



中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 5225—2019

代替 SY 5225—2012

石油天然气钻井、开发、储运 防火防爆安全生产技术规程

**Safety production technology rules for fire & explosive protection
of oil & gas drilling, development and storage transportation**

2019 — 11 — 04 发布

2020 — 05 — 01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 钻井	2
3.1 井场的布置与防火间距	2
3.2 钻井设备与设施	2
3.3 钻井施工	3
3.4 特殊情况的处置	4
4 试油（气）和井下作业	4
4.1 井场的布置与防火间距	4
4.2 井控装置及防喷	5
4.3 施工过程的防火防爆	5
5 采油、采气	6
5.1 油、气井的井场布置和防火间距	6
5.2 油、气井生产	7
5.3 特种设备、加热炉、油田专用容器和湿蒸汽发生器	7
5.4 油气井、计量站、分离器及管网的动火作业	7
6 天然气集输、处理和储运	7
6.1 防火防爆基本要求	7
6.2 天然气集输和输送	9
6.3 天然气处理	11
6.4 天然气、天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃的储存	12
6.5 装卸	12
6.6 改造与维修动火	14
7 原油集输、处理与储运	14
7.1 防火防爆基本要求	14
7.2 原油集输和输送	15
7.3 原油处理	17
7.4 原油储存	17
7.5 原油装卸	18
7.6 改造与维修动火	20
8 消防管理	20

8.1 总体要求	20
8.2 工程建设	20
8.3 消防队伍建设	20
8.4 消防设施、器材的配置与管理	21
8.5 应急处理	21
参考文献.....	23

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。
本标准代替 SY 5225—2012《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》，与 SY 5225—2012 相比，主要技术内容变化如下：

- 标准属性由强制性改为推荐性；
- 删除了规范性应用文件 GB/T 22513、SY/T 0422、SY/T 0512、SY/T 5127、SY/T 5858、SY/T 6309、SY/T 6551、《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》（见 2012 年版的第 2 章）；
- 修改“专项评价”为“专项评估”（见 3.1.5，2012 年版的 3.1.5）；
- 删除了“欠平衡钻井过程”的相关要求（见 2012 年版的 3.3.11）；
- 修改“应急预案”为“应急处理方案”（见 3.4.7，2012 年版的 3.4.7）
- 修改“安全规程”为“安全规定”（见 4.1.2，2012 年版的 4.1.2）；
- 修改“主导风向的上风侧”为“全年最小频率风向的上风侧”（见 4.1.5，2012 年版的 4.1.5）；
- 删除了“避雷针高度”要求（见 2012 年版的 4.1.7）；
- 修改“监视井喷显示”为“监视溢流显示”（见 4.2.4，2012 年版的 4.2.4）；
- 修改“应下入部分管柱，并装好井口”为“应下入不少于 1/3 的管柱”（见 4.2.7，2012 年版的 4.2.7）；
- 修改“气井施工不应用空气气举”为“气井施工禁止应用空气气举”（见 4.3.7，2012 年版的 4.3.7）；
- 修改“用空气把水排出干净”为“用氮气进行扫线”（见 4.3.12，2012 年版的 4.3.12）；
- 删除了“表 1 油气井与周围建（构）筑物、设施的防火间距”（见 2012 年版的 5.1.1）；
- 修改“污油池边”为“污油设备”（见 5.1.2，2012 年版的 5.1.2）；
- 删除了“表 2 埋地天然气集输管道与建（构）筑物的防火间距”（见 2012 年版的 6.1.1.1）；
- 增加了“防火堤内侧喷涂防火涂料、耐火等级”的要求（见 6.4.2.7）；
- 删除了“表 3 埋地原油集输管道与建（构）筑物的防火间距”（见 2012 年版的 7.1.1.1）；
- 删除了 7.1.1.5，7.1.1.6（见 2012 年版 7.1.1.5，7.1.1.6）；
- 修改“7.1.1.7”为“7.1.1.5”（见 7.1.1.5，2012 年版的 7.1.1.7）；
- 增加了定期检测可燃气体浓度的要求（见 7.4.1.5）；
- 增加了作业过程中相关要求（见 7.4.1.14）；
- 修改“表 4”为“表 1”（见 7.5.4.1，2012 年版的 7.5.4.1）；
- 增加了石油库消防设施和器材的配置的相关要求（见 8.4.2）；
- 增加了大修、小修现场两种情况的相关要求（见 8.4.3）；
- 删除了附录 A（见 2012 年版的附录 A）。

本标准由石油工业安全专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石油集团安全环保技术研究院有限公司、中国石油大庆油田公司、中国石油大港油田公司、中国石油天然气管道局。

本标准主要起草人：杜民、邱少林、卢鑫、张敏、吴东平、张永娟、杨建军、李俊、毛怀新、张学庆、宋丹。

本标准代替了 SY 5225—2012。

SY/T 5225—2019

SY 5225—2012 的历次版本发布情况为：

——SY 5225—1987，SY 5225—1994，SY/T 5225—2005。

石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程

1 范围

本标准规定了石油（不含成品油）与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产的基本要求。
本标准适用于陆上石油（不含成品油）与天然气钻井、开发、储运生产作业。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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 50016 建筑设计防火规范
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范
- GB 50074 石油库设计规范
- GB 50084 自动喷水灭火系统设计规范
- GB 50116 火灾自动报警系统设计规范
- GB 50151 泡沫灭火系统设计规范
- GB 50166 火灾自动报警系统施工及验收规范
- GB 50183 石油天然气工程设计防火规范
- GB 50235 工业金属管道工程施工规范
- GB 50251 输气管道工程设计规范
- GB 50253 输油管道工程设计规范
- GB 50281 泡沫灭火系统施工及验收规范
- GB 50351 储罐区防火堤设计规范
- AQ 2012 石油天然气安全规程
- GA 95 灭火器维修
- SY 0031 石油工业用加热炉安全规程
- SY/T 0511.1 石油储罐附件 第1部分：呼吸阀
- SY/T 0511.2 石油储罐附件 第2部分：液压安全阀
- SY/T 5087 硫化氢环境钻井场所作业安全规范
- SY/T 5325 射孔作业技术规范
- SY/T 5536 原油管道运行规范
- SY/T 5727 井下作业安全规程
- SY/T 5742 石油与天然气井井控安全技术考核管理规则
- SY/T 5854 油田专用湿蒸汽发生器安全规范
- SY/T 5922 天然气管道运行规范
- SY/T 5964 钻井井控装置组合配套、安装调试与维护

SY/T 5974 钻井井场、设备、作业安全技术规程

SY/T 5984 油（气）田容器、管道和装卸设施接地装置安全规范

SY/T 5985 液化石油气安全规程

SY/T 6690 井下作业井控技术规程

SY/T 6186 石油天然气管道安全规程

SY/T 6202 钻井井场油、水、电及供暖系统安装技术要求

SY/T 6320 陆上油气田油气集输安全规程

SY/T 6426 钻井井控技术规程

SY/T 6503 石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范

SY/T 6670 油气田消防站建设规范

中华人民共和国消防法 中华人民共和国主席令第6号 2009年5月1日起施行

特种设备安全法 中华人民共和国主席令第6号 2014年1月1日起施行

特种设备安全监察条例 国务院令第549号 2009年5月1日起施行

机关、团体、企业、事业单位消防安全管理规定 公安部令第61号 2002年5月1日起施行

企业事业单位专职消防队组织条例 国家经济委员会、公安部、劳动人事部、财政部发布 1987年1月19日起施行

3 钻井

3.1 井场的布置与防火间距

3.1.1 确定井位前，设计部门应对距离井位探井井口5km、生产井井口2km以内的居民住宅、学校、厂矿、坑道等地面和地下设施的情况进行调查，并在设计书中标明其位置。

