有泄漏。依照以下制造商操作手册中规定的程序重新打开 SCSSV。

应通过操作关闭机构来测试 SCSSV 的渗流率,应至少每 6 个月进行一次试验,除非地方法规、设备状况和(或)形成文件的历史资料表明不同的试验周期也适用。液压试验的渗漏率超过 $400 \text{ cm}^3/\text{min}$ ($13.5 \text{ oz}/\text{min}$) 或气压试验超过 $0.43 \text{ m}^3/\text{min}$ (15 scfm) 都视为试验不合格,应采取纠正措施使其满足本标准的要求。除了容量测定法,也能采用其他方法,只要这些方法是能验证和可重复的。一个符合安全操作要求的 SCSSV 现场试验示例见附录 E。

根据现场经验,经常性的活动 SCSSV 可以保持所有可动部件运动自如及功能正常,并且能及早发现故障。

5.2.3.4 SSCSV

安装前,SSCSVs 应由具备资质的人员依据制造商操作手册进行试验,以确定机械装置和关闭装置的压力完整性。机械设备可用于测试机械传动机构。

附录 D 提供了井下控制安全阀的尺寸指南。

建议仅对那些在现场进行测试的系统进行井内 SSCSV 测试。

根据制造商的推荐方法,每 12 个月至少收回、检验、测试一次,然后重新放回井内。根据现场经验进行的更多频次的检验及对早发现工作磨损或积垢是有必要的。

关闭机构压力试验的测试压力应为 $1.38 \times (1 \pm 5\%) \text{ MPa}$ [$200 \times (1 \pm 5\%) \text{ psi}$]。液压试验的渗漏率超过 $400 \text{ cm}^3/\text{min}$ ($13.5 \text{ oz}/\text{min}$) 或气压试验超过 $0.43 \text{ m}^3/\text{min}$ (15 scfm) 都应视为试验不合格。

5.2.4 系统质量控制

5.2.4.1 总则

本条提出了满足本标准的最低质量控制要求。所有质量控制职责,包括验收准则和试验结果,应在书面规程中加以规定。

5.2.4.2 人员资质

所有进行安装、维修、试验和验收检验的人员都应按照书面的要求取得资质。根据 GB/T 9445 的规定,进行目测的人员应每年进行一次视力检查。

NDE 人员应根据 GB/T 9445 取得资质,至少应取得 II 级资质或等效级别。

注:对于该条款,SNT-TC-1A 与 GB/T 9445 是等效的。

5.2.4.3 校准系统

5.2.4.3.1 根据书面规程、ANSI/NCSL Z 540-1 和本标准的规定,应对用于验收测量和试验的设备进

行识别、检验,在规定的周期内进行校准和调整。

5.2.4.3.2 压力测量装置应:

- a) 至少在满量程的 $\pm 0.5\%$ 是可读的;
- b) 进行校准以确保准确度至少为满量程的 $\pm 2\%$ 。

5.2.4.3.3 压力测量装置应仅在经校准的刻度范围使用。

5.2.4.3.4 压力测量装置应用标准压力测量装置或砝码试验器进行校准。在制造商建立校准的历史记载前,压力测量装置的校准周期最长应为三个月。校准周期应根据使用的重复性、使用程度和形成文件的校准历史记录来确定。

5.3 设备要求

5.3.1 选择

5.3.1.1 材料

用户或买方应确保用于 SSSV 系统设备的材料适合预期的使用环境,如腐蚀、应力开裂(SSSV 使用等级的选择见 ISO 10432),压力、流量、载荷和温度。

5.3.1.2 接口

设备的选择应确保与油管 and 辅助管道连接、油管和套管通径、有关的永久性井内设备和修井工具尺寸和结构相一致,还应与设备接触的所控液体或其他流体相适应。

5.3.1.3 压力、温度、流量、载荷

设备选择应确保满足或超过预期的压力范围、温度范围,最小或最大流量及预期的载荷情况。

5.3.1.4 SSSVs

5.3.1.4.1 特性

用户或买方应考虑选择具有以下功能特性的 SSSVs:均衡式(自均衡式或非自均衡式);选择性或非选择性外型;二次连通;临时或永久性锁闭或开启。更多要求的选项见 ISO 10432 中的功能要求。

5.3.1.4.2 SCSSV 坐放深度的确定

当确定 SCSSV 坐放深度时,应考虑以下因素:

- a) 符合制造商操作手册的最大失效保护坐放深度;
- b) 环空及控制管线流体梯度和压力;
- c) 装运报告中 SSSV 开和关压力;
- d) 在 SCSSV 在计算中的最大油管压力;
- e) 要求的安全因素;
- f) 阀坐放深度处的凝点,预期压力和温度(石蜡、水合物沉积,永冻层等)。

