

# 《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》解读

为准确判定、及时消除石油天然气企业重大事故隐患，根据《安全生产法》等法律、行政法规，结合近年来石油天然气企业典型事故教训，应急管理部制定发布了《石油天然气开采重大事故隐患判定准则》（AQ 2085-2025，以下简称《判定准则》），列举了 35 项应当判定为重大事故隐患的要素。为进一步明确具体的判定情形，便于各级安全监管部门和石油天然气企业应用，规范《判定准则》有效执行，现对《判定准则》中重点条款含义进行解释说明。

## 1 范围

本文件规定了石油天然气（含页岩气）开采重大事故隐患的判定准则。

本文件适用于石油天然气企业的重大事故隐患判定。

### 【解读】

#### 说明：

根据《非煤矿山企业安全生产许可证实施办法》（国家安全生产监督管理总局令第 20 号公布、第 78 号修正）和《国家安全生产监督管理总局办公厅关于印发非煤矿山企业安全生产许可证申请书等 10 种文书格式的通知》（安监总厅管一〔2009〕183 号），

石油天然气企业指从事石油和天然气勘探、开发生产、储运的单位，包括陆上采油（气）、海上采油（气）、钻井、物探、测井、录井、井下作业、油建、管道储运、海油工程企业。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 3836.15 爆炸性环境 第15部分：电气装置设计、选型、安装规范

GB 40554.1 海洋石油天然气开采安全规程 第1部分：总则

GB 42294 陆上石油天然气开采安全规程

AQ 2018 含硫化氢天然气井公众安全防护距离

## 3 术语和定义

本文件没有需要界定的术语和定义。

## 4 排查途径和判定准则

4.1 事故隐患排查途径包括但不限于以下方式：

- a) 企业各岗位责任人员的日常检查；
- b) 企业组织的定期检查、专业排查和事故类比排查；
- c) 企业开展的安全体系审核、安全评估、安全评价；

d) 负有安全生产监督管理职责的部门对企业实施的监督检查;

e) 法定检测检验机构实施的检测检验及企业自主开展的检测检验;

f) 举报投诉、新闻媒体披露;

g) 国家规定的其他检查方式。

4.2 符合第 5 章判定要素中任一判定要素的,应判定为重大事故隐患。

## 5 判定要素

### 5.1 石油天然气开采通用判定要素

5.1.1 企业主要负责人、安全生产管理人员,其安全生产知识和管理能力未通过负有安全生产监督管理职责的部门考核合格。

#### 【解读】

##### 1. 说明:

(1) “主要负责人”是指有限责任公司或者股份有限公司的董事长、总经理,其他生产经营单位的厂长、经理、(矿务局)局长、矿长(含实际控制人)等。(《生产经营单位安全培训规定》(国家安全生产监督管理总局令第 3 号公布、第 80 号修正)第三十二条)

(2) “安全生产管理人员”是指生产经营单位分管安全生产的负责人、安全生产管理机构负责人及其管理人员,以及未设

安全生产管理机构的生产经营单位专、兼职安全生产管理人员等。  
(《生产经营单位安全培训规定》(国家安全生产监督管理总局令第3号公布、第80号修正)第三十二条)

## 2. 判定情形:

(1) 企业主要负责人、安全生产管理人员自任职之日起超过6个月, 未经安全生产知识和管理能力考核合格的。

依据: 《生产经营单位安全培训规定》(国家安全生产监督管理总局令第3号公布、第80号修正)第二十四条 煤矿、非煤矿山、危险化学品、烟花爆竹、金属冶炼等生产经营单位主要负责人和安全生产管理人员, 自任职之日起6个月内, 必须经安全生产监管监察部门对其安全生产知识和管理能力考核合格。

(2) 企业主要负责人、安全生产管理人员的安全生产知识和管理能力考核合格证的行业类别与所从事的生产经营活动不一致的。

依据: 《中华人民共和国安全生产法》第二十七条 生产经营单位的主要负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位所从事的生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力。

### 5.1.2 特种作业人员未取得相应资格证件上岗作业。

#### 【解读】

#### 1. 说明:

(1) “特种作业”是指容易发生事故, 对操作者本人、他人的安全健康及设备、设施的安全可能造成重大危害的作业。特

种作业的范围由特种作业目录规定。（《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（应急管理部令第19号）第三条）

（2）“特种作业人员”是指直接从事特种作业的从业人员。（《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（应急管理部令第19号）第三条）

## 2. 判定情形：

（1）实施特种作业的人员未取得特种作业操作证的。

依据：《中华人民共和国安全生产法》第三十条 生产经营单位的特种作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训，取得相应资格，方可上岗作业。

《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（应急管理部令第19号）第四条 特种作业人员必须经专门的安全技术培训并考核合格，取得《中华人民共和国特种作业操作证》（以下简称特种作业操作证）后，方可上岗作业。

（2）特种作业操作证有效期届满未换领新证或换证不通过，仍从事特种作业的。

依据：《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（应急管理部令第19号）第三十五条 特种作业人员有下列情形之一的，考核发证机关应当注销特种作业操作证：

（四）特种作业操作证有效期届满且未换领新证或者换证不通过的。

### 5.1.3 相关从业人员未按 GB 40554.1、GB 42294 的规定，

接受井控、硫化氢专门培训并取得合格证书或考核合格。

**【解读】**

**判定情形：**

(1) 陆上石油天然气企业从事钻井、录井、测井、井下作业等作业的监督人员、作业现场负责人、技术人员、司钻、副司钻、井架工、安全生产管理人员、井控技术服务人员，未取得井控技术培训合格证书的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》4.3.4 从事钻井、录井、测井、井下作业等作业的监督人员、作业现场负责人、技术人员、司钻、副司钻、井架工、安全生产管理人员、井控技术服务人员等，应接受井控技术培训，并取得培训合格证书。

(2) 海洋石油天然气企业从事钻井、完井、修井、测试、弃井作业的监督、经理、高级队长、领班，以及司钻、副司钻和井架工、安全监督等人员，以及地质、录井、定向井、固井等作业的海上人员，未取得井控技术培训合格证书的。

依据：GB 40554.1《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分：总则》12.11 从事钻井、完井、修井、测试、弃井作业的监督、经理、高级队长、领班，以及司钻、副司钻和井架工、安全监督等人员，以及地质、录井、定向井、固井等作业的海上人员应接受“井控技术”的培训，培训时间不少于56课时，并取得培训合格证书。每4年进行一次再培训。

(3) 陆上石油天然气企业硫化氢环境相关人员，未经硫化氢专门培训取得合格证书或考核合格的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》4.3.5 硫化氢环境相关人员应接受硫化氢防护培训并考核合格；3.1 硫化氢环境指含有或可能含有硫化氢的生产区域。

(4) 海洋石油天然气企业在作业过程中已经出现或者可能出现硫化氢的场所从事钻井、完井、修井、测试、采油及储运作业的人员，以及地质、录井、定向井、固井等作业的海上人员，未经硫化氢专门培训取得合格证书或考核合格的。

依据：GB 40554.1《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分：总则》12.13 在作业过程中已经出现或者可能出现硫化氢的场所从事钻井、完井、修井、测试、采油及储运作业的人员，以及地质、录井、定向井、固井等作业的海上人员，应进行“防硫化氢技术”的专门培训，培训时间不少于16课时，并取得培训合格证书。每4年进行一次再培训。