油、气井与周围建（构）筑物的防火间距按GB 50183的规定执行。

3.1.2 油气井井口距高压线及其他永久性设施应不小于75m；距民宅应不少于100m；距铁路、高速公路应不小于200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所应不小于500m。

3.1.3 钻井现场设备、设置的布置应保持一定的防火间距。有关安全间距的要求包括但不限于：

a) 钻井现场的生活区与井口的距离应不小于100m。

b) 值班房、发电房、库房、化验室等井场工作房、油罐区、天然气储存处理装置距井口应不小于30m。

c) 发电房与油罐区、天然气储存处理装置相距应不小于20m。

d) 锅炉房距井口应不小于50m。

e) 在草原、苇塘、林区钻井时，井场周围应设防火隔离墙或宽度不小于20m的隔离带。

3.1.4 井控装置的远程控制台应安装在井架大门侧前方、距井口不少于25m的专用活动房内，并在周围保持2m以上的行人通道；放喷管线出口距井口应不小于75m（含硫气井依据SY/T 5087的规定）。

3.1.5 3.1.2、3.1.3和3.1.4是应满足的一般性、通行性技术条件，如果遇到地形和井场条件不允许等特殊情况，应进行专项评估，并采取或增加相应的安全保障措施，在确保安全的前提下，由设计部门调整技术条件。

3.1.6 井场应设置危险区域图、逃生路线图、紧急集合点及两个以上的逃生出口，并有明显标识。

3.2 钻井设备与设施

3.2.1 井场设备的布局应考虑风频、风向。井架大门宜朝向全年最小频率风向的上风侧。

3.2.2 井场及周围应设置风向标，并符合下列规定：

- a) 风向标可采用风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置。
- b) 风向标应设置在采光良好和照明良好处。
- c) 设置位置可选择绷绳、工作现场周围的立柱、临时安全区、道路入口处、井架上、气防器材室等处。
- d) 至少一个风向标应设置在施工现场及临时安全区其他人员视野之内。

3.2.3 在油罐区、天然气储存处理装置、消防器材室及井场明显处，应设置防火防爆安全标识。

3.2.4 内燃机排气管应无破损，并有火花消除装置，其出口不应指向循环罐，不宜指向油罐区。

3.2.5 井场电力装置应按 SY/T 6202 的规定配置和安装，并符合 GB 50058 的要求。对井场电力装置的防火防爆安全技术要求包括但不限于：

- a) 电气控制宜使用通用电气集中控制房或电机控制房，地面敷设电气线路应使用电缆槽集中排放。
- b) 钻台、机房、净化系统的电气设备、照明器具应分开控制。
- c) 井架、钻台、机泵房、野营房的照明线路应各接一组专线。
- d) 地质综合录井、测井等井场用电应设专线。
- e) 探照灯电源线路应在配电房内单独控制。
- f) 井场距井口 30m 以内的电气系统，包括电机、开关、照明灯具、仪器仪表、电器线路及接插件、各种电动工具等在内的所有电气设备均应符合防爆要求。
- g) 发电机应配备超载保护装置。
- h) 电动机应配备短路、过载保护装置。

3.2.6 对井控装置的防火防爆安全技术要求包括但不限于：

- a) 井控装置的配套、安装、调试、维护和检修应按 SY/T 5964 的规定执行。
- b) 选择完井井口装置的型号、压力等级和尺寸系列应符合相关标准规范和设计的要求。
- c) 含硫油气井的井控装置的材质和安装应按 SY/T 5087 的规定执行。
- d) 司钻控制台和远程控制台气源应用专用管线分别连接。
- e) 远程控制台电源应从发电房内或集中控制房内用专线引出，并单独设置控制开关。
- f) 井场应配备自动点火装置，并备有手动点火器具。
- g) 在钻井作业时防喷器安装剪切闸板应按 SY/T 5087 的规定执行。

3.2.7 宜在井口附近钻台上、下及井内钻井液循环出口等处的固定地点设置和使用可燃气体检测报警仪器，并能及时发出声、光警报。

含硫油气田钻井硫化氢检测仪和其他防护器具的配置与使用应按 SY/T 5087 的规定执行。

3.2.8 在探井、高压油气井的施工中，供水管线上应装有消防管线接口，并备有消防水带和水枪。

3.2.9 施工现场应有可靠的通信联络，并保持 24h 畅通。

3.3 钻井施工

3.3.1 钻井队应严格执行钻井设计中有关防火防爆和井控的安全技术要求。

钻井设计的变更应按规定的设计审批程序进行。

3.3.2 钻台、底座及机、泵房应无油污。

3.3.3 钻台上下及井口周围、机泵房不得堆放易燃易爆物品及其他杂物。

3.3.4 远程控制台及其周围 10m 内应无易燃易爆、易腐蚀物品。

3.3.5 井口附近的设备、钻台和地面等处应无油气聚集。

3.3.6 井场内禁止吸烟。

3.3.7 禁止在井场内擅自自动用电焊、气焊（割）等明火。当需动用明火时，执行动火许可手续，并采取防火安全措施。

3.3.8 在生产过程中，对原油、废液等易燃易爆物质泄漏物或外溢物应迅速处理。

3.3.9 井控技术工作及其防火、防爆要求按 SY/T 6426 的规定执行。

井控操作和管理人员应按 SY/T 5742 的规定经过专门培训，取得井控操作合格证，并按期复审。

3.3.10 井场储存和使用易燃易爆物品的管理应符合国家有关危险化学品管理的规定。

3.3.11 钻开油气层后，所有车辆应停放在距井口 30m 以外。因工作需要，必须进入距离井口 30m 范围内的车辆，应安装阻火器或采取其他相应安全措施。

3.4 特殊情况的处置

3.4.1 钻井过程中的井控作业、溢流的处理和压井作业按 SY/T 6426 的规定执行。

溢流应及时处理、报警，且溢流报警信号长鸣笛 30s 以上。

对有硫化氢溢出情况的应急处理应按 SY/T 5087 的规定执行。硫化氢含量超过 30mg/m³ 时，应佩戴正压式空气呼吸器具。

在有可燃气体溢出的情况下进行生产作业和紧急处理时，工作人员应身着防静电工作服，并采取防止工具摩擦和撞击产生火花的措施。

3.4.2 放喷天然气或中途测试打开测试阀有天然气喷出时，应立即点火燃烧。

3.4.3 井喷发生后，应指派专人不断地使用检测仪器对井场及附近的天然气等易燃易爆气体的含量进行测量，提供划分安全区的数据，划分安全作业范围。含硫油气井在下风口 100m、500m 处和 1000m 处各设一个检测点。

进行测量的工作人员应佩戴正压式空气呼吸器，并有监护措施。

3.4.4 处理井喷时，应有医务人员和救护车在井场值班，并为之配备相应的防护器具。

3.4.5 钻井现场应考虑应急供电问题，设置应急电源和应急照明设施。

3.4.6 若井喷失控，应立即采取停柴油机和锅炉、关闭井场各处照明和电气设备、打开专用探照灯、灭绝火种、组织警戒、疏散人员、注水防火、请示汇报和抢险处理等应急措施。含硫油气井的应急撤离措施见 SY/T 5087 有关规定。