5.3.1.5 控制系统

5.3.1.5.1 传感器

每次安装都应进行分析以确定合适的传感器。必要时,用于向 SCSSV 发出信号的传感器可以包括热传感器、压力传感器、液位传感器和其他传感器。

可以将一个高、低液位位置传感器安置在液压系统的控制液箱上,以便在异常工作状况下报警。如井液从控制管线渗流或控制管线泄漏。也可以在泵出口处安装一个低压先导阀。

5.3.1.5.2 动力

系统设计应具有在输入最低能量时足以操作的能力。

在液压和气压系统中,应装有减压阀以实现过压保护。

在液压系统中,控制油箱应有足够大的排气口,以便释放在 SCSSV 关闭时或通过控制管线的井内回流液体产生的压力。

液压和气压控制系统应满足设备的供应商或制造商推荐的清洁度标准。

5.3.1.6 控制液选择指南

控制液应符合设备制造商的推荐要求,当选择控制液时应考虑以下因素:

- a) 可燃性;
- b) 闪点;
- c) 密封性;
- d) 润滑性;
- e) 物理或化学兼容性:控制液不能使密封件硬化、软化、膨胀或收缩从而降低其功能;
- f) 超过预期温度、压力范围和工作寿命时,控制液性能的稳定性;
- g) 液体清洁度(固相含量);
- h) 泡沫抑制性;
- i) 毒性(包括环境影响);
- j) 低腐蚀性;
- k) 良好的氧化稳定性;
- l) 在所有作业温度下的粘滞性。

5.3.1.7 控制管线选择指南

选择控制管线时,应考虑以下因素:

- a) SCSSV 的温度;
- b) 完井液(环空);
- c) 最大预期操作压力;
- d) 地面井口的工作压力;
- e) 安全阀坐放深度;
- f) 控制管线的材料、尺寸和壁厚;
- g) 控制管线中的流体;
- h) 控制管线接头的设计和材料;
- i) 控制管线的制造技术;
- j) 连续的控制管线;
- k) 井内环境;
- l) 控制管线的包装或防护。

5.3.2 贮存和运输

5.3.2.1 总则

在运输和贮存 SSSV 设备时,应确保其在井内安装前处于完整状态。

5.3.2.2 包装

SSSV 设备的包装应能防止在运输过程中损坏及贮存期间的变质老化。

SSSV 设备中暴露的合成橡胶密封件应进行保护,以避免日光或其他 UV(紫外线)直射,应避免与污染物接触,如油、蒸汽、溶剂等。

5.3.2.3 贮存

SSSV 设备的贮存条件(温度等)应满足制造商操作手册中的规定,典型的是在竖直不受力状态下存放。应对设备进行防护以避免可能导致产品损伤的磨损和化学作用的影响。

含有合成橡胶材料的 SSSV 设备不应储存在可产生臭氧的电气装置周围,或有辐射的设备附近。合成橡胶材料的储存应考虑材料的保存期限。

5.3.2.4 运输

SSSV 系统设备运输时的尺寸、质量、有害材料等的控制管理应遵守国家或地方管理机构的规定,及供应商或制造商推荐的规程。

5.3.3 维护

5.3.3.1 总则

维护后的 SSSV 系统设备应按照设备在原始状况下所具有的相同性能进行检验。经维护的设备至少应符合设备制造时适用的国际标准或等效的国家标准的有效版本。维护的设备是指用由具有资质的人员(见 3.12)组装的合格零件进行维护的设备,它经过适当的测试并具有相关文件。

5.3.3.2 SSSVs

可回收式油管井下安全阀的维护应仅限于密封件的更换,如油管螺纹密封圈、端部接头和控制管线配件等不会破坏本体接头的转换接头。若任何阀的本体接头连接(包括液压或操作部分)被破坏,那么就变成修理的过程,应该按照 ISO 10432 要求进行。

钢丝绳式或可回收式、TFL 井下安全阀的维护仅限于按照制造商操作手册中规定的在维护要求范围内的合成橡胶密封和非合成橡胶密封件、支撑密封件、刮油环和通用的小五金件(如销钉或螺钉)等的更换。如果包括液压或操作零件的承压连接件被破坏,则连接件应在其额定工作压力进行测试。若进行其他活动,那么就变成修理的过程,应该按照 ISO 10432 要求进行。

5.3.3.3 锁紧装置

SSSV 锁紧装置的维护应仅限在制造商操作手册规定的范围内对合格零件和通用的小五金件的更换。

5.3.3.4 检验和评价

应对维护后的所有 SSSV 系统设备进行检验并评价其在状况和功能是否受损。在上述限制条件范围内,需要进一步维护的设备应按照设备制造时有有效的或现行的适用国际标准或等效的国家标准的要求进行修理。

5.3.3.5 重新组装

应按照原设备制造商的要求和说明对维护后的 SSSV 系统设备进行重新组装,包括使用任何专用的组装设备和工具。

5.3.3.6 试验

在重新运行前,所有维护过的 SSSV 系统设备应按照 OEM 操作手册进行试验,以测试其机械和(或)液压功能。

5.4 文件和资料控制

5.4.1 总则

用户或买方应制定和保存书面的程序,以控制所有与本标准要求相关的 SSSV 系统设备的文件和资料。应保存这些文件和资料以证明与所规定的要求相一致。所有文件和资料应清晰、分类保存,易于检索。应有良好的保存环境,防止文件资料损坏、变质或丢失。文件和资料可以是任何形式的介质,如复印件或电子文档。