#### **5.1.4 使用国家明令淘汰的危及生产安全的工艺、设备。**

##### **【解读】**

##### **判定情形：**

使用应急管理部公布的石油天然气开采生产安全落后工艺及设备淘汰目录中工艺、设备的。

依据：《中华人民共和国安全生产法》第三十八条 国家对严重危及生产安全的工艺、设备实行淘汰制度，具体目录由国务

院应急管理部门会同国务院有关部门制定并公布。法律、行政法规对目录的制定另有规定的，适用其规定。

生产经营单位不得使用应当淘汰的危及生产安全的工艺、设备。

**5.1.5 未按 GB 40554.1、GB 42294 的规定制定特殊作业许可管理制度，或许可制度未执行。**

### 【解读】

#### 1. 说明

(1) 陆上石油天然气特殊作业类型包括动火作业、临时用电作业、受限空间作业、吊装作业、动土作业、高处作业、盲板抽堵作业。（GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》5.5.2）

(2) 海洋石油天然气特殊作业类型包括高处及舷/岛外、重物（大于或等于6t的重物）起重、载人吊篮、通过栈桥实施船舶与设施间人员转移、热工、搭设拆除脚手架、受限空间、电力、管线终端打开、潜水、海上油水装卸和原油外输。（GB 40554.1《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分：总则》8.4.1）

#### 2. 判定情形：

(1) 陆上石油天然气企业未根据生产作业实际按 GB 42294 的规定制定特殊作业许可管理制度的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》5.5.1.1 应制定作业许可管理制度，明确作业许可范围，实行分级管理。作业条件发生变化，应重新办理许可。

(2) 海洋石油天然气企业未根据生产作业实际按 GB 40554.1 的规定制定特殊作业许可管理制度的。

依据: GB 40554.1 《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分: 总则》8.4.1 作业者和承包者应建立高处及舷/岛外、重物(大于或等于6t的重物)起重、载人吊篮、通过栈桥实施船舶与设施间人员转移、热工、搭设拆除脚手架、受限空间、电力、管线终端打开、潜水、海上油水装卸和原油外输等海上特殊作业许可制度....。

(3) 特殊作业未办理作业许可, 或先作业后审批的。

依据: GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》5.5.1.2 作业前应进行风险识别, 制定安全防范及应急措施, 并取得作业许可。

GB 40554.1 《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分: 总则》8.4.1 ...认真开展作业前安全风险分析, 确定作业环境、安全保障措施、工具机具以及作业人员能力等方面的安全作业条件要求, 并履行作业申请、审批、实施、验收的许可报告程序。

#### **5.1.6 未建立变更管理制度, 或未履行变更管理程序。**

##### **【解读】**

##### **1. 判定情形:**

(1) 企业未建立变更管理制度的。

依据: GB 42294 《陆上石油天然气开采安全规程》4.4.1 应建立变更管理制度, 明确变更管理要求, 变更管理范围包括设计、

生产工艺、设备设施、劳动组织、作业环境、作业人员等的变更。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》4.3 作业者和承包者应根据作业类型建立并执行井控、硫化氢防护、变更管理、检维修作业、特殊作业等安全管理制度。

(2) 以下情形未按企业制定的变更管理制度履行变更管理程序的：

- 生产（处理）工艺流程改变；
- 生产（处理）设计能力改变；
- 生产设备设施用途或功能改变；
- 重要工艺参数改变；
- 关停关断报警设定值改变；
- 仪表控制系统及逻辑改变；
- 装置布局改变。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》4.4.2 应识别、评估变更风险，履行变更管理程序，落实风险控制措施，实施闭环管理。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》4.3 作业者和承包者应根据作业类型建立并执行井控、硫化氢防护、变更管理、检维修作业、特殊作业等安全管理制度。

## 2. 除外情形：

变更已纳入改建、扩建项目“三同时”设计文件且已通过安全设施设计审查的。

5.1.7 未根据现场实际情况，编制火灾爆炸、弃平台、井喷失控、人员落水救助、硫化氢泄漏的专项应急预案或现场处置方案，或未按规定定期组织演练。

### 【解读】

#### 1. 说明：

“定期”是指部门规章、地方行政法规及国家强制标准中应急演练要求的频次。

#### 2. 判定情形：

(1) 陆上石油天然气企业风险评估存在火灾爆炸、井喷失控、硫化氢泄漏风险，但未针对每项风险制定专项应急预案或现场处置方案的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》4.8.2.3 依据风险评估和应急资源调查的结果，编制生产安全事故应急预案，并适时开展修订、备案等工作。应针对石油天然气开采过程中的井喷失控、硫化氢泄漏、火灾爆炸等重大事故灾难及洪涝、大风、滑坡、泥石流等重大自然灾害编制专项应急预案或现场处置方案。重点岗位应编制应急处置卡。

(2) 海洋石油天然气企业风险评估存在火灾爆炸、弃平台、井喷失控、人员落水、硫化氢泄漏风险，但未针对每项风险制定专项应急预案或现场处置方案的。

依据：GB 40554.1《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分：总则》13.1.4 作业者和承包者应建立应急预案，覆盖包括

并不限于井喷失控；火灾与爆炸；平台遇险；直升机失事；船舶遇险；放射性物品遗散；潜水作业事故；人员重伤、死亡、失踪及暴发性传染病、中毒；自然灾害以及台风和热带风暴等紧急情况。

(3) 陆上石油天然气企业未定期组织火灾爆炸、井喷失控演练的；涉硫化氢企业未定期组织硫化氢泄漏演练的。

依据：《生产安全事故应急预案管理办法》（应急管理部令第2号）第三十三条 生产经营单位应当制定本单位的应急预案演练计划，根据本单位的事故风险特点，每年至少组织一次综合应急预案演练或者专项应急预案演练，每半年至少组织一次现场处置方案演练。

地方行政法规，如：《山东省安全生产条例》第六十三条：高危生产经营单位和人员密集场所经营单位应当每半年至少组织一次综合或者专项应急救援预案演练，每两年对所有专项应急救援预案至少组织一次演练，每半年对所有现场处置方案至少组织一次演练。

GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》5.1.4.2 钻井、井下作业等施工作业过程中，作业班组每月不少于一次不同工况的井控演练；采油、采气、注入等生产作业过程中，每季度不少于一次井控演练。

(4) 海洋石油天然气企业未定期组织火灾爆炸、弃平台、井喷失控、人员落水救助演练的；涉硫化氢企业未定期组织硫化

氢泄漏演练的。

依据：《海洋石油安全管理细则》（国家安全生产监督管理总局令第25号公布，第78号修正）第一百零一条 作业者和承包者应当组织生产和作业设施的相关人员定期开展应急预案的演练，演练期限不超过下列时间间隔的要求：

- （一）消防演习：每倒班期一次。
- （二）弃平台演习：每倒班期一次。
- （三）井控演习：每倒班期一次。
- （四）人员落水救助演习：每季度一次。

（五）硫化氢演习：钻遇含硫化氢地层前和对含硫化氢油气井进行试油或者修井作业前，必须组织一次防硫化氢演习；对含硫化氢油气井进行正常钻井、试油或者修井作业，每隔7日组织一次演习；含硫化氢油气井正常生产时，每倒班期组织一次演习。不含硫化氢的，每半年组织一次。

5.1.8 未对承包商安全生产工作进行统一协调、管理，有以下情形之一的：

- a) 未与承包商签订安全生产管理协议；
- b) 未开展承包商入场审查；
- c) 作业前未对承包商作业人员进行安全技术交底；
- d) 未开展承包商安全生产考核。

**【解读】**

判定情形：

(1) 未与承包商签订安全生产管理协议，并明确各自安全生产管理职责的。

依据：《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》（国家安全生产监督管理总局令第62号公布，第78号修正）第八条 发包单位应当与承包单位签订安全生产管理协议，明确各自的安全生产管理职责。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》4.2 作业者和承包者应签订油气田外包工程安全生产管理协议，明确双方安全管理界面，落实风险分级管控、隐患排查治理和应急处置等措施。

(2) 未对承包商安全生产许可证、相应资质以及项目部的安全生产管理机构、规章制度和操作规程、工程技术人员、主要设备设施、安全教育培训和负责人、安全生产管理人员、特种作业人员持证上岗等情况进行审查的。