3.4.7 在钻井过程中，遇有大量易燃易爆、有毒有害气体溢出等紧急情况，已经严重危及安全生产，需要弃井或点火时，决策人宜由生产经营单位代表或其授权的现场总负责人担任，并列入应急处理方案中。

4 试油（气）和井下作业

4.1 井场的布置与防火间距

4.1.1 油气井的井场平面布置及与周围建（构）筑物的防火间距按 GB 50183 的规定执行。如果遇到地形和井场条件不允许等特殊情况下，应进行专项安全评价，并采取或增加相应的安全保障措施，在确保安全的前提下，由设计部门调整技术条件。

4.1.2 油气井作业施工区域内严禁烟火，工区内所有人员禁止吸烟。在井场进行动火施工作业按相关动火作业安全规定执行。

4.1.3 井场施工用的锅炉房、发电房、值班房与井口、油池和储油罐的距离宜大于 30m，锅炉房应位于全年最小频率风向的上风侧。

4.1.4 施工中进出井场的车辆排气管应安装阻火器。施工井场地面裸露的油、气管线及电缆，应采取防止车辆碾压的保护措施。

4.1.5 分离器距井口应大于 30m。经过分离器分离出的天然气和气井放喷的天然气应点火烧掉，火炬出口距井口、建筑物及森林应大于 100m，且位于井口油罐区全年最小频率风向的上风侧，火炬出口

管线应固定牢靠，应有防止回火的措施。

4.1.6 使用原油、轻质油、柴油等易燃物品施工时，井场 50m 以内严禁烟火。

4.1.7 井场的计量油罐应安装防雷防静电接地装置，其接地电阻不应大于 10Ω 。

4.1.8 立、放井架及吊装作业应与高压电等架空线路保持安全距离，并采取措施防止损害架空线路。

4.1.9 井场、井架照明应使用防爆灯和防爆探照灯，有关井下作业井场用电按 SY/T 5727 的规定执行。

4.1.10 油、气井场内应设置明显的防火防爆标志及风向标。

4.2 井控装置及防喷

4.2.1 安装自封、半封或组合防喷器，保证在起下管柱中能及时安全地封闭油套环形空间和整个套管空间。所有高压油气井应采用液压封井器，配置远程液压控制台和连接高压节流管汇。远程控制台电源应从发电房内用专线引出并单独设置控制开关。

4.2.2 含硫化氢、二氧化碳井，其井控装置、套管头、变径法兰、套管、套管短节应分别具有相应抗硫、抗二氧化碳腐蚀的能力。

4.2.3 井控装置（除自封或环形封井器外）、变径法兰、高压防喷管的压力等级：应大于生产时预计的最高关井井口压力，或大于油气层最高地层压力，按试压规定试压合格。井控装置的安装、试压、使用和管理按 SY/T 6690 的规定执行。

4.2.4 起下管柱作业中，应密切监视溢流显示，一个带有操作手柄、具有与正在使用的工作管柱相适配的连接端并处于开启位置的全开型的安全阀，宜保持在工作面上易于接近的地方。宜对此设备进行定期测试。当同时下入两种或两种以上管柱时，对正在操作的每种管柱，都宜有一个可供使用的安全阀。对安全阀每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。

4.2.5 冲砂管柱顶部应连接旋塞阀；旋塞阀工作压力应大于最高关井压力，且处于随时可用状态；起下管柱或冲砂中一旦出现井喷征兆，应立即关闭旋塞阀、封井器、套管闸门，防止压井液喷出。

4.2.6 对于高气油比井、气井、高压油气井，在起钻前，应循环压井液 2 周以上以除气，压井液进出口密度达到一致时方可起钻；若地层漏失，应先堵漏，后压井。

4.2.7 起出井内管柱后，在等措施时，应下入不少于 $1/3$ 的管柱。

4.2.8 油气井起下管柱时应连续向井筒内灌入压井液，并计量灌入量，保持井筒液柱压力平衡，并控制起、下钻速度。

4.3 施工过程的防火防爆

4.3.1 施工作业中，应查清井场内地下油气管线及电缆分布情况，采取措施避免施工损坏。

4.3.2 井口装置及其他设备应不漏油、不漏气、不漏电。当发生漏油、漏电时，应采取如下措施：

- 井口装置一旦泄漏油、气、水时，应先放压，后整改；若不能放压或不能完全放压需要卸掉井口整改时，应先压井，后整改。
- 地面设备发生泄漏动力油时，应采取的措施予以整改；严重漏油时，应停机整改。
- 地面油气管线、流程装置发生泄漏油、气时，应关闭泄漏流程的上、下游闸门，对泄漏部位整改。
- 发现地面设备漏电，应断开电源开关。

4.3.3 射孔过程中的防爆按 SY/T 5325 的规定执行。

4.3.4 压井管线、出口管线应是钢质管线，各段的压力等级、防腐能力应符合设计要求，满足油气井施工需要；进、出口管线应固定牢固，按相应等级的压力设计分段试压合格。

4.3.5 不压井作业施工的井口装置和井下管柱结构应具备符合相应的作业条件要求及与之相配套的作业设施、作业工具。

4.3.6 抽汲诱喷中,仔细观察出口和液面情况,一旦出口出气增加和液面上升,应停止抽汲,起出钢丝绳及抽汲工具,关闭总闸门,打开放喷闸门准备放喷,防止油气从防喷盒喷出。

4.3.7 气井施工禁止应用空气气举。

4.3.8 放喷管线应是钢质管线,各段的压力等级、防硫化氢腐蚀能力应符合设计要求,满足油气井放喷需要,管线固定牢固;按相应等级的压力设计分段试压合格。

4.3.9 用于高含硫气井井口、放喷管线及地面流程应符合防硫防腐设计要求。

4.3.10 放喷时应根据井口压力和地层压力,采用相应的油嘴或针形阀进行节流控制放喷;气井、高油气比井,在分离前应配备热交换器,防止出口管线结冰堵塞。

4.3.11 使用的油气分离器,对安全阀每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。分离后的天然气应放空燃烧。

4.3.12 分离器及阀门、管线按各自的工作压力试压;分离器停用时应放掉内部和管线内的液体,用清水扫线干净,结冰天气应再用氮气进行扫线。

4.3.13 量油测气及施工作业需用照明时,应采用防爆灯具或防爆手电照明。

4.3.14 储油罐量油孔的衬垫、量油尺重锤应采用不产生火花的金属材料。

4.3.15 高压井施工应注意以下事项:

- a) 高压施工中的井口压力大于 35MPa 时,井口装置应用钢丝绳绷紧固定。
- b) 高压作业施工的管汇和高压管线,应按设计要求试压合格,各阀门应灵活好用,高压管汇应有放空阀门和放空管线,高压管线应固定牢固。
- c) 施工泵压应小于设备额定最高工作压力,设备和管线泄漏时,应停泵、泄压后方可检修。泵车所配带的高压管线、弯头按规定进行探伤、测厚检查。
- d) 高压作业中,施工的最高压力不能超过油管、套管、工具、井口等设施中最薄弱者允许的最大许可压力范围。

4.3.16 对易燃易爆化学剂经实验符合技术指标后方可使用。

4.3.17 含硫化氢、二氧化碳井的防腐和防爆应注意:

- a) 井口到分离器出口的设备、地面流程应抗硫、抗二氧化碳腐蚀。下井管柱、仪器、工具应具有相应的抗硫、抗二氧化碳腐蚀的性能,压井液中应含有缓蚀剂。
- b) 在含硫化氢地区作业时,气井井场周围应以黄色带隔离作为警示标志,在井场和井架醒目位置悬挂设置风标和安全警示牌。
- c) 井场应配备安装固定式及便携式硫化氢监测仪。
- d) 在空气中硫化氢含量大于 30mg/m³ 的环境中进行作业时,作业人员应佩带正压呼吸器具。