5.4.2 保留文件

用户或买方(操作者)应保留相关文件,以提供与本标准系统结构要求相一致的客观证据。文件至少应包括操作手册,产品数据清单,维修记录,试验报告(安装前、后及系统)和所有特定产品的质量记录。

在设备退役后至少 1 年内,所有文件应保存并可获得。

所有记录应由有资质的人员签字,至少应提供以下信息:

- 日期;
- 井的标志;
- 累计时间记录和执行的作业,包括深度、压力和相关设备;
- 所有安装、移动、更换和(或)维修的系统设备;
- 所有丢失或留在井内的设备,和没有预先报告的任何限制条件;

——完成故障分析报告所要求的信息。

5.4.3 SSSV 维修文件

为了保留维修后 SSSV 设备的可追溯性要求,维修文件应包括 SSSV 设备序列号、更换的零件、维修零件的可追溯性,维修人员或执行维修的公司及维修的日期。每个产品都应完成维修报告表,维修报告表至少应包括附录 A 中规定的资料。

5.4.4 故障报告文件

故障报告应符合附录 F 的规定。

附 录 A
(规范性附录)
SSSV 维修报告(基本资料要求)

A.1 基本资料

设备制造商: _____
维修设备标志: _____
设备名称: _____
SSSV 目录或型号 _____ 序列号 _____ 尺寸 _____
维修项目¹⁾ _____

客户 _____
维修购买订单号: _____
国内工厂订单号: _____
试验日期 _____ 运输日期 _____

A.2 维修试验概要

A.2.1 SCSSVs

开启压力:最大 _____ 最小 _____
关闭压力:最大 _____ 最小 _____
泄漏率:在 100%工作压力下 _____ 低气压下 _____
操作员 _____ 日期 _____

A.2.2 SSCSVs

关闭流量/压差/油管压力 _____
节流孔板(节流器)尺寸 _____
垫片数量和距离 _____ 弹簧刚性系数 _____
泄漏率:在 100%工作压力下 _____ 低气压下 _____
操作员 _____ 日期 _____

1) 如适用,包括安全阀锁制造商、类型和序列号等信息。

附录 B

(资料性附录)

安 装

B.1 总则

以下有关安装的推荐作法旨在作为指南。它不包括所有产品,只涉及大部分在用的常用产品。

本附录提供的信息也适用于其他系统。附录 E 规定了一个推荐的 SSSV 试验程序。5.2.2.10 规定了新阀安装前的试验。特定阀的安装要求应在该产品的操作手册中加以规定。

B.2 地面控制井下安全阀

B.2.1 控制管线—单层完井

步骤 1:把生产油管下至 SCSSV 的位置。在这个位置,井必须完全受控。因为用防喷器将油管和控制管线密封起来可能很困难。作为附加的安全预防措施,应制定一个切断控制管线然后闭井的程序。特别注意,应避免使用过多的螺纹油。

步骤 2:如适用,安装安全阀定位接头或带水力耦合的可回收型油管。

步骤 3:连接之前,用要求的液体冲洗控制管线,以达到规定的清洁度。将控制管线连接到安全阀定位接头或可回收型油管 SCSSV。要求控制管线应设计成能够经受最大预期操作和环境条件。(按照制造商操作手册排放可回收型油管 SCSSV 操作系统的空气。)

步骤 4:测试控制管线和接头,应无泄漏。控制液很重要,应按照 5.3.1.6 中的规定进行选择。

建议采用下列测试程序:

- a) 可回收型钢缆:如果控制油口暴露在井内流体中,安装堵头或封堵控制油口,并测试该系统的额定工作压力;
- b) 可回收型油管:按照阀制造商操作手册中的建议,测试系统最大压力差。

步骤 5:下油管和控制管线。当下一个 TR-SCSSV 时,按照制造商的操作手册,通过压力将阀保持在开启状态。

应采取预防措施:

- a) 防止井内污染物进入控制系统;
- b) 下放时,观察是否有泄漏;
- c) 防止控制管线受损。

为了达到以上目的,根据制造商的操作手册,下油管和控制管线时,保持控制管线的压力。

步骤 6:将控制管线固定到油管上,每个接头至少用一个固定器或控制管线保护器(见 5.2.2.5);

步骤 7:将油管下到底部并隔开;

步骤 8:安装油管悬挂器并将控制管线连接到井口出口处。这里要特别注意,应按照制造商书面规定安装井口装置,确保控制管线系统压力的连续性;

步骤 9:按照步骤 4 a) 或步骤 4 b) 对控制管线进行试压;

步骤 10:建议采用下列测试程序:

- a) 对于控制油口暴露于井内流体的可回收型钢缆的:取出堵头或开启控制油口,然后循环至少一条控制管线容量的控制液。不让控制管线油口长时间开启。可以安装安全阀,重新装上堵头,关闭油口;也可以连续泵入少量液压油将杂质排出控制管线;
- b) 对于可回收型油管:阀门测试程序由制造商推荐。