依据：《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》（国家安全生产监督管理总局令第62号公布，第78号修正）第七条 发包单位应当审查承包单位的非煤矿山安全生产许可证和相应资质，不得将外包工程发包给不具备安全生产许可证和相应资质的承包单位。

承包单位的项目部承担施工作业的，发包单位除审查承包单位的安全生产许可证和相应资质外，还应当审查项目部的安全生产管理机构、规章制度和操作规程、工程技术人员、主要设备设

施、安全教育培训和负责人、安全生产管理人员、特种作业人员持证上岗等情况。

(3) 承包商作业前，未按照合同约定向其提供与外包工程安全生产相关的勘察、设计、风险评价、检测检验和应急救援等资料，并保证资料的真实性、完整性和有效性的。

依据：《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》（国家安全生产监督管理总局令第62号公布，第78号修正）第十三条 发包单位应当向承包单位进行外包工程的技术交底，按照合同约定向承包单位提供与外包工程安全生产相关的勘察、设计、风险评价、检测检验和应急救援等资料，并保证资料的真实性、完整性和有效性。

(4) 未建立健全外包工程安全生产考核机制并对承包商开展安全生产考核的。

依据：《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》（国家安全生产监督管理总局令第62号公布，第78号修正）第十四条 发包单位应当建立健全外包工程安全生产考核机制，对承包单位每年至少进行一次安全生产考核。

**5.1.9 涉及可燃和有毒有害气体泄漏的场所，未按设计要求设置探测报警装置。**

**【解读】**

**判定情形：**

可燃和有毒有害气体探测报警装置的布置与安装、报警值设

定、信号传输与指示中有一项与设计文件不符的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》4.5.3 根据生产作业场所危险区域的等级划分，按要求设置探测报警系统，对火灾、可燃气体、有毒有害气体等进行监测、报警。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》4.6 海洋石油生产设施应设置可燃气体探测报警系统、火灾探测报警系统、应急关断系统，存在有毒有害气体达到阈限值的还应设置有毒有害气体探测报警系统。

**5.1.10 擅自关闭油气生产现场的可燃气体探测报警系统、有毒有害气体探测报警系统、火灾探测报警系统、紧急关断系统，或系统主要功能失效。**

### 【解读】

#### 1. 判定情形：

(1) 油气生产现场的可燃气体探测报警系统、有毒有害气体探测报警系统、火灾探测报警系统、紧急关断系统中的探测器处于关闭（停用）状态且未审批的。

(2) 可燃气体探测报警系统、有毒有害气体探测报警系统、火灾探测报警系统、紧急关断系统报警、联锁、关断的主要功能失效的。

依据：《中华人民共和国安全生产法》第三十六条 生产经营单位必须对安全设备进行经常性维护、保养，并定期检测，保证正常运转。维护、保养、检测应当作好记录，并由有关人员签

字。

## 2. 除外情形:

企业发现探测器故障后,立即采取有效的临时监测防护措施,并已启动维修或更换程序的。

5.1.11 爆炸性气体环境 0 区、1 区的生产作业场所,未按 GB 3836.15 的规定设置、使用防爆电气设备,或防爆性能失效。

### 【解读】

#### 1. 说明:

(1) “爆炸性气体环境”是指在大气条件下,可燃性物质以气体或蒸气的形式与空气形成的混合物,被点燃后,能够保持燃烧自行传播的环境。(GB 3836.14《爆炸性环境 第 14 部分:场所分类 爆炸性气体环境》3.2)

(2) “0 区”是指可燃性物质以气体或蒸气的形式与空气形成的爆炸性环境,连续存在或长时间存在或频繁出现的场所。(GB 3836.15《爆炸性环境 第 15 部分:电气装置设计、选型、安装规范》3.2.7)

(3) “1 区”是指可燃性物质以气体或蒸气的形式与空气形成的爆炸性环境,在正常运行时可能出现的场所。(GB 3836.15《爆炸性环境 第 15 部分:电气装置设计、选型、安装规范》3.2.8)

#### 2. 判定情形:

(1) 爆炸性气体环境 0 区、1 区的生产作业场所未按设计

设置、使用防爆电气设备的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》5.4.1.4 易燃易爆危险区内使用的电气设备设施应满足防爆等级要求。

GB 40554.1《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分：总则》7.4.4 在危险区内进行作业的用电设备应采用防爆型，检维修工具应为防爆工具，危险区内布置有非防爆电气的活动房应采用正压防爆型。

(2) 爆炸性气体环境0区、1区的生产作业场所，防爆设备的防爆型式、气体类别、级别和组别未根据所处环境选择的。

依据：GB 3836.15《爆炸性环境 第15部分：电气装置设计、选型、安装规范》区域标识与适用的设备保护级别（EPL）表、防爆型式与EPL之间的对应关系表、气体或蒸气或粉尘分类与设备类别之间的关系表及气体或蒸气的点燃温度与设备温度组别之间的关系表。

(3) 爆炸性气体环境0区、1区的生产作业场所，防爆电气设备防爆性能失效的。

依据：AQ 3009《危险场所电气防爆安全规范》7.2.9.2 维护时发现防爆电气设备结构、参数发生变化，与原防爆型式及设计不符且不能修复的，即判定失效，并迅速予以停用更换，例如：

- a) 隔爆型电气设备外壳严重变形，不能修复的；
- b) 隔爆面严重损伤，不能修复的；
- c) 隔爆间隙超出国家标准，不能修复的；

d) 防爆电气设备外壳开裂不符合原防爆型式要求的。

注：防爆电气设备外壳开裂不符合原防爆型式要求包括：

——隔爆型（d）设备：外壳开裂导致隔爆接合面的间隙、宽度、粗糙度超出标准规定值，或开裂贯穿外壳壁厚形成通孔，破坏隔爆火焰冷却和熄灭的结构条件的；若开裂未涉及隔爆接合面，但深度超过外壳壁厚的 1/3 且长度大于 50mm 的；

——增安型（e）设备：外壳开裂造成内部带电部件暴露，或破坏设备的防水、防尘密封结构，导致绝缘部件受潮、积尘引发漏电或过热的；

——本质安全型（i）设备：外壳开裂影响内部安全电路的布线固定，或破坏设备的防护等级，导致外部干扰（如电磁、机械冲击）改变电路参数，使其失去本质安全性能的；

——其他防爆型式（如充砂型 q、充油型 o 等）：外壳开裂导致填充物（砂、油）泄漏，或破坏设备的密封结构，使爆炸性气体进入设备内部的。

**5.1.12 石油钻机、修井机未配备天车防碰系统，或系统功能失效。**

### 【解读】

#### 1. 说明：

“功能失效”是指到达预警高度，数码防碰装置无报警信号；到达防碰触发高度，天车防碰系统的气阀、电磁阀或传感器未动作，盘刹或能耗制动未制动。

## 2. 判定情形:

(1) 石油钻机、修井机未配备天车防碰系统的。

依据: SY/T 6586《石油天然气钻采设备 钻机现场安装及检验》5.3.5.6 防碰天车装置要求如下: a) 每套钻机至少应有两套不同形式的防碰系统, 两套系统设置的安全防碰距离应调整一致。

SY/T 5727《井下作业安全规程》3.10.9 应配备防碰装置, 防碰天车装置灵活好用, 防碰距离应不小于 2.5m, 定期检查防碰装置的完好性。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分: 海上部分》6.2.3 钻机、修井机应至少设置两套独立的防碰天车装置。