4.3.18 高压、高产气井管线及设施应配置安全阀并保温。对安全阀每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。

4.3.19 气井井口操作应避免金属撞击产生火花。作业机排气管道应安装阻火器。入井场车辆的排气管应安装阻火器;对特殊井应装置地滑车,通井机宜安放在距井口 18m 以外。

5 采油、采气

5.1 油、气井的井场布置和防火间距

5.1.1 油、气井的井场平面布置、防火间距及油、气井与周围建(构)筑物的防火间距,按 GB 50183 的规定执行。油气井与周围建(构)筑物、设施的防火间距参照 GB 50183。如果遇到地形和井场条件不允许等特殊情况,应进行专项安全评价,并采取或增加相应的安全保障措施,在确保安全的前提下,由设计部门调整技术条件。

5.1.2 施工作业的热洗清蜡车应距井口 20m 以上，污油设备离井口应不小于 20m。

5.1.3 当气井关井压力超过 25MPa 时，与 100 人以上的居民区、村镇、公共福利设施和相邻厂矿企业的防火间距应适当增加。

5.1.4 无自喷能力且井场没有储罐和工艺容器的油井，防火间距应满足修井作业要求。

5.2 油、气井生产

5.2.1 井口装置和计量站及其他设备应不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无杂草、无其他易燃易爆物品。

5.2.2 生产过程中的防火防爆按 4.3 执行。

5.2.3 用天然气气举采油、注气和注蒸汽开采时，应遵守以下规定：

- a) 气举井、注气井、压气站、配气站之间的管线及注蒸汽井口管线应安装单流阀，并无渗漏。
- b) 压气站向配气站输送含水天然气时，应进行降低露点的预处理，在配气站内管线上应安装冷凝液分离器。
- c) 压气站到配气站的输气管线上要安装紧急放空管，放空管上应装阻火器。
- d) 压气站如向多个配气站分输时，则每个分支管线上应安装截止阀。

5.2.4 禁止用空气进行气举采油。

5.2.5 禁止以空气作注蒸汽井油管套管环行空间隔热介质。

5.2.6 应使用压缩氮气或压缩惰性气体等安全方法测试油井动（静）液面，禁止使用火药弹和压缩空气。

5.2.7 单井拉油采油井场的加热炉、加热油罐和高架罐等设备的摆放位置应在风险评价之后确定，并执行风险评价提出的安全控制措施。

5.2.8 计量站计量分离器设置的安全阀应做到规格符合要求，每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。

5.2.9 计量站内应设置“严禁烟火”等防火标识。

5.2.10 计量站计量分离器应设置防静电接地装置，按 SY/T 5984 的规定执行。

5.2.11 计量站、计量分离器和井排来油管网应不漏油、不漏气。

5.2.12 油、气井场和计量站用电应按 SY/T 6202 和 GB 50058 的规定执行。

5.3 特种设备、加热炉、油田专用容器和湿蒸汽发生器

5.3.1 油、气井所使用的压力容器应执行《特种设备安全法》《特种设备安全监察条例》（国务院令 549 号）的规定，加热炉按 SY 0031 的规定执行。

5.3.2 湿蒸汽发生器按 SY/T 5854 的规定执行。

5.3.3 湿蒸汽发生器用液化气点火时，燃烧器燃烧正常后，应切断液化气，并将液化气罐移置安全地点。

5.4 油气井、计量站、分离器及管网的动火作业

油气井、计量站、分离器及管网的动火应执行动火许可手续，并落实防火安全措施。

6 天然气集输、处理和储运

6.1 防火防爆基本要求

6.1.1 平面布置和防火间距

6.1.1.1 天然气集输、加压、处理和储存等厂、站及天然气集输管道与周围建（构）筑物、设施的防火间

距应按 GB 50183 的规定执行。

6.1.1.2 天然气与凝析油混输管道可按天然气管道执行，液化石油气和天然气凝液管道均按天然气管道对待。

6.1.1.3 当受线路走向或特殊条件的限制，防火间距无法满足时，天然气管道可埋设在矿区公路路肩内，应适当降低设计系数。

6.1.1.4 当受环境条件限制，管道局部段或埋在路肩内的局部管段与不同人数的居民区、村镇及公共福利设施、工矿企业、重要水工建（构）筑物、物资仓库（不包括易燃易爆仓库）的防火间距不能达到规定要求时，可按照 GB 50253 的规定采取降低设计系数，增加管线壁厚的措施。

6.1.1.5 天然气集输、加压、处理和储存等厂、站内部的平面布置及防火间距应按 GB 50183 的规定执行，其建（构）筑物的防火、防爆按 GB 50016 的规定执行。

6.1.2 引燃源控制

6.1.2.1 天然气集输、处理、储运系统爆炸危险区域内的电器设施应采用防爆电器，其选型、安装和电气线路的布置及爆炸危险区域的等级范围划分应按 GB 50058 的规定执行。

6.1.2.2 在天然气、天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃储运过程中应有防止静电荷产生和积聚的措施。天然气集输、处理、储运系统的工艺管道、容器、储罐、处理装置塔类和装卸设施应设有可靠的防静电接地装置，其静电接地装置的设置应按 SY/T 5984 的规定执行。当与防雷（不包括独立避雷针防雷接地系统）等接地系统连接时，可不采用专用的防静电接地体。对已有阴极保护的管道，不应再做防静电接地。

6.1.2.3 天然气集输、处理、储运系统的建（构）筑物，处理装置塔类、储罐、管道等设施应有可靠的防雷装置，其防雷装置的设置应按 GB 50057 和 SY/T 5984 的规定执行。防雷装置每年宜进行两次检测（其中在雷雨季节前检测一次），接地电阻不应大于 10Ω 。

6.1.2.4 连接管道的法兰连接处，应设金属跨接线（绝缘法兰除外）。当法兰用五根以上螺栓连接时，法兰可不用金属线跨接，但应构成电气通路。

6.1.2.5 在天然气集输、加压、处理和储存等厂、站易燃易爆区域内进行作业时，应使用防爆工具，并穿戴防静电服和防静电且不产生火花的工鞋。禁止使用手机、非防爆照相、摄像等设备。

6.1.2.6 机动车辆进入生产区，排气管应安装阻火器。

6.1.2.7 天然气集输、加压、处理和储存等厂、站生产区内不应使用汽油、轻质油、苯类溶剂等擦拭地面、设备和衣物。

6.1.2.8 天然气集输、处理、储运系统爆炸危险区域内的动火作业应按动火作业安全规程执行。

6.1.2.9 天然气集输、处理、储运系统生产现场应做到无油污、无杂草、无易燃易爆物品，生产设施做到不漏油、不漏气、不漏电、不漏火。

6.1.3 其他要求

6.1.3.1 天然气集输、加压、处理和储存等厂、站应建立严格的防火防爆制度，生产区与办公区应有明显的分界标志，并设有“严禁烟火”等醒目的防火标志。

6.1.3.2 天然气集输、处理、储运系统爆炸危险区域，应按 SY/T 6503 的规定安装、使用可燃气体检测报警器。

6.1.3.3 天然气集输、处理、储运系统的新建、改建和扩建工程项目应进行安全评价，其防火、防爆设施应符合“三同时”的有关规定，与主体工程同时设计、同时施工、同时验收投产。投产正常后，应对站场管道防火防爆设施进行验收评价。