B.2.2 控制管线——多层完井

步骤 1:下放长管柱至井下安全阀的位置,再提起长管柱;

步骤 2:下放短管柱,并固定在多层封隔器上;

步骤 3:在所有管柱上使用安全阀定位接头和水力耦合器,同时开始下放管柱。推荐该程序是为了避免对小控制管线造成损伤。

该程序其余的步骤是重复 B.2.1 的步骤 3 到步骤 10。

如果要求将短管柱从长管柱区间隔离开,可采用另外一个安装程序。这将在最后下管柱过程中减少油管管柱的移动。

步骤 1:下放带 SCSSV 定位接头和水力耦合器的长管柱至封隔器处并将其隔离;

步骤 2:从井内提出管柱,直到提出 SCSSV 定位接头,然后坐定(利用长管柱区间隔短管柱);

步骤 3:下放短管柱并锁定在多层封隔器上。从该步骤起,下面的程序与 B.2.1 中步骤 3 至步骤 10 相同。

B.3 地面控制系统

B.3.1 应按照 ISO 10418 地面安全系统,ISO 13703 管道系统,API RP14F 电气系统标准要求对地面控制系统进行安装。

B.3.2 对地面控制系统进行安装的原则是,不会干扰正常生产作业,也不会因此受损。其位置对其操作不是那么重要的控制单元,安装位置应方便操作和安全。控制部件的外壳应能防风雨。

B.3.3 在系统连接到 SCSSV 之前,所有功能元件、液压、气动或电气元件都应测试是否能正常作业。液压和气压系统应根据制造商推荐的试验和操作程序进行试验。

B.4 井下控制井下安全阀——应用于多层和单层完井

B.4.1 如使用了安全阀定位接头和水力耦合器,下油管时应将其一起下放至设计的 SSCSV 安装深度。

B.4.2 如使用了带有带水力耦合器的安全阀定位接头,可将其下放至备用的 SSCSV 位置。

B.4.3 按照制造程序安装 SSCSV。

附录 C

(资料性附录)

操作

C.1 总则

以下有关操作的推荐作法旨在作为指南。它不包括所有产品,只涉及大部分在用的常用产品。

本附录提供的信息也适用于其他系统。5.2.2.10 规定了新阀安装前的检验。特定阀的安装和操作要求应在该产品的操作手册中加以规定。

地面控制阀上使用的元件通常都是关闭的。这种安全模式要求阀通过信号才能打开,大多数情况是液压控制管线压力信号。失去压力会导致阀的动力弹簧机构将其关闭。阀的液压源来自远程控制面板。它是整个 SSSV 系统中的一个部件,并由安全装置 ESD(紧急停车)系统控制。

在正常操作中,SSSV 应不会因为常规操作顺序颠倒而关闭,而只有在 ESD 情况下才能关闭。应避免 SSSV 在完全流通的情况下关闭。因此应在 ESD 系统上装一个延迟机构,这样就可以使地面安全阀(SSV)系统在井下阀关闭前关闭。当采油(气)设备恢复正常工作时,应颠倒其开启的顺序。应仔细分析这个延迟机构,以确保不会因为它的存在使得系统更容易损坏而发生故障。

C.2 操作和测试

在安全防护系统启动之前,它失效可能不会被发现,所以在规定周期内检查仪表和地面控制系统是非常重要的。地面控制系统的作用是使所有可动部件活动自如和功能正常,并且能及早发现故障。另外,应经常对所有测量仪器和其他显示控制器进行检查。推荐所有安全防护系统每 6 个月测试一次,除非地方法规,状态和(或)形成文件的历史资料显示有不同的测试周期。

以下作业期间,应进行检查和测试:

- 通过操作超越控制开关,正常作业。隔断阀在正常操作中不应动作。
- 预定的关闭期间。通过启动一个单独的隔断阀将系统关闭,对整个系统进行测试。
- 由于其他原因引起的非预期关闭。

C.3 推荐和要求的文件

应可获得以下文件:

- 所有系统文件,包括报警和关闭图、回路图表等;
 - 全面的、最新的试验程序;
 - 所有设备应正确或清楚地进行识别(贴标签或标志);
 - 涉及到试验中的所有人员应具有资质,并熟悉测试程序。
- 应保持所有跳闸和测试结果记录(如果要求,应包括错误跳闸和跳闸故障的记录)。
- 上述所有的检查应涉及整个 ESD 系统,包括启动设备、逻辑单位和隔离阀。

C.4 ESD 系统测试的评审和职责

应对安全防护系统的测试程序进行评审,以评估试验结果和系统的稳定性。

应由与工程、操作、维护和安全有关的人员进行评审。

负责测试安全防护系统组件的人员应在试验记录上签字,以表明所有关闭传感器和设备是符合检查要求的,测试后恢复工作,取消超控。

C.5 关闭系统的重要信息

得到防护的系统或设备在作业时,安全防护系统的关闭传感器或设备不应处于封堵位置或旁路位置,除非对关闭传感器或设备所在装置的每个单元都进行全工作日防护。

强烈推荐对管道再次施压,以隔离在打开 SCSSV 前的管道压力,即使其具有相同平衡功能。

附录 D

(资料性附录)