(2) 石油钻机、修井机任意一套天车防碰系统功能失效的。

依据: SY/T 6586《石油天然气钻采设备 钻机现场安装及检验》5.3.5.6 防碰天车装置要求如下:

a) 每套钻机至少应有两套不同形式的防碰系统, 两套系统设置的安全防碰距离应调整一致。

b) 过卷阀式防碰天车: 过卷阀的拨杆长度和位置依游车上升到工作所需极限高度时钢丝绳在滚筒上缠绳位置来调整(依据使用说明书或现场设备要求); 气路应无泄漏, 拨杆受碰撞时, 反应动作应灵敏, 总离合器、高低速离合器同时放气或电机断电, 刹车气缸或液压盘式刹车应立即动作, 刹住滚筒。

c) 重锤式或其他机械式防碰天车：阻拦绳距天车梁下平面距离依据使用说明书或现场设备要求安装，引绳采用 $\phi 6.5\text{mm}$ 钢丝绳，松紧合适；不扭、不打结，不与井架、电缆干涉；灵敏、制动速度快。

d) 数码防碰装置：其数据采集传感器应连接牢固，工况显示正确，动作反应灵敏准确。

### 3. 除外情形：

因设备检维修临时停用一套防碰系统，且办理审批手续、采取临时措施的。

**5.1.13 未按设计要求配置、安装、检验井控装置，安装完毕或更换承压部件后未进行试压。**

#### 【解读】

#### 判定情形：

(1) 未按工程、工艺、施工设计的要求配置、安装井控装置的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》5.1.2.1 按工程设计要求配备井控装置，并进行日常维护保养。

5.1.2.2 现场按设计规范安装、使用井控装置，安装完毕或更换承压部件后应进行试压....

GB 40554.1《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分：总则》9.1 钻完井作业前，作业者和承包者应落实以下措施，并审核通过井控方案和防井喷应急预案：

——防喷器及相应设备的安装、维护和试验，满足井控方案的要求。

(2) 未对井控装置进行检验，或检验不合格，仍投入使用的。

依据：AQ 2083《陆上石油天然气钻井安全规范》6.1.1.1 按工程设计要求配备井控装置。防喷器、节流管汇、压井管汇、防喷管线、内防喷工具等应经过井控车间检验合格。

AQ 2084《陆上石油天然气井下作业安全规范》6.1.1.1 按施工设计要求配备井控装置。防喷器、节流管汇、压井管汇、内防喷工具等应经过井控车间检验合格。

《海洋石油安全生产规定》（国家安全生产监督管理总局令 第 4 号公布，第 78 号修正）第二十条 海洋石油的专业设备应当由专业设备检验机构检验合格，方可投入使用。

(3) 井控装置安装完毕或更换承压部件后，未进行试压，或试压不合格仍继续使用的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》5.1.2.2 现场按设计规范安装、使用井控装置，安装完毕或更换承压部件后应进行试压。

《海洋石油安全管理细则》（国家安全生产监督管理总局令 第 25 号公布，第 78 号修正）第五十七条 防喷器系统的试压，应当符合下列规定：

(一) 所有的防喷器及管汇在进行高压试验之前，进行

2. 1MPa 的低压试验;

(二) 防喷器安装前或者更换主要配件后, 进行整体压力试验;

(三) 按照井控车间(基地) 组装、现场安装、钻开油气层前及更换井控装置部件的次序进行防喷器试压。试压的间隔不超过 14 日;

(四) 对于水上防喷器组, 防喷器组在井控车间(基地) 组装后, 按额定工作压力进行试验。现场安装后, 试验压力在不超过套管抗内压强度 80%的前提下, 环形防喷器的试验压力为额定工作压力的 70%, 闸板防喷器和相应控制设备的试验压力为额定工作压力;

(五) 对于水下防喷器组, 水下防喷器和所有有关井控设备的试验压力为其额定工作压力的 70%。防喷器组在现场安装完成后, 控制设备和防喷器闸板按照水上防喷器组试压的规定进行。

**5.1.14 地层压力等于或大于 70MPa, 或井口关井压力等于或大于 35MPa, 或地层气体介质硫化氢含量等于或大于 1500mg/m<sup>3</sup> (1000ppm) 的油气井, 有以下情形之一的:**

a) 钻井作业未经开钻验收合格施工;

b) 修井作业未经开工验收合格施工;

c) 未经建设单位批准, 钻开第一套油气层或打(射)开目的层;

d) 现场配制的钻井液密度及储备的加重钻井液、加重剂不

满足设计要求。

**【解读】**

**判定情形:**

(1) 符合判定要素中三种条件之一的油气井钻井作业，开钻前未经验收，或验收不合格即施工的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.2.3.1.3 开钻前应进行验收，验收合格后方可开钻。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》7.2.4.1 应按地质设计、工程（工艺）设计进行施工作业，开钻前进行安全检查和交底。

(2) 符合判定要素中三种条件之一的油气井修井作业，开工前未经验收，或验收不合格即施工的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.5.3.1.3 验收合格后方可开工。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》7.5.2.1 作业前应进行开工验收和技术交底。

(3) 符合判定要素中三种条件之一的油气井钻开第一套油气层或打（射）开目的层之前，未经建设单位验收合格或批准的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.2.3.2.4 钻开第一套油气层前应进行钻开油气层验收，合格后方可钻开油气层。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海

上部分》7.2.5.2 钻开油气层或打（射）开目的层应经作业者批准。

（4）符合判定要素中三种条件之一的油气井钻井作业中，现场配制的钻井液密度及储备的加重钻井液、加重剂不满足设计要求的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.2.2.2.3 钻井液符合以下安全技术要求：

a) 常规钻井工艺下钻井液设计密度应能平衡地层压力；

c) 现场应储备一定量的加重钻井液或加重材料，加重钻井液应定期维护，含硫化氢油气井还应储备足量的除硫剂。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》7.2.5.2 现场配制的钻井液密度和 pH 值及储备加重钻井液、加重剂应符合设计要求。

**5.1.15 地质录井使用的综合录井仪、气测录井仪及其他探测与报警装置主要功能失效，或擅自停用。**

#### **【解读】**

#### **判定情形：**

综合录井仪、气测录井仪的气测参数监测、钻井液参数监测、钻井工程参数监测功能失效或擅自停用的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.3.1.2 高风险井应使用综合录井仪，其它井可使用气测录井仪，录井仪器房应配备火灾、可燃气体、硫化氢等探测与报警装置，具备异常

时声光报警等功能。

6.3.3.5 持续监测气测、钻井液、钻井工程参数，发现油气、硫化氢显示以及钻井液、工程参数等异常变化时应立即报告当班司钻。

GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》7.3.2 应配置气侵、液面及返出流量监测报警系统，保持功能完好。

7.3.3 钻开油气层、含硫化氢地层前，应加强地层对比，持续监测气测值、钻井液性能、循环池液面和钻井工程参数，发现油气或异常及时向作业者、钻井队提出地质预报。

## 5.2 陆上石油天然气开采专用判定要素

5.2.1 含硫化氢天然气井与民宅、铁路、高速公路及其他公共设施的防护距离不符合AQ 2018的要求，且未采取有效防护措施。

### 【解读】

#### 1. 说明：

(1) “含硫化氢天然气井”是指天然气中硫化氢含量大于 $75\text{mg}/\text{m}^3$  (50ppm)，且硫化氢释放速率不小于 $0.01\text{m}^3/\text{s}$ 的天然气井。硫化氢释放速率的确定方法见《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》。(AQ 2018《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》3.2)

(2) “公共设施”是指提供公共服务，且疏散时服务对象

需他人协助或需留人值守的建筑物，包括教育、医疗卫生、社会福利与保障、金融等设施。（AQ 2018《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》3.4）

（3）“有效防护措施”包括：①设备、管线、阀门使用抗硫材质；②设置冗余的自动关井装置；③设置多层探测报警装置；④配备应急物资，加强联合应急演练。

## 2. 判定情形：

根据含硫化氢天然气井硫化氢释放速率，及该井距离公共设施的安全防护距离进行判定，不符合防护距离要求，且未采取有效防护措施的。

判定步骤如下：

（1）第一步，判断气井是否为“含硫化氢天然气井”；

根据 AQ 2018《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》第 3.2 条，需同时满足两个条件：天然气中硫化氢含量大于  $75\text{mg}/\text{m}^3$ （50ppm），且硫化氢释放速率不小于  $0.01\text{m}^3/\text{s}$ 。