6.1.3.4 应定期对天然气集输、处理、储运系统进行火灾、爆炸风险评估，对可能出现的危险及影响

应制定和落实风险削减措施，并应有完善的防火、防爆应急救援预案。

6.1.3.5 天然气集输、处理、储运系统的压力容器使用管理应按《特种设备安全法》、《特种设备安全监察条例》（国务院令第 549 号）的规定执行。

6.1.3.6 天然气集输、处理、储运系统中设置的安全阀，应做到启闭灵敏，每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。压力表等其他安全附件应按其规定的检验周期定期进行校验。

6.1.3.7 在天然气管道中心两侧各 5m 范围内，严禁取土、挖塘、修渠、修建养殖水场、排放腐蚀性物质、堆放大宗物资、采石、建温室、垒家畜棚圈、修筑其他建筑（构）物、种植深根植物。在天然气管道中心两侧或者管道设施场区外各 50m 范围内，严禁爆破、开山和修建大型建（构）筑物。

6.2 天然气集输和输送

6.2.1 集输、输气管道和站场内工艺管道的投产要求

6.2.1.1 管道投产前，应进行清扫、试压、干燥、置换等作业，并制定相应的安全技术措施。

6.2.1.2 管道试压前，应先进行清扫，将管道中的焊渣、泥沙、石块等杂物吹扫干净。

6.2.1.3 管道的清扫应符合以下安全要求：

- 站场内工艺管道的清扫应采用压缩空气进行吹扫，吹扫气体在管道中的流速应大于 20m/s，吹扫压力不应大于管道的设计压力。
- 输气管道的清扫应采用清管器分段进行。当清管器的收发不在输气站时，分段清管应在地势较高的地方设临时清管收发装置，且 50m 内不应有居民和建筑物。清管前应确认清管段内的线路截断阀处于全开状态，清管时的最大压力不应大于管道的设计压力。
- 集输管道的清管方法应视情况而定。可采用洁净水、压缩空气或清管器分段进行，每段不宜过长（一般不超过 10km），扫线压力不应大于管道设计压力。

6.2.1.4 管道的试压介质宜选用水。在高差大的山区、缺水、寒冷或人烟稀少地区可采用空气，但应有可靠的安全措施。

6.2.1.5 管道的试压应符合但不限于以下安全要求：

- 集输管道、站内工艺管道、输气管道的试压应分别按 GB 50251、GB 50235 的规定执行。
- 试压过程中（包括强度和严密性试验）发现管道泄漏，应查明原因，在管道卸压后方可进行修理。
- 试压时无关人员不得进入管道两侧 50 m 以内，管端封头正前方严禁人员停留或走动。

6.2.1.6 管道在清管、试压结束后宜进行干燥。干燥后应保证管道末端管内气体在最高输送压力下的水露点比最低环境温度低 5℃。

6.2.1.7 管道清扫、试压、干燥合格后，在天然气进入管道前，应用氮气等惰性气体置换管道中的空气。其置换过程应符合以下安全要求：

- 应根据管道的长度、管径、站场工艺流程和所输天然气的组分等注入足够量的氮气等惰性气体，使所投产的天然气与管道中原有的空气形成充分隔离，保证隔离段在到达置换管道末端时空气与天然气不相混合。
- 置换过程中，管道内的气体流速不应大于 5m/s。
- 置换时混合气体应排放到站库放空系统，当排放口的气体含氧量低于 2% 时即为置换合格。

6.2.1.8 站内工艺管道及设备中的空气置换应直接采用氮气等惰性气体进行置换，或可利用输气管道置换时惰性气体段的气体进行置换。置换时管道内的气体流速不应大于 5m/s，混合气体应排放到站库放空系统，当排放口的气体含氧量低于 2% 时即为置换合格。

6.2.2 集输气站场、管网的运行

6.2.2.1 天然气集输应执行 SY/T 5922、SY/T 6186、SY/T 6320 中相关安全要求。

6.2.2.2 放空和火炬至少应符合以下安全要求：

- a) 集输干线、输气管道及站场的放空管道、放空立管和火炬的设置应符合 GB 50183 的规定要求。
- b) 放空气体应经放空立管排入大气或引入火炬系统，并应符合环境保护和防火防爆要求。
- c) 天然气放空管道在接入火炬之前，应设置阻火设备。当天然气含有凝析油时，应设置凝液分离器。
- d) 分离器内的凝液，应密闭回收，不应随地排放。
- e) 集输干线、输气管道及站场的火炬应设有可靠的点火装置，并有防止火雨的措施。
- f) 天然气的放空应在统一指挥下进行，放空时应有专人监护；天然气放空管道有防止回火的措施；当含有硫化氢等有毒气体的天然气放空时，应将其引入火炬系统，并做到先点火后放空。

6.2.2.3 安全阀的设置和泄放至少应符合以下要求：

- a) 输气站应在管道进站截断阀上游和出站截断阀下游设置限压泄放设施。
- b) 输气站场内可能存在超压的受压设备和容器，应设置安全阀。安全阀的整定压力应小于或等于受压设备和容器的最高允许工作压力。
- c) 安全阀泄放的可燃气体宜引入同级压力的放空管线。当安全阀泄放少量可燃气体时可排入大气。泄放管宜垂直向上，管口应高出设备的最高平台，且不应小于 2m，并应高出所在地面 5m。厂房内安全阀的泄放管应引出厂房外，管口应高出厂房 2m 以上；当安全阀可能排放有含油天然气（湿气）或含硫化氢等有毒气体时，应将其接入密闭系统或火炬系统。
- d) 安全阀的泄放系统应采取防止冰冻、防止堵塞的措施。
- e) 对安全阀每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。

6.2.2.4 管道、设备或容器的排污至少应符合以下要求：

- a) 集输、输气管道进行清管等作业需要排污时，应有具体的防火防爆措施。排污口应设置在站外，并设有临时排污池，在排污口正前方 50m 沿中心线两侧各 12m 范围内不应有建（构）筑物。排污时应实行警戒，不应有人、畜和火源。
- b) 工艺管道、设备或容器排污可能释放出大量气体或蒸气时，应将其引入分离设备，分出的气体引入气体放空系统，液体引入有关储罐或污油系统。不应直接排入大气。
- c) 工艺管道、设备或容器低压或小流量排放干气时，可直接排入大气，排放口应高出操作平台（或地坪）2m 以上。15m 以内不应有明火或产生火花的设施。
- d) 设备或容器内的残液不应排入边沟或下水道，可集中排入有关储罐或污油系统。
- e) 站场内的分离器、管道上的分水器应定时巡查，及时将污水排放至污油系统，并有防止冰冻的措施。

6.2.2.5 干线阀室应保持通风良好，每月至少进行一次检查验漏，并设置防火防爆等标志。**6.2.2.6 应根据沿线情况对管道进行经常性地徒步巡查。在雨季、汛期或其他灾害发生时应加密巡查次数。巡线检查内容应包括但不限于：**

- a) 埋地管线无裸露，防腐层无损坏。
- b) 跨越管段结构稳定，构配件无缺损，明管无锈蚀。
- c) 标志桩、测试桩、里程桩无缺损。
- d) 护堤、护坡、护岸、堡坎无垮塌。
- e) 穿越管段稳定，无裸露、悬空、移位和受水流冲刷、剥蚀损坏等。
- f) 管道中心线两侧各 5m 范围内，不应有取土、采石、挖塘、修渠和修筑其他建（构）筑物等，或者种植深根植物。
- g) 管道中心线两侧各 50m 范围内，不应有开山、爆破和修筑大型建（构）筑物工程。
- h) 管道上有无打孔偷气等情况。