井下控制安全阀的尺寸

D.1 总则

以下推荐的尺寸推荐作法旨在作为指南。它不包括所有产品,只涉及大部分在用的常用产品。

通常有两种 SSCSV 设计(速度型或低油管压力型)。速度型 SSCSVs 的设计原理是高速井内流出物引起阀内节流油嘴两端产生压差,从而使 SSCSVs 关闭。低油管压力型 SSCSVs 的设计原理是当油管压力降到预设压力水平以下时,由一个液压控制容器将其关闭。关于 SSCSVs 的特殊设计,建议咨询制造商。

D.2 速度型 SSCSV

以下是推荐的确定速度型 SSCSV 尺寸一般程序:

步骤 1:取一个有代表性的试油产量,见表 D.1。

步骤 2:在步骤 1 确定的生产情况下,计算或测量井底液体压力。计算时,应取适当的垂直流相关因子。若 SSCSV 在试验期间已安装好,计算时应将节流器两端的压力降考虑进去以准确确定井底液体压力。

步骤 3:由步骤 1 和步骤 2 获得的数据计算井的流入动态。对于油井,应计算 PI 或 Vogel^[13] IPR。Rawlins^[11] 的背压方程可用于气井。两次或多次的压差试验可以更准确的计算井流入动态。确定井流入动态后,就可以计算出其他产量的井底流体压力。

步骤 4:对于特定类型、型号和尺寸的 SSCSV,选择节流器尺寸或要求的压差。节流器内径应足够小以产生足够大的压力差来关闭 SSCSV。另一方面,节流器内径也应适当大以防止过大的压力差,为了减少对油管的冲蚀/侵蚀。制造商推荐的压差范围应与速度型 SSCSV 的每一种尺寸和型式相对应。通过计算得到的压降值并不确切,因此应注意节流器直径超过流体管线直径 80% 时的情况。对于气井来说,计算得出的通过节流器的流量不应超过临界流量。为了使节流孔计算值可靠,节流器两端的压降一般不应超过 SSCSV 本身的压力值的 15%。适当的 SSCSV 孔板流量系数,压降关联式和节流器应可从制造商处获得。

步骤 5:选择一个关闭率。关闭率应不大于试井产量的 150%,同时不小于 110%。对于产量小于 $63.6 \text{ m}^3/\text{d}$ (400 桶/天 [BFPD]) 的油井,可以将 SSCSV 设计成关闭率不大于 $31.8 \text{ m}^3/\text{d}$ (200 桶/天 [BFPD]) 以上的试井率。为了避免妨碍阀关闭和节流,关闭率应大于试井产量。

步骤 6:计算下列值:

- a) 井底流体压力(用步骤 3 中获得的井流入动态来计算该值);
- b) SSCSV 下的压力(取适当的垂直流相关因子);
- c) 压力降或节流器尺寸(取适当的孔板流量系数);
- d) 流体管道井口压力。在该关闭率流体条件下,地面管道压力应大于 345 kPa(50 psi)。如果计算出的地面管道压力小于 345 kPa(50 psi),选取一个较小的关闭率,重新计算。

步骤 7:计算 SSCSV 关闭力。适当时,制造商应提供资料,以获得所需的弹簧压紧效果。通常通过使用弹簧垫片。应选择具有特定弹簧刚度系数的弹簧。对其施加压力后,它将使阀在该井试井产量下保持开启状态,而在计算出的关闭率下关闭井。确保步骤 4、5、6 的要求都得到满足。若不满足,重复步骤 4,并选择一个不同的节流器尺寸或压降。

D.3 低管道压力型 SSCSV

D.3.1 总则

由于管道压力减少而启动的 SSCSV 可以应用于自喷油气井以及连续气举油井。低管道压力型 SSCSV 不适用于非连续气举油井。作为速度型 SSCSV,要准确地确定低管道压力型 SSCSV 的尺寸,应先了解试井产量和闭合率等情况。一些井可能需要测量压力以决定 SSCSV 更精确的流体压力。可通过下面推荐的程序来确定低管道压力型 SSCSV 的尺寸。

D.3.2 自喷油气井

步骤 1:获得试井产量。

步骤 2:计算或测量 SSCSV 处的流体压力和井底流体压力。在计算时,取适当的垂直流相关因子。

步骤 3:确定井的流入动态关系。对于速度型 SSCSV,使用步骤 3 相同的方法。

步骤 4:确定 SSCSV 的流体温度。为了准确地确定气体增压型 SSCSVs 的尺寸,需要先知温度。通常,假设从流体表面温度到井底静态温度是线性增加的。

步骤 5:选取一个关闭率。关闭率应不大于试井产量的 150%,同时不小于 110%。对于产量小于 $63.6 \text{ m}^3/\text{d}$ (400 桶/天[BFPD])的油井,可以将 SSCSV 设计成关闭率不大于 $31.8 \text{ m}^3/\text{d}$ (200 桶/天[BF-PD])以上的试井率。为了避免妨碍阀的关闭和节流,关闭率应大于试井产量。