如果两个条件均满足，则适用本判定要素；否则，不适用本判定要素中的防护距离要求。

（2）第二步，计算硫化氢释放速率（RR）并判定气井公众危害程度等级；

根据 GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》第 5.2.3.2 条：

$$RR = A \bullet q_{\text{AOF}} \bullet c_{\text{H}_2\text{S}}$$

式中：RR——气井硫化氢释放速率，单位为立方米每秒（ $\text{m}^3/\text{s}$ ）；

A—— $7.716 \times 10^{-8}$ ，（ $\text{m}^3 \cdot \text{d}$ ）/（ $\text{mg} \cdot \text{s}$ ）；

$q_{AOF}$ ——气井绝对无阻流量最大值，单位为万立方米每天（ $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）；

$c_{H_2S}$ ——天然气中硫化氢含量，单位为毫克每立方米（ $\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

（3）第三步，判定含硫化氢天然气井安全防护距离是否符合要求。

根据 AQ 2018《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》第 4.1 条，公众危害程度等级、硫化氢释放速率和公共安全防护距离要求进行判定。

表 1 含硫化氢天然气井公众安全防护距离要求

气井公众危害程度等级	硫化氢释放速率 $\text{m}^3/\text{s}$	公众安全防护距离要求
一	$RR \geq 5.0$	井口距民宅不小于 100m，且距井口 300m 内常住居民户数不应大于 20 户；距铁路及高速公路应不小于 300m；距公共设施及城镇中心应不小于 1000m。
二	$5.0 > RR \geq 1.0$	井口距民宅应不小于 100m；距铁路及高速公路应不小于 300m；距公共设施应不小于 500m；距城镇中心应不小于 1000m。
三	$1.0 > RR \geq 0.01$	井口距民宅应不小于 100m；距铁路及高速公路应不小于 200m；距公共设施及城镇中心应不小于 500m。

5.2.2 未对泥石流、滑坡等地质灾害易发区的油气管道、石油工程施工现场、生活营地进行安全风险评估；或周围环境发

生变化时，未重新进行安全风险评估。

### 【解读】

#### 1. 说明：

“地质灾害易发区”是指具有发生地质灾害的地质环境条件、容易发生地质灾害的区域。（GB/T 40112《地质灾害危险性评估规范》3.5）

#### 2. 判定情形：

（1）在工程建设的可行性研究阶段，未对泥石流、滑坡等地质灾害易发区的油气管道、石油工程施工现场、生活营地进行安全风险评估的。

依据：《地质灾害防治条例》第二十一条 在地质灾害易发区内进行工程建设应当在可行性研究阶段进行地质灾害危险性评估，并将评估结果作为可行性研究报告的组成部分。

（2）油气管道、石油工程施工现场、生活营地周围地质环境发生变化时，未重新进行安全风险评估的。

注：“地质环境发生变化”包括：

——所处自然条件：短时强降水（特别是异常干旱或旱涝急转强降水），异常长历时降水（超过当地气象记录规律或极值）等气象条件变化、所在区域发生大于4级（山区）/5级地震或周边出现新断层活动迹象等构造地质活动变化、砍伐、火灾、洪水等导致植被覆盖率骤降（参考SY/T 6828《油气管道地质灾害风险管理技术规范》4.3.5 在发生降水异常增加、重大人工活动、

地震等可能导致地质灾害风险显著增加。宜对相关管段启动新的风险识别评价和风险控制流程)；

——灾害体本身：不稳定斜坡出现新的裂缝或原有裂缝持续变化、危岩松动或与母岩逐渐脱离接触、沉降范围和速率扩大、泥石流沟上游出现短时强降水或出现大规模物源堆积、灾害体内部含水率激增；

——人类大型工程活动：管道、场站两侧 500 米（山区应扩展至分水岭）有开挖坡脚、爆破、大规模堆载、矿产开采等工程活动（参考 GB/T 40702 《油气管道地质灾害防护技术规范》

4.3.2.4 专业调查范围应根据现场具体地形地貌条件确定，宜包含所有可能对管道造成影响的地质灾害，一般为管道两侧各 500m；《地质灾害防治条例》第十九条 在地质灾害危险区内，禁止爆破、削坡、进行工程建设以及从事其他可能引发地质灾害的活动）。

依据：GB/T 40112 《地质灾害危险性评估规范》4.3.2 评估工作结束后评估区地质环境条件发生重大变化或工程建设方案变化大时，应根据建设工程特点重新进行评估工作。

**5.2.3 在雷电、6 级及以上大风、暴雨、大雾等恶劣天气下，未停止起下钻、起放井架、高处作业、甩钻具施工。**

#### **【解读】**

**除外情形：**

处理溢流、井涌、井喷等井控事故事件必须起下钻的。

**5.2.4 高含硫化氢油气井钻井、修井作业未设置放喷点火**

装置或放喷点火装置失效，未明确点火条件或未指定点火决策人。

### 【解读】

#### 1. 说明:

(1) “高含硫化氢井”是指地层气体介质硫化氢含量等于或大于  $30000\text{mg}/\text{m}^3$  ( $20000\text{ppm}$ ) 的油气井。(GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》3.3)

(2) “放喷点火装置”包括自动点火装置、手动点火器具、电子式自动点火装置等。

(3) “点火条件”是指距井口 500m 范围内居民点的硫化氢 3min 平均监测浓度达到  $150\text{mg}/\text{m}^3$  ( $100\text{ppm}$ )，且存在无防护措施的公众；井场周围 1000m 范围内无有效的硫化氢监测手段。

(SY/T 5087《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》9.5.2.2)

(4) “点火决策人”是指建设单位代表或其授权的现场负责人。(SY/T 5087《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》9.5.2.4)

#### 2. 判定情形:

(1) 高含硫化氢油气井钻井、修井作业未按设计设置放喷点火装置的。

依据: GB/T 31033《石油天然气钻井井控技术要求》5.11 放喷管线安装、使用规定如下:

a) 宜平直接出井场安全地带，并考虑当地季节风向、居民区、道路、油罐区、电力线及其他设施等情况，配备点火装置。

SY/T 5087《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》9.5.1.1 主放喷口应配备自动点火装置，并备用手动点火器具。高含硫油气井主放喷口应配备包括1套自动点火装置在内的至少三种有效点火方式，有条件的可配置可燃气体应急点火装置。

SY/T 6610《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》6.3.1 点火装置应符合以下要求：至少有两种点火方式。

(2) 任意一种放喷点火装置功能失效的。

依据：SY/T 5087《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》9.5.1.1 主放喷口应配备自动点火装置，并备用手动点火器具。高含硫油气井主放喷口应配备包括1套自动点火装置在内的至少三种有效点火方式，有条件的可配置可燃气体应急点火装置。

SY/T 6610《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》6.3.7 应对硫化氢放空设施定期检查和维护。

(3) 高含硫化氢油气井钻井、修井作业未明确点火条件或未指定点火决策人的。

依据：AQ 2012《石油天然气安全规程》4.5.6 含硫化氢环境中生产作业时应制定防硫化氢应急预案，钻井、井下作业防硫化氢预案中，应确定油气井点火程序和决策人。