6.2.2.7 管道的外部检验一年至少一次。全面检验应按《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》(国家经济贸易委员会令第17号)的要求委托有检验资质的单位进行,首次检验在投产后3年内进行,以后根据管道运行状况确定检验周期。

6.2.2.8 管道解堵应制定切实可行的安全保证措施,严禁用明火烘烤。

6.2.2.9 对积水管段应及时进行清管作业,排除管内污水、污物,并采取有效的防腐蚀措施。

6.2.2.10 管道的清管作业应制定可靠的安全技术措施,并符合以下安全要求:

- a) 清管作业排污口的设置应符合6.2.2.4 a)的规定。清管作业前,应对清管器收发设备、仪表进行详细检查,收发筒应经严密试验合格,快速盲板防松楔块应保持完好。
- b) 开盲板前收发筒内压力应确认降到零,并全开放空阀,关盲板后应及时装好防松楔块。
- c) 清管过程开关阀门应缓开缓关,清管器运行期间,发送站要严格控制进气量,保证清管器速度不大于5m/s。
- d) 天然气湿气的含油污水排放,应密闭输送至钢制储罐内,罐体及进罐管线应有可靠的接地。
- e) 对含硫的干燥气体,接收站打开盲板后,应将清出的硫化亚铁粉末排入有水封的排污池,防止其遇空气后自燃。

6.2.3 天然气的加压

6.2.3.1 压缩机组应根据工作环境及对机组的要求,布置在露天或厂房内。在高寒地区或风沙地区宜采用封闭式厂房,其他地区宜采用敞开式或半敞开式厂房。当采用封闭式厂房时,应有良好的机械通风设施和足够的防爆卸压面积,其机械通风设施的设置和泄压面积的大小按GB 50016的规定执行。

6.2.3.2 压缩机房的每一操作层及其高出地面3m以上的操作层(不包括单独的发动机平台),应至少有两个安全出口及通向地面的梯子。操作平台上的任意点沿通道中心线与安全出口之间的最大距离不应大于25m。安全出口和通往安全地带的通道应畅通无阻。

6.2.3.3 应根据天然气压缩机所配套的动力机的类型,采取以下相应防止和消除火花措施:

- a) 当采用电机驱动时,应选择防爆型电动机。
- b) 当采用燃气发动机或燃气轮机驱动时,应将原动机的排气管出口引至室外安全地带或在出口处采取消除火花的措施。
- c) 压缩机和动力机间的传动设施应采用三角皮带或防护式联轴器,不应使用平皮带。

6.2.3.4 压缩机间电缆沟应用砂砾埋实,并与配电间电缆沟的连通处用土填实严密隔开。

6.2.3.5 压缩机及其连接的管汇应接地,接地电阻应不大于10Ω。

6.2.3.6 压缩机的吸入管应有防止进入空气的措施,高压排出管线应设单向阀。

6.2.3.7 往复式压缩机出口与第一个截断阀之间应装设安全阀和放空阀,安全阀的泄放能力应不小于压缩机的最大排量。对安全阀每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。

6.2.3.8 压缩机组的安全保护联锁装置应完好、可靠。

6.2.3.9 投运新安装的或检修完的压缩机系统装置前,应对机组、管道、容器、装置系统进行氮气置换。置换时,管道和在机组、容器、装置孔口处的置换速度应不大于5m/s,当在气体排放口和检修部位取样分析氧含量低于2%时即为置换合格。

6.3 天然气处理

6.3.1 天然气的加热

加热炉的使用、管理和检验应按SY 0031的规定执行。

6.3.2 天然气处理装置的气体置换

天然气处理装置在投产前或大修后重新投用前应进行气体置换，应配备可燃气体检测设备，当排放出的气体含氧量不大于 2% 时为置换合格。用于置换的气体应为氮气等惰性气体，置换速度应不大于 5m/s。

6.3.3 天然气脱硫

当天然气中的硫化氢超标时，应按工艺要求进行脱硫处理。

6.4 天然气、天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃的储存

6.4.1 天然气的储存

6.4.1.1 气柜应装有自动紧急放空装置，并设有容量上、下限的标志。上限高度为气柜设计容积高度的 85%，下限高度为设计容积高度的 15%。

6.4.1.2 气柜应定时进行检查维护。直立式气柜应定期检查导轮系统，避免导轮卡死，防止气柜超压；湿式气柜水槽内应保持正常水位，冬季应有保温防冻措施；干式气柜应密封严密，并定期加注润滑脂。

6.4.1.3 高压储气罐（球罐、卧式罐）应装有紧急放空和安全泄压设施，以及压力、温度、液位等显示仪表。

6.4.2 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃的储存

6.4.2.1 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃储罐应装有紧急放空设施和安全阀、温度计、液位计、压力表等安全附件，并在检验有效期内使用，其中对安全阀每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。进口管道宜设单向阀。

6.4.2.2 天然气凝液、液化石油气储罐应设置高低液位报警装置，储罐底部出入口管线应设紧急切断阀，并与储罐高高液位报警联锁。

6.4.2.3 天然气凝液、液化石油气储罐应设有排水口，排水口处应装有排污箱，污水应送到污水处理点进行集中处理。

6.4.2.4 天然气凝液、液化石油气储罐宜在其底部的管线上或液化气泵的入口增加注水线。注水线平时通过阀门与系统分开。

6.4.2.5 天然气凝液、液化石油气储罐开口接管的阀门及管件的压力等级应按其系统设计压力提高一级选择，一般不应低于 2.0MPa，其垫片应采用带有金属保护圈的缠绕式垫片。阀门压盖的密封填料，应采用非燃烧材料。

6.4.2.6 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃储罐应设有固定式喷淋水装置或遮阳防晒设施。储存温度不应高于 38℃，否则应采取喷淋水等降温措施。

6.4.2.7 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃罐区宜设不高于 0.6m 的非燃烧性实体防火堤。防火堤内侧喷涂防火涂料，其耐火等级应符合 GB 50183 的相关要求。

6.4.2.8 天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃罐区内应设水封井，排水管在防火堤外应设置易于操作、易于辨认开关的阀门，并处于常闭状态。

6.4.2.9 管道穿堤处应用非燃烧性材料填实密封。

6.5 装卸

6.5.1 稳定轻烃装卸

6.5.1.1 装车台顶部应设有遮阳棚，遮阳棚下应安装自动干粉灭火设施，并在装车台周围配置一定数

量的移动式灭火器。

6.5.1.2 装车台至少设有两处接地（一处是罐车与大地连接，另一处是罐车与管线连接），接地电阻应不大于 10Ω ，并在其附近应设置静电消除装置。

6.5.1.3 充装前，应有专人对槽车进行检查，并做好记录。凡属下列情况之一者，不应充装：

- a) 槽车超过检验期而未作检验者。
- b) 槽车的漆色、铭牌和标志不符合规定，与所装介质不符或脱落不易识别者。
- c) 防火、防爆装置及安全附件不全、损坏、失灵或不符合规定者。
- d) 未判明装过何种介质者。
- e) 罐体外观检查有缺陷而不能保证安全使用或附件有跑、冒、滴、漏者。
- f) 槽车无使用证、押运证、准运证和驾驶员证件者。
- g) 罐体与车辆之间的固定装置不牢靠或已损坏者。