步骤 6:计算以下关闭率条件下的值:

- 井底流体压力(用步骤 3 中获得的井的流入动态关系来计算该值);
- SSCSV 下的压力(取适当的垂直流相关因子);
- 流体管道井口压力。在该关闭率流体条件下,地面管道压力应大于 345 kPa(50 psi)。如果计算出的地面管道压力小于 345 kPa(50 psi),选取一个较小的关闭率,重新计算。

步骤 7:设定低管道压力型 SSCSV 在该闭合率情况下关闭。为避免阀非预期的关闭,闭合压力至少应为 345 kPa(50 psi),小于阀所处位置的流体压力。

D.3.3 气举油井

步骤 1:得到一个气举采油工况下的试井产量。确定注气量和注气深度。也获得一个没有注气的试井产量。表 D.1 显示了所需要的数据。

步骤 2:根据步骤 1 得到的两个试井产量,确定 SSCSV 的压力。在计算压力时,取适当的垂直流相关因子。如果在没有注气工况下 SSCSV 的压力在 345 kPa(50 psi)以内或大于气举工况下的压力,那么 SSCSV 安装的位置太深了或不适合于使用。通常要求 SSCSV 应置于小于 305 m (1 000 ft) 的较浅的位置。

步骤 3:确定低管道压力型 SSCSV 的尺寸,使其在 a)低于试井产量下的压力,和 b)高于未注气(自喷)采油产量下的压力下即关闭。关闭压力应至少为 345 kPa(50 psi),小于阀正常的操作压力,以避免妨碍阀关闭。对于气体增压型阀,也需要如自喷油气井步骤 4 中所述,对温度值进行调整。

表 D.1 井下控制井下安全阀尺寸数据表示例

公司	_____	日期	_____
位置	_____	矿区 and 井	_____

D.1 井数据 油井

油产量(气举/自喷)	_____	m ³ OPD(BOPD)
出水量	_____	m ³ WPD(BWPD)
油气比	_____	m ³ /m ³ (cf/bbl)
分离器压力	_____	MPa(psi)
自喷井井口压力	_____	MPa(psi)
原油比重	_____	API
饱和压力	_____	MPa(g(psig)
注气量(仅气举)	_____	Mm ³ /d(MMCF/D)
注气深度(仅气举)	_____	m(ft)

D.2 井数据 气井

气产量	_____	Mm ³ /d(Bcf/d)
气体凝析率	_____	m ³ /Mm ³ (bbl/Bcf)
水/气比	_____	m ³ /Mm ³ (bbl/Bcf)
自喷井井口压力	_____	MPa(g(psig)
凝析液密度	_____	API
“n”背压平衡系数	_____	

D.3 完井和储层资料

产区深度(TVD)	_____	m(ft)
SSSV 深度(TVD)	_____	m(ft)
油管直径	_____	cm(in)
井底静态压力	_____	MPa(psi)
井底流动压力	_____	MPa(psi)
井底静态温度	_____	°C (°F)
流体井口温度	_____	°C (°F)

D.4 标准假设(油/气)

分离器气体密度(0.7/0.6w/Air=1.0)	_____	
水密度(1.07/1.05)	_____	
管柱的绝对光洁度(0.001 8/0.000 6)	_____	
节流器排出口系数(0.85/0.90)	_____	
标准压力 0.101 325/0.101 325(14.696/14.696)	_____	MPa(psi)
标准温度 15.6/15.6(60/60)	_____	°C (°F)

D.5 定向井数据

MD _____, _____, _____, _____, _____, _____, _____	m(ft)
TVD _____, _____, _____, _____, _____, _____, _____	m(ft)

D.6 现有的 SSSV 数据(如适用)

节流器尺寸	_____	mm(in)
阀代码或流管直径	_____	

D.7 尺寸数据

阀代码或阀类型(mfr. & 规格)	_____	
节流器尺寸(1) _____ cm(in), (2) _____ cm(in), (3) _____ cm(in)		
或		
压力差(1) _____ MPa(psi), (2) _____ MPa(psi), (3) _____ MPa(psi)		

计算出的关闭率与测出的产量之比:

(1) _____ (2) _____ (3) _____ (4) _____ (5) _____	
---	--

附录 E
(资料性附录)
SSSV 试验

E.1 地面控制井下安全阀试验程序——标准深度

- E.1.1 记录控制压力。
- E.1.2 将控制系统与井隔离以便试验。
- E.1.3 在井口将井关闭。
- E.1.4 至少等待 5 min。检查控制管线是否有压降,以确定系统是否有泄漏。
- E.1.5 控制管线泄压至零,关闭 SCSSV。关闭控制管线系统,观察压力变化,以确定 SCSSV 系统是否发生故障。
- E.1.6 卸放井口压力至最低,关闭井口翼阀或出管道阀。如可能,卸掉出油管线汇管压力或使其低于井口压力,检查出油管线和井口的压力变化,以确定地面阀是否发生故障。任何翼阀或出油管线阀有泄漏都应先维修,再进行试验。
- E.1.7 进行泄漏试验和把结果形成文件。对于气井,可运用下面的公式,通过压差来计算泄漏率:

$$q = 1\,707 \left(\Delta \frac{p}{Z} \right) \left(\frac{1}{t} \right) \left(\frac{V}{T} \right) \quad (\text{SI 单位}) \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$q = 2\,122 \left(\Delta \frac{p}{Z} \right) \left(\frac{1}{t} \right) \left(\frac{V}{T} \right) \quad (\text{USC 单位}) \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中:

$\left(\Delta \frac{p}{Z} \right)$ ——最终压力 p_f 除以 Z_f 与初始压力 p_i 除以 Z_i 之差;

- p ——压力,MPa(psi);
- q ——泄漏率,m³/h(SCF/hr);
- t ——达到稳定压力的建压时间,min;
- V ——SSSV 上部油管柱之容积,m³(ft³);
- T ——SSSV 的热力学温度,K;
- Z ——压缩因子。

若低压适用,该公式可简化为:

$$q = \frac{5.81(\Delta p)V}{t} \quad (\text{SI 单位}) \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$q = \frac{4(\Delta p)V}{t} \quad (\text{USC 单位}) \quad \dots\dots\dots (4)$$

- E.1.8 对于油井,压力增量取决于静液面和含气量。如果液面低于 SCSSV,那么可用气井(E.1.7)的公式计算。若液面高于 SCSSV,应测定泄漏率。
- E.1.9 若 SCSSV 关闭失效或气体泄漏率大于 0.43 m³/min(15 SCF/min),或液体泄漏率大于 400 cm³/min(13.5 oz/min),应采取纠正措施。
- E.1.10 SCSSV 试验成功后,用下面推荐的重启程序:

- a) 具有补偿性能的 SCSSVs
 - 1) 有外部压力源
给阀上部的油管施压,直到 SCSSV 抽吸功能显示压力已平衡。当压力平衡时,缓慢增加控制管线压力到步骤 1 中记录的值或正常操作需要的压力。

2) 无外部压力源

关井时,缓慢增加控制压力直到油管压力开始增大。关闭管汇控制阀,并记录开启压力。当油管压力稳定后,对控制系统施加压力直到打开 SCSSV,增加控制管线液压至步骤 1 中的记录值,或至少至 3.45 MPa(500 psi),大于开启压力。

b) 不具有补偿性能的 SCSSVs

在开启 SCSSVs 前,应用外来压力源来平衡经过 SCSSV 的压力。当平衡时,缓慢增加控制管线压力至步骤 1 中的记录值,或正常操作需要的压力。

E. 1.11 当确定 SCSSV 已正确操作并开启时,将控制管线连接到控制系统上,恢复井的生产。检查试井产量。如果试井产量明显降低,可能是 SCSSV 未完全打开。

E. 2 地面控制井下安全阀试验程序——深海安装

泄漏试验的一种替代方法是使用充满液体的化学剂注入管线作为传感器从采油树到主平台传输压力变化的信息。在通常试验时间内,这种方法应用在深海不是总能得到确切的结果。使用直接液压控制系统的深海完井方法最适合采用该试验方法。

管线中的流体由采油树上的控制阀来控制(主平台上的压力记录器的管线下游没有止回阀)。为了测试 USV,操纵采油树上的阀可在采油树上 USV 和其他阀之间形成一个试验段。对于 SCSSV 试验,该试验段建立在翼型阀(USV)和 SCSSV 之间。

试验程序遵照下列方法:

a) USV 试验

- 1) 关闭主平台上的仪表盘阀(SDV)将管线堵住;
- 2) 关闭 USV(翼阀);
- 3) 关闭主阀;
- 4) 关闭 SSSV;
- 5) 泄放流体管线中 20% 或 3.45MPa(500psi)的压力,取值小者,以跨 USV 形成一个压差;
- 6) 开启采油树上的化学剂控制阀;
- 7) 监视 USV(翼阀)和主阀之间试验段的压降,也就是说,USV 允许从试验段向流体管线泄漏。

b) SCSSV 试验(紧接 USV 试验之后)

- 1) 开启 USV;
- 2) 开启主阀;
- 3) 关闭 USV;
- 4) 监视 USV(翼阀)和中间阀之间试验段的压力增量,也就是说,USV 允许从下部向试验段泄漏。