SY/T 5087《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》9.5.2.2 陆上含硫油气井发生井喷失控，符合下述条件之一时，应在15min内实施井口点火：

a) 距井口500m范围内居民点的硫化氢3min平均监测浓度

达到  $150\text{mg}/\text{m}^3$  ( $100 \times 10^{-6}$ )，且存在无防护措施的公众；

b) 井场周围 1000m 范围内无有效的硫化氢监测手段。

9.5.2.4 点火程序的相关内容应在应急预案中明确；点火决策人应由建设单位代表或其授权的现场负责人来担任，并列入应急预案中。

5.2.5 天然气处理及增压设施与反应炉等高温燃烧设备连接的非工艺用燃料气管道，未在进炉前设置两个截断阀，两阀间未设置检查阀。（该判定要素也适用于陆岸终端）

### 【解读】

#### 1. 说明：

(1) “天然气处理设施”是指对天然气进行净化、分离、加工处理的生产装置。

(2) “增压设施”是指对天然气进行压缩增压的设施，如天然气压缩机。

(3) “非工艺用燃料气”是指天然气仅作为燃料用于燃烧供热。

(4) “反应炉等高温燃烧设备”是指天然气净化装置中的再生反应炉、脱硫装置中的氧化反应炉、脱水装置中的再生反应炉、导热油加热炉等。

#### 2. 判定情形：

(1) 未在进炉前设置两个截断阀。

(2) 两个截断阀间未设置检查阀。

依据：GB 50183《石油天然气工程设计防火规范》6.3.6 与反应炉等高温燃烧设备连接的非工艺用燃料气管道，应在进炉前设两个截断阀，两阀间应设检查阀。

**5.2.6 储罐区防火堤出现塌陷，或管道穿过防火堤处未使用非燃烧材料封实。（该判定要素也适用于陆岸终端）**

**【解读】**

**1. 说明：**

“塌陷”是指防火堤发生物理沉降导致拦液防火功能丧失的。

**2. 判定情形：**

(1) 储罐区防火堤出现塌陷的。

(2) 储罐区管道穿过防火堤处，未使用非燃烧材料封实的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.10.1.6 储罐区防火堤应无缺口孔洞、贯穿裂缝、塌陷、破损，管道穿过防火堤处应用非燃烧材料封实；设置集水设施的，应采取安全可靠的截油排水措施，排水阀门保持常闭状态。

**5.2.7 液化烃、压缩天然气运输槽车充装系统，未设置紧急切断阀或拉断阀。（该判定要素也适用于陆岸终端）**

**【解读】**

**判定情形：**

液化烃、压缩天然气运输槽车充装系统，未设置紧急切断阀或拉断阀的。

依据：GB 50350《油田油气集输设计规范》7.4.4 天然气凝

液及其产品的汽车装卸鹤管宜配置拉断阀，拉断阀应在装卸鹤管进行作业超出规定的范围时，自动紧急断开，且不应损坏鹤管、槽车及其他装卸设施。

TSG R0005《移动式压力容器安全技术监察规程》9.5 紧急切断装置

充装易燃、易爆介质以及毒性程度为中度危害以上（含中度危害）类介质的移动式压力容器，其罐体的液相管、气相管接口处应当分别装设一套紧急切断装置，并且其设置应当尽可能靠近罐体。

5.2.8 甲、乙类油品离心泵或天然气压缩机，未在出口管道上安装止回阀。（该判定要素也适用于陆岸终端）

### 【解读】

#### 1. 说明：

“甲、乙类油品”是指石油天然气火灾危险性分类表中甲类、乙类以及操作温度超过其闪点的乙类、丙类液体。（GB 50183《石油天然气工程设计防火规范》3.1.1）

表 2 石油天然气火灾危险性分类

类别		特征
甲	A	37.8℃时蒸气压力>200kPa 的液态烃
	B	1. 闪点<28℃的液体（甲 A 类和液化天然气除外） 2. 爆炸下限<10%（体积百分比）的气体
乙	A	1. 闪点 ≥ 28℃ 至 <45℃ 的液体 2. 爆炸下限 ≥ 10% 的气体
	B	闪点 ≥ 45℃ 至 <60℃ 的液体
丙	A	闪点 ≥ 60℃ 至 ≤ 120℃ 的液体

	B	闪点>120℃的液体
操作温度超过其闪点的乙类液体应视为甲 <sub>B</sub> 类液体； 操作温度超过其闪点的丙类液体应视为乙 <sub>A</sub> 类液体。		

## 2. 判定情形:

(1) 甲、乙类油品离心泵未在出口管道上安装止回阀的。

(2) 天然气压缩机未在出口管道上安装止回阀的。

依据: GB 50183《石油天然气工程设计防火规范》6.2.6 甲、乙类油品离心泵,天然气压缩机在停电、停气或操作不正常工作情况下,介质倒流有可能造成事故时,应在出口管道上安装止回阀。

**5.2.9 进出天然气站场的天然气管道,未设置截断阀。(该判定要素也适用于陆岸终端)**

### 【解读】

#### 1. 说明:

“天然气站场”是指具有天然气收集、输送、净化处理功能的站场。(GB 50183《石油天然气工程设计防火规范》2.3.3)

#### 2. 判定情形:

进出天然气站场的天然气管道未设置截断阀的,或三、四级站场截断阀无自动切断功能的。

注:“三级站场”是指生产规模大于或等于  $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的天然气净化厂、天然气处理厂和生产规模大于或等于  $400 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的天然气脱硫站脱水站。

“四级站场”是指生产规模小于  $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ , 大于或等于

50 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的天然气净化厂、天然气处理厂和生产规模小于 400 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 大于或等于 200 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的天然气脱硫站、脱水站及生产规模大于 50 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的天然气压气站、注气站。（GB 50183 《石油天然气工程设计防火规范》 3.2.3）

依据：GB 50183 《石油天然气工程设计防火规范》 6.1.1 进出天然气站场的天然气管道应设截断阀，并应能在事故状况下易于接近且便于操作。三、四级站场的截断阀应有自动切断功能。当站场内有两套及两套以上天然气处理装置时，每套装置的天然气进出口管道均应设置截断阀。

**5.2.10 储气库最大注入压力超过储层、井、管道、相关设施的设计压力中的最小值。**

**【解读】**

**判定情形：**

（1）第一步：查储气库最大注入压力；

（2）第二步：查储层、管柱、井口装置、管线以及流程中阀门等各设施的设计压力，确定压力最小值；

（3）第三步：将最大注入压力与各设施设计压力最小值进行对比，若最大注入压力大于各设施设计压力最小值，则判定为重大事故隐患。

依据：GB 42294 《陆上石油天然气开采安全规程》 6.9.1.10 储气库最大注入压力不应超过储气库储层、井、管道、相关设施的设计压力的最小值。

**5.2.11 压裂施工现场使用未经检测合格的压裂管汇元件，或施工高压区未采取安全挡板等硬隔离措施。**

**【解读】**

**1. 说明：**

“压裂管汇元件”包括阀门（旋塞阀、单向阀、闸阀、节流阀、紧急切断阀）；压裂头；活动弯头；刚性管线；活接头总成；各种异形整体接头（包括L接头、T形三通、十字形四通、歧管三通、Y形三通、爪形四通）；法兰、密封垫环、螺栓、螺母；安全卡箍、安全软绳。（SY/T 6270《石油天然气钻采设备固井、压裂管汇的使用与维护》1 范围）

**2. 判定情形：**

（1）压裂施工现场使用压裂管汇元件未检验或检测不合格的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.5.2.4 压裂、酸化作业应制定专项施工方案，明确高压防护、酸性物质防护和消防措施。压裂管汇元件应经检测合格。

（2）施工高压区 10m 内未设置安全挡板等硬隔离措施的。

依据：GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.5.3.2.8 酸化、压裂作业前应检查高压管汇、设备防护、酸性物质防护、消防措施；泵车带负荷运行期间，高压区周围 10m 内应设置安全挡板。