6.5.1.4 操作人员应穿着防静电服和鞋。装卸作业前，应触摸导静电装置。

6.5.1.5 稳定轻烃的装卸应采用密闭装卸方式。当条件不具备时，2号稳定轻烃的装卸可采用上部灌装，装车时装油鹤管应插入到距槽罐底部 200mm 处，罐顶气用管道引至安全地点排放。装车鹤管应采用标准的金属装车鹤管，不应使用橡胶软管。

6.5.1.6 2号稳定轻烃当采用上部灌装时，装车泵的排量应与装车鹤管管径相匹配，装车管线上应安装装载阀自动限制充装速度，使装车初始流速控制在 1m/s 以下，当鹤管管口沉没以后，鹤管内液体的流速控制在 $0.5/D$ (m/s) (D ——鹤管内径，m) 以下。

6.5.1.7 槽车的充装量不应超过槽车罐容积的 85%。

6.5.1.8 装卸车时，开关盖、连接活接头，应使用防爆工具。

6.5.1.9 装卸作业前车辆应熄火，并不应在装卸时检修车辆。

6.5.1.10 同时充装稳定轻烃的车辆不应超过两辆，并应同时装卸，同时发动。

6.5.1.11 装油完毕，油品宜静置不小于 2min 后，再进行拆除接地线和发动车辆。

6.5.2 液化石油气装卸

液化石油气装卸的防火防爆要求应按 SY/T 5985 的规定执行。

6.5.3 天然气凝液装卸

天然气凝液的装卸应根据其组分按以下要求进行确定：

- a) 当天然气凝液的组分主要为稳定轻烃时，其装卸防火防爆要求应按 6.5.1 的规定执行。
- b) 当天然气凝液的组分主要为液化石油气时，其装卸防火防爆要求应按 6.5.2 的规定执行。
- c) 当天然气凝液的组分主要为乙烷或在 37.8℃ 温度下其饱和蒸气压大于 1.8MPa 时，应采用管道输送，不应采用槽车灌装。

6.5.4 特殊要求

凡有下列情况之一时，槽车应立即停止天然气凝液、液化石油气和稳定轻烃的装卸作业，并做妥善处理：

- a) 雷雨天气。
- b) 附近发生火灾。
- c) 检测出介质有泄漏。
- d) 槽车罐内压力异常。
- e) 其他不完全因素。

6.6 改造与维修动火

6.6.1 在站场和生产设施上进行维修、改造施工作业时，应根据生产工艺过程，制定可靠的安全施工措施。

6.6.2 站场内爆炸危险区域和装置、管网、容器等生产设施上的一切动火作业应符合动火作业的相关要求。

6.6.3 站内动火与站内、外放空，不能同时进行。

6.6.4 动火施工期间，应保持系统压力平稳，避免安全阀起跳。

6.6.5 检修仪表应在泄压后进行。在爆炸危险区域内检修仪表和其他电器设施时，应先切断相应的控制电源。

7 原油集输、处理与储运

7.1 防火防爆基本要求

7.1.1 平面布置和防火间距

7.1.1.1 集输、输油等站、库及原油集输管道与周围建（构）筑物、设施的防火间距应按 GB 50183 的规定执行。输油管道与地面建（构）筑物、设施的防火间距应按 GB 50253 的规定执行。

7.1.1.2 原油与油田气混输管道应按原油管线执行。

7.1.1.3 当受线路走向或特殊条件的限制，防火间距无法满足时，原油管道可埋设在矿区公路路肩下。当管道压力大于 1.6MPa 时，应采取保护措施。

7.1.1.4 管道局部管段与不同人数的居民区、村镇及公共福利设施、工矿企业、重要水工建筑物、物资仓库（不包括易燃易爆仓库）的防护间距，当环境条件不能达到规定时，可采取降低设计系数增加管道壁厚的措施，其计算公式应符合 GB 50183 的规定。

7.1.1.5 集输、输油等站、库内部的平面布置及防火间距应按 GB 50183 的规定执行，其建（构）筑物的防火、防爆按 GB 50016 的规定执行。

7.1.2 引燃源控制

7.1.2.1 原油集输、处理、储运系统爆炸危险区域内的电器设施应采用防爆电器，其选型、安装和电气线路的布置及爆炸危险区域的等级范围划分应按 GB 50058 的规定执行。

7.1.2.2 在原油储运过程中应有防止静电产生和积聚的措施。原油集输、处理、储运系统的工艺管道、容器、储罐、处理装置塔类和装卸设施应设有可靠的防静电装置，其静电接地装置的设置应按 SY/T 5984 执行。当与防雷（不包括独立避雷针防雷接地系统）等接地系统连接时，可不采用专用的防静电接地体。对已有阴极保护的管道，不应再做防静电接地。

7.1.2.3 原油集输、处理、储运系统的建（构）筑物，处理装置塔类、储罐、管道等设施应有可靠的防雷装置，其防雷装置的设置应按 GB 50057 和 SY/T 5984 的规定执行。防雷装置每年宜进行两次检测（其中在雷雨季节前检测一次），接地电阻不应大于 10Ω 。

7.1.2.4 连接管道的法兰连接处，应设金属跨接线（绝缘法兰除外）。当法兰用五根以上螺栓连接时，法兰可不用金属线跨接，但应构成电气通路。

7.1.2.5 在集输、输油等站、库易燃易爆区域内进行作业时，应使用防爆工具，并穿戴防静电服和不带铁掌的工鞋。禁止使用非防爆通信工具。

7.1.2.6 机动车辆进入生产区，排气管应安装阻火器。

7.1.2.7 在集输、输油等站、库生产区内不应使用汽油、轻质油、苯类溶剂等擦地面、设备和衣物。

7.1.2.8 原油集输、处理、储运系统爆炸危险区域内的动火作业应采取风险分析、措施制定、审批许可、现场监护等安全控制措施。

7.1.2.9 原油集输、处理、储运系统生产现场应做到无油污、无杂草、无易燃易爆物，生产设施做到不漏油、不漏气、不漏电。

7.1.2.10 原油化验室应有强制通风设施，保持良好的通风状态。化验完的剩余残液应回收至污油池内，不应倒入下水道。

7.1.2.11 集输站的加剂间、泵房、计量间应有强制通风设施，保持良好的通风状态。

7.1.3 其他要求

7.1.3.1 集输、输油等站、库应建立严格的防火防爆制度，生产区与办公区应有明显的分界标志，并设有“严禁烟火”等醒目的防火标志。

7.1.3.2 原油集输、处理、储运系统爆炸危险区域，应按 SY/T 6503 的规定安装、使用可燃气体检测报警器。

7.1.3.3 原油集输、处理、储运系统的新建、改建和扩建工程项目应进行安全评价，其防火、防爆设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时验收投产。

7.1.3.4 应定期对原油集输、处理、储运系统进行火灾、爆炸风险评估，对可能出现的危险及影响应制定和落实风险削减措施，并应有完善的防火、防爆应急救援预案。

7.1.3.5 原油集输、处理、储运系统的压力容器使用管理应按《特种设备安全法》《特种设备安全监察条例》（国务院令第 549 号）的规定执行。

7.1.3.6 原油集输、处理、储运系统中设置的安全阀，应做到启闭灵敏，每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。压力表等其他安全附件应按其规定的检验周期定期进行校验。

7.1.3.7 在原油管道中心两侧各 5m 范围内，严禁取土、挖塘、修渠、修建养殖水场、排放腐蚀性物质、堆放大宗物资、采石、建温室、垒家畜棚圈、修筑其他建筑（构）物、种植深根植物。在原油管道中心两侧或者管道设施场区外各 50m 范围内，严禁爆破、开山和修建大型建（构）筑物。