根据 E. 1.7 中引用的公式,在 30 min 内,用一个充满液体的管线来监视试验段的压力变化能获得确切结果。

E. 3 井下控制井下安全阀的试验过程

E. 3.1 用制造商在操作手册中规定的方法关闭 SSCSV。

E. 3.2 通过在井口或井口附近关井,将其与流体管线隔离。

E. 3.3 将井口保持的压力泄放至最低实用压力,然后在翼阀或流体管线阀处关井。如可能,泄放流体管线汇管压力至或低于井口压力。观察流体管线和井口的压力变化,压力的变化可显示地面阀是否发生故障。任何翼阀或出油管阀有泄漏都应先维修,再进行试验。

E. 3.4 进行泄漏试验并将试验结果整理成文。对于气井,可以通过压力 E. 1.7 中的公式根据压力增

量计算出流量。

E.3.5 对于油井,压力增量取决于静液面和油中气的含量。如果液面低于 SSCSV,那么可用气井(E.1.7)的公式计算。若液面高于 SSCSV,应测定泄漏率。

E.3.6 若 SSCSV 关闭失效或气体泄漏率大于 $0.43 \text{ m}^3/\text{min}$ ($15 \text{ SCF}/\text{min}$),或液体泄漏率大于 $400 \text{ cm}^3/\text{min}$ ($13.5 \text{ oz}/\text{min}$),应采取纠正措施。

E.3.7 SSCSV 试验成功后,按制造商操作手册中规定的程序开启 SSCSV。至此,井即可投入生产。

附录 F
(规范性附录)
故障报告

F.1 故障报告

按本标准要求,SSSV 设备的操作者应向制造商提供一份书面的设备故障报告。故障报告应在发现和确定故障的 30 天内提交给设备制造商。故障分析的调查报告应确定故障原因,调查结果应形成文件。

对故障设备进行分析的操作者应做到:

- a) 操作者将故障设备撤离工作现场,还给制造商。制造商和操作者一起进行故障分析,或
- b) 操作者不直接从工作现场撤走故障设备。可是,若操作者在运输/验收报告的 5 年内撤走设备,操作者应将设备还给制造商,由制造商进行故障分析,或
- c) 操作者选择独立地进行故障分析。

如选择了故障分析这一选项,操作者应作为故障报告的一部分通知设备制造商。若选项 c) 被选择了,分析报告的复印件应在完成分析的 45 d 内发给设备制造商,根据 ISO 10432 故障报告要求,制造商应做出答复。

F.2 基本信息

故障报告至少应包括的信息见表 F.1。

表 F.1 故障报告 井下安全阀设备(基本资料)

操作者资料	制造商资料 验收设备时完成
Ⅰ 操作人员识别 —— 操作员; 日期; —— 区域和/或地区; —— 矿区名字和井号	Ⅰ 故障设备情况 —— 接受时的设备情况; —— 故障部件; —— 损伤部件
Ⅱ SSSV 设备识别 —— SSSV _____;SSV 定位接头 _____ SSSV 锁销 _____; 设备制造商; —— 型号; —— 可回收型油管 _____; —— 可回收型钢缆 _____; 可回收型 SCSSV _____; —— 可回收型 SSCSV _____; —— 序列号; —— 工作压力; —— 公称尺寸; —— 维修等级; —— 仅 1 级; —— 1.2 级; —— 3 级; —— 4 级; 维修历史记录	Ⅱ 试验结果 —— 由操作者完成和/或制造者执行; —— 故障类型; —— 泄漏率; —— 控制液; —— 操作资料(开和关压力等) Ⅲ 故障原因 —— 可能原因; —— 次要原因

表 F.1 (续)

操作者资料	制造商资料 验收设备时完成
iii 井资料 — 试井产量; — 环境条件; — 含砂率; — H ₂ S; — CO ₂ ; — 压力和温度; — 地面; — 井底; — SSSV 设备坐放深度; — SSSV 设备安装日期; — 设备工作时间; — 异常操作情况	iv 修理和维护 — 更换零件; — 其他维护或修理
	v 防止重复发生的纠正措施 — 操作程序; — 设计/材料变更; — 正确地使用设备
iv 故障描述 — 故障性质; — 观测到的导致故障的状况	vi 其他信息 — 故障阀原制造厂位置; — 制造日期
v 操作者签名和日期	vii 制造商签名和日期 — 将完成报告发给操作者,保留复印件

参 考 文 献

- [1] ISO 10418 石油和天然气工业——海上作业安装——基础地面操作安全系统
 - [2] ISO 10423 石油和天然气工业——钻井和生产设备——井口和采油树设备
 - [3] ISO 11960 石油和天然气工业——井下套管和油管用钢管
 - [4] ISO 13628-6 石油和天然气工业——海底生产系统的设计和安装——第6部分:海底生产控制系统
 - [5] ISO 13703 石油和天然气工业——海上生产平台的管路系统的设计和安装。
 - [6] ISO 15156-1 石油和天然气工业——在含 H₂S 的环境中产气和油使用的材料——第1部分:选择抗开裂材料的主要原则
 - [7] API Spec 14A 井下安全阀设备
 - [8] API RP 14E 海上生产平台管道系统的设计安装
 - [9] API RP 14F 固定和非固定的海上石油设备的电路系统的设计和安装,一般1级,第2区和第二区位置
 - [10] NACE MR 0175/ISO 15156(所有部分) 石油和天然气工业——含 H₂S 环境中油气生产用材料
 - [11] RAWLINS E L 天然气井的反向压力数据和适用的实践生产操作
 - [12] SNT-TC-1A NDE 无损检测人员资质和证书
 - [13] VOGEL, J. V., 溶解气驱井流入动态. [J]《石油科学》, 1986. 83-92.
-