**5.2.12 高压、高含硫化氢天然气井及储气库气井未设置井**

口自动关井装置。

### 【解读】

#### 1. 说明:

(1) “高压天然气井”是指地层压力等于或大于 70MPa，或井口关井压力等于或大于 35MPa 的天然气井。

(2) “高含硫化氢天然气井”是指地层气体介质硫化氢含量等于或大于  $30000\text{mg}/\text{m}^3$  ( $20000\text{ppm}$ ) 的天然气井。(GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》3.3)

(3) “井口自动关井装置”是指在监测到预先设定的异常工况或危险信号时，自动触发并快速关闭井口主阀的装置，具有以下一种或多种关断方式的装置，包括井口易熔塞熔断关断、火气系统联锁关断、压力超限联锁关断、中控手操盘远程关断。

#### 2. 判定情形:

高压、高含硫化氢天然气井及储气库气井未安装井口自动关井装置的。

依据: GB 42294《陆上石油天然气开采安全规程》6.8.2.3 高压、含硫化氢高于  $30000\text{mg}/\text{m}^3$  ( $20000 \times 10^{-6}$ ) 及储气库的气井应有井口自动关井装置、套管环空压力监测装置、紧急泄压放空系统。

### 5.3 海洋石油天然气开采专用判定要素

5.3.1 海洋石油设施未制定防台风应急预案，或不按照防台风应急预案进行安全处置和撤离。(该判定要素不适用于人工

## 岛、滩海陆岸和陆岸终端)

### 【解读】

#### 1. 说明:

(1) “海洋石油设施”包括海洋石油生产设施和海洋石油作业设施。

“海洋石油生产设施”是指以开采海洋石油为目的的海上固定平台、单点系泊、浮式生产储油装置、海底管线、海上输油码头、滩海陆岸、人工岛和陆岸终端等海上和陆岸结构物。

“海洋石油作业设施”是指用于海洋石油作业的海上移动式钻井船(平台)、物探船、铺管船、起重船、固井船、酸化压裂船等设施。

(《海洋石油安全生产规定》(国家安全生产监督管理总局令第4号公布,第78号修正)第四十五条)

(2) “安全处置”是指为了应对台风和撤离部分人员所采取的安全防范措施,包括但不限于管线扫线、压井、减重、调整压载、回收隔水套管和固定绑扎移动物资等。(《关于印发海洋石油防台风安全指南的通知》)

#### 2. 判定情形:

(1) 海洋石油生产设施、作业设施未制定防台风应急预案的。

(2) 未按照防台风应急预案进行安全处置的。

(3) 海洋石油生产设施、作业设施未按照防台风应急预案

进行人员撤离的。

依据：GB 40554.1《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分：总则》13.1.7 作业者和承包者应制定海洋石油设施防台风（或风暴潮）应急管理制度，明确台风极端环境的撤离要求，严格执行以下规定：

——海洋石油设施应制定防台风（或风暴潮）应急预案，建立健全防台风（或风暴潮）应急机构与相关人员职责，全面了解周边施救应急资源。

——根据台风实际情况划分警戒区，根据不同开采作业活动安全处置与撤离要求，计算出安全处置和撤离所需的时间，制定各警戒区的作业和撤离计划。

**5.3.2 自升式钻井、修井平台插桩作业前，未根据地质调查资料或邻井资料进行风险分析并制定应急预案。**

### **【解读】**

#### **1. 说明：**

（1）“地质调查资料”是指为保障自升式平台插桩作业安全，作业前对平台插桩区域开展工程地质调查，获取水深、地形、地貌、海底管缆分布情况，通过钻孔获取地层结构数据，在此基础上进行风险分析，估算桩靴入泥深度，形成海洋工程地质调查资料。

（2）“邻井资料”是指邻井的地质调查资料及插桩压载资料。

## 2. 判定情形:

(1) 自升式钻井、修井平台插桩作业前, 未根据地质调查或邻井资料进行风险分析的。

(2) 自升式钻井、修井平台插桩作业前, 未根据地层刺穿、滑桩等风险分析结果制定应急预案的。

依据: GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分: 海上部分》7.2.3.1 自升式平台插桩作业前应根据海洋工程地质调查资料或邻井资料进行风险分析并完成应急预案。

**5.3.3 海上固定平台达到设计使用年限或可继续使用年限, 未经主结构安全评估合格继续服役。**

### 【解读】

#### 1. 说明:

“设计使用年限”是指设施结构根据油气田经济开发期而确定的计划使用期限。(AQ 2078《老龄化海上固定式生产设施主结构安全评估导则》3.1)

#### 2. 判定情形:

(1) 海上固定平台达到设计使用年限, 主结构未经海洋石油生产设施发证检验机构安全评估合格继续服役的。

(2) 海上固定平台达到可继续使用年限, 主结构未经海洋石油生产设施发证检验机构安全评估合格继续服役的。

依据: GB 40554.1《海洋石油天然气开采安全规程 第1部分: 总则》5.4.6 超过设计年限的海洋石油生产设施应进行专门

的安全风险评估，符合安全生产技术条件方可继续使用。

AQ 2078《老龄化海上固定式生产设施主结构安全评估导则》

4.1 海上固定式生产设施在设计使用年限到期前 2 年内，生产者、作业者应完成主结构安全评估工作：已经超过设计使用年限且还未进行过主结构安全评估的海上固定式生产设施，应立即开展主结构安全评估。

9.3 评估报告中应给出在本次评估基础上设施主结构可有条件继续使用的年限，且不应超过 5 年。

5.3.4 海上有人值守固定平台和浮式生产储油装置未按规定设置消防系统，或系统主要功能失效。

#### 【解读】

##### 判定情形：

(1) 海上有人值守固定平台和浮式生产储油装置的固定灭火装置的类型、安装位置、数量与设计不符的。

注：“固定灭火装置”包括水消防系统、泡沫灭火系统、气体灭火系统和干粉灭火系统等固定灭火设备和装置。

依据：《海洋石油安全管理细则》（国家安全生产监督管理总局令第 25 号公布，第 78 号修正）第二十三条 设施上的消防设备应当符合下列规定：

(一) 根据国家有关规定，针对设施可能发生的火灾性质和危险程度，分别装设水消防系统、泡沫灭火系统、气体灭火系统和干粉灭火系统等固定灭火设备和装置，并经发证检验机构认可。

(2) 一个处所失火时，两台消防泵同时失去作用的。

注：2026年5月1日前新建、改建、扩建的海上固定平台应符合依据1的要求；2026年5月1日（含）后新建、改建、扩建的海上固定平台应符合依据2的要求；浮式生产储油装置应符合依据3的要求。

依据1：《海上固定平台安全规则》（国经贸安全〔2000〕944号）14.3.2.1 消防泵的配置应符合下列要求：

a) 平台至少须配备两台由不同动力源驱动的消防泵，…。

b) …这些泵的海水吸入口和动力源的布置应保证在平台上任何一个处所失火时，不致使所要求的两台泵都失去作用。

依据2：GB 46766《海洋石油固定平台安全规范》6.3.3 消防泵的主用泵（组）与备用泵（组）应相互远离，应确保在平台上任何一处失火时，不会导致消防泵的主用泵（组）和备用泵（组）同时失效。

依据3：《浮式生产储油装置（FPSO）安全规则》（安监总海油〔2010〕88号）11.8.5.1 消防泵和动力源以及通海阀的布置，应保证当任何一个处所失火时不致使两台消防泵都失去效用。

(3) 气体灭火系统不能将灭火剂喷入被保护处所的。

依据：《海上固定平台安全规则》（国经贸安全〔2000〕944号）14.3.4.2 气体灭火系统应能以手动和自动两种方式释放，其管路和喷咀应能在规范规定的时间内将所需的灭火剂喷入被保护处所。

《浮式生产储油装置(FPSO)安全规则》(安监总海油〔2010〕88号)11.12.2.1 通往机器处所、控制站和原油泵舱的CO<sub>2</sub>管应有足够的尺寸和喷嘴数量,以使上述处所所需CO<sub>2</sub>量的85%能在2分钟内喷入被保护处所。