7.2 原油集输和输送

7.2.1 集输、输油管道和站场内工艺管道的投产要求

7.2.1.1 原油管道的试运投产应执行 SY/T 5536、SY/T 6186、SY/T 6320 有关试运投产的准备、安全措施、安全设施验收等要求。

7.2.1.2 管道投产前，应制定清管扫线、试压和投油等作业安全技术措施。

7.2.1.3 管道试压前，应先进行清扫，将管道中的焊渣、泥沙、石块等杂物吹扫干净。

7.2.1.4 管道的清扫应符合以下安全要求：

- a) 站场内工艺管道的清扫应采用压缩空气进行吹扫，吹扫气体在管道中的流速应大于 20m/s，吹扫压力不应大于管道的设计压力。
- b) 输油管道的清扫应采用清管器分段进行，清管次数不少于两次。当清管器的收发不在输油站时，分段清管应在地势较高的地方设临时清管收发装置，且 50m 内不应有居民和建筑物。清管前应确认清管段内的线路截断阀处于全开状态，清管时的最大压力不应大于管道的设计压力。
- c) 集输管道的清管方法应视情况而定。可采用洁净水、压缩空气或清管器分段进行，每段不宜过长（一般不超过 10km），扫线压力不应大于管道设计压力。

7.2.1.5 管道的试压介质宜选用水。在高差大的山区、缺水、寒冷或人烟稀少地区可采用空气，但应有可靠的安全措施。

7.2.1.6 管道的试压应符合以下安全要求：

- a) 集输管道、站内工艺管道、输油管道的试压应分别按 SY/T 0422、GB 50253、GB 50235 的规定执行。
- b) 试压过程中（包括强度和严密性试验）发现管道泄漏，应查明原因，在管道卸压后方可进行修理。

7.2.2 集输油站库、管网的运行

7.2.2.1 原油管道输送工艺流程的操作与切换应统一指挥，未经许可不应改变操作流程。

7.2.2.2 操作流程均应遵照“先开后关”的原则。具有高、低压部位的流程操作开通时，应先导通低压部位，后导通高压部位。关闭时，应先切断高压部位，后切断低压部位。

7.2.2.3 站库内设置防止超压的泄压装置，应保持灵敏可靠，并按规定定期检验。

7.2.2.4 站库内工艺管道、容器等所设置的安全阀，其泄放管应将其接入污油回收系统。对安全阀每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。

7.2.2.5 站库内工艺管道、设备或容器的排污和放空，应将其引入污油回收系统，严禁随地排放。

7.2.2.6 旁接油罐运行时，应有防止油罐抽空和溢罐的措施。

7.2.2.7 在输油站通信中断时，应严密监视进出站压力、排量、温度和旁接油罐的液位，并采取措施，防止抽空、憋压和溢罐事故。

7.2.2.8 沿线落差大的管道，应保证管道运行时大落差段动水压力和停输时低点的净水压力不超过设计压力。

7.2.2.9 管道解堵应制定切实可行的安全保证措施，严禁用明火烘烤。

7.2.2.10 应根据沿线情况对管道进行经常性地徒步巡查。在雨季、汛期或其他灾害发生时应加密巡查次数。巡线检查内容应包括但不限于：

- a) 管道阀组完好，无渗漏。
- b) 埋地管线无裸露，防腐层无损坏。
- c) 跨越管段结构稳定，构配件无缺损，明管无锈蚀。
- d) 标志桩、测试桩、里程桩无缺损。
- e) 护堤、护坡、护岸、堡坎无垮塌。
- f) 穿越管段稳定，无裸露、悬空、移位和受水流冲刷、剥蚀损坏等。
- g) 管道两侧各 5m 范围内，不应有取土、采石、挖塘、修渠和修筑其他建（构）筑物等，或者种植深根植物。
- h) 管道中心线两侧各 50m 范围内，不应有开山、爆破和修筑大型建（构）筑物工程。
- i) 管道上无打孔盗油等情况。

7.2.2.11 管道的检验应委托有检验资质的机构定期进行检测。

7.2.3 输油加压

7.2.3.1 泵房内应通风良好。泵房和非防爆的电机间应设置防爆墙，并保持完好。

7.2.3.2 输油泵运行时，应加强岗位之间联系，严密监视参数变化和旁接油罐的液位，防止抽空、憋压和溢罐事故。

7.2.3.3 输油泵机组及输油管道应设有完善的运行参数（状态）监控和泄漏报警装置等安全保护系统。

7.2.3.4 应定时启运泵房内污油回收系统，对放空、排污集油汇管中的污油进行回收。

7.2.3.5 输油泵检修时，应关闭进出口阀门。电动阀门应切断电源，手柄放到空挡位置，并加以固定。

7.2.3.6 输油泵房内的电缆沟应用砂砾埋实，并与配电间电缆沟的连通处用土填实严密隔开。

7.2.4 输油加热

原油加热装置应设有完善的安全保护系统，加热炉的使用、管理和检验应按 SY 0031 的规定执行。

7.3 原油处理

7.3.1 原油脱水

7.3.1.1 脱水器投产前应按规定做强度试验和气密试验。

7.3.1.2 脱水器应在设计的工作压力范围内运行。电脱水器的操作压力应比操作温度下的原油饱和蒸气压高 0.15MPa。

7.3.1.3 电脱水器进油应平稳，并有专人负责顶上放空。

7.3.1.4 送电前应把脱水器内的气体排出干净，并经全面检查合格后方可送电。

7.3.1.5 脱水器有下列情况之一时不应送电：

- a) 在关闭进出口阀时。
- b) 进油后未放气或有气时。
- c) 内压力小于脱水器允许的最低操作压力时。
- d) 安全门联锁装置未经检查或失灵时。

7.3.2 原油稳定

7.3.2.1 应根据不同的原油稳定方法，制定防火、防爆措施。

7.3.2.2 稳定装置应在设计的工作压力和温度范围内运行。

7.3.2.3 压缩机吸入管应有防止空气进入的可靠措施。

7.4 原油储存

7.4.1 储油罐

7.4.1.1 储油罐呼吸阀、阻火器、液压安全阀的设置应分别按 SY/T 0511.1 和 SY/T 0511.2 的规定执行。对安全阀每年至少委托有资格检验的机构检验、校验一次。

7.4.1.2 呼吸阀、液压安全阀底座应装设阻火器。呼吸阀、液压安全阀冬季每月至少检查二次，每年进行一次校验。阻火器每季至少检查一次。呼吸阀灵活好用。液压安全阀的油位符合要求，油质合格。阻火器阻火层完好，无油泥堵塞现象。

7.4.1.3 储油罐透光孔孔盖严密。检尺口应设有有色金属衬套，人工检尺采用铜质金属重锤，检尺后应盖上孔盖。

7.4.1.4 钢制储油罐罐体应设置防雷防静电接地装置，接地点沿罐底周边每 30m 至少设置一处，单罐接地点不应少于两处。防雷装置每年宜进行两次检测（其中在雷雨季节前检测一次），接地电阻不应大于 10Ω。

7.4.1.5 浮顶罐的浮船与罐壁之间应用两根截面积不小于 50mm² 的软铜线连接。罐顶连接法兰应用软铜线跨接连好。定期检测一次密封与二次密封之间可燃气体的浓度。

7.4.1.6 固定顶油罐极限液位为泡沫发生器接口以下 30cm，安全液位上限应低于极限液位 100cm，安全液位下限应高于进出口管线最高点 100cm。浮