**5.3.5 海上固定平台和浮式生产储油装置未按规定设置救生艇(筏),或救生艇的释放、动力、供气功能失效。**

**【解读】**

**判定情形:**

(1) 海上固定平台和浮式生产储油装置的救生艇(筏)安装位置和数量与设计不符的。

依据:《海洋石油安全管理细则》(国家安全生产监督管理总局令第25号公布,第78号修正)第二十二条 海上石油设施配备救生设备的数量应当满足下列要求:

(一)配备的刚性全封闭机动耐火救生艇能够容纳自升式和固定式设施上的总人数,或者浮式设施上总人数的200%。

(二)气胀式救生筏能够容纳设施上的总人数,其放置点应满足距水面高度的要求。无人驻守设施可以按定员12人考虑。

GB 46766《海洋石油固定平台安全规范》19.2.1.1 救生艇应能容纳平台总人数。若平台总人数超过30人,配备的救生艇应不少于2艘。

《浮式生产储油装置(FPSO)安全规则》(安监总海油〔2010〕88号)15.2.1.1 应配备:

——每舷 1 艘或多艘符合 LSA 规则 4.9 要求的耐火救生艇，每舷总容量应能容纳浮式装置人员总数；

——另外 1 只或多只符合 LSA 规则 4.2 或 4.3 要求的气胀式或刚性救生筏，应存放在同一开敞甲板平面上并能方便地从一舷移至另一舷，其总容量应能容纳浮式装置人员总数。如果上述救生筏不是存放在同一开敞平面上且又不能方便地从一舷移至另一舷，则每舷可用的总容量应能足以容纳浮式装置人员总数。

(2) 救生艇不能释放降至水面的。

依据：GB 46766《海洋石油固定平台安全规范》19.2.1.3 救生艇的全部乘员登艇后，应能在救生艇内将其降落并释放到水面上，以保证迅速脱险。

《浮式生产储油装置(FPSO)安全规则》(安监总海油〔2010〕88号)15.2.4 为浮式装置人员总数弃船所需配备的所有救生艇筏应能在弃船信号发出起 10 分钟内，载足全部人员及属具后降落水面...。

(3) 救生艇无法启动，或正车、倒车时螺旋桨不能运转的。

依据：GB/T 20842《船用救生艇技术条件》5.10.1.2 ... 发动机启动系统和辅助启动设施应在环境温度-15℃中，按操作程序启动后 2min 内启动发动机，...。

5.10.1.5 螺旋桨轴系的布置应可使螺旋桨从发动机脱开。应设有救生艇推进的正车和倒车装置。

(4) 救生艇内的空气维持系统不能供气的。

依据：GB/T 20842《船用救生艇技术条件》5.14.1 空气维持系统

具有空气维持系统救生艇除应符合上述全封闭救生艇的要求外，还应在艇内设置一定数量的空气瓶，其内应贮存可供人员呼吸的纯净空气。当救生艇在全部进口和开口均关闭的情况下航行时，救生艇内空气应保持安全和适宜于呼吸，而且发动机正常运转时应不少于 10 分钟。在此期间，救生艇内的气压不应低于也不应超过艇外大气压 2000 帕斯卡以上。当气源耗尽时应有自动装置，以防止在艇内形成危险程度的低气压。

5.14.2 压力指示空气瓶阀和压力调节阀应能方便操作，并应有视觉指示器，无论何时均可指示供气压力。

**5.3.6 气井、自喷井未按要求安装井下安全阀，或井下安全阀功能失效。（该判定要素不适用于滩海陆岸、人工岛和水下井口）**

### **【解读】**

#### **判定情形：**

（1）气井、自喷井未按要求在海床面 30m 以下安装井下安全阀的。

依据：《海洋石油安全管理细则》（国家安全生产监督管理总局令第 25 号公布，第 78 号修正）第六十一条 气井、自喷井、自溢井应当安装井下封隔器；在海床面 30 米以下，应当安装井下安全阀。

(2) 气井、自喷井的井下安全阀功能失效的。

注：“功能失效”包括紧急关断失效、关闭不严。

判定方法：将井下安全阀控制压力降低至零后，气井的井口压力泄放至零或最低值，30分钟内恢复到原压力值；自喷油井井口压力无法泄放至零且泄漏量大于 $400\text{cm}^3/\text{min}$ 。

依据：GB/T 22342-2022《石油天然气钻采设备 井下安全阀系统设计、安装、操作、试验和维护》2.8 进行泄漏试验，记录试验结果。如未关闭地面控制井下安全阀，或气体泄漏率超过 $0.43\text{m}^3/\text{min}$ ，或液体泄漏率超过 $400\text{cm}^3/\text{min}$ ，应保持关井状态，直到采取以下纠正措施之一：

- a) 修复、维修或更换井下安全阀，以符合验收标准；
- b) 形成书面的后续作业风险评估，并得到批准。

**5.3.7 靠船侧布置于导管架外侧的在役油气输送立管未采取防碰撞保护措施，或保护措施失效。**

**【解读】**

**判定情形：**

(1) 靠船侧布置于导管架外侧的在役油气输送立管未采取防碰撞保护措施的。

(2) 防碰装置存在结构断裂、构件缺失等缺陷，无法对油气输送立管实施防护的。

依据：GB 40554.2《海洋石油天然气开采安全规程 第2部分：海上部分》5.2.1.3 布置于导管架外侧靠船侧的油气输送立

管应采取防碰撞保护措施。

**5.3.8 浮式生产储油装置原油舱未设置超压、真空的两级保护，或两级保护未正常投用。**

**【解读】**

**判定情形：**

(1) 浮式生产储油装置的任何一个原油舱设置的超压、真空保护不足两级的。

以某 FPSO 为例：

原油舱压力保护系统分为进气口和排气口保护装置：

进气口：①压力/真空切断阀和②惰气总管压力/真空阀

出气口：③快速压力/真空泄放阀和④压力/真空阀

超压时，三级保护的开启顺序：

②惰气总管压力/真空阀（1400mmWG）> ③快速压力/真空泄放阀 = ④压力/真空阀（1500mmWG）> ①压力/真空切断阀（1750mmWG）

真空时，三级保护的开启顺序：

④压力/真空阀（-300mmWG）> ③快速压力/真空泄放阀 = ②惰气总管压力/真空阀（-350mmWG）> ①压力/真空切断阀（-700mmWG）

（压力/真空阀简称 P/V 阀，也称为呼吸阀）

依据：《浮式生产储油装置（FPSO）安全规则》（安监总海油〔2010〕88号）7.1.7.3 注入、倒舱、外输以及驱气和除气

过程中的大量透气所引起的超压和真空应设有两级保护。

(2) 浮式生产储油装置原油舱设置的超压、真空两级保护装置失效或未投用的。(任何一个阀检测不合格仍在继续使用,或阀本体故障,属于该判定情形)

注:“保护装置”包括压力/真空切断阀、惰气总管压力/真空阀、快速压力/真空泄放阀、压力/真空阀等。

依据:《浮式生产储油装置(FPSO)安全规则》(安监总海油〔2010〕88号)7.1.7.1 每一原油舱(含生产水舱及污水水舱)应设透气装置,以限制舱内压力和真空,使舱的强度保持在许可的范围内。

12.10.3.1 惰性气体系统应能:(2)在营运中保持原油舱内任何部分的气体含氧量(以体积计)不超过8%,并处于正压状态。

12.10.14.3 应有保护设施,以便使原油舱与惰性气体总管隔离时免受由于温度变化而引起超压和真空的影响。

12.10.14.6 应设有一个或多个压力真空防护装置,以防止原油舱承受高于该舱试验压力的正压或低于700mm水柱的负压。上述保护装置应设在惰性气体总管上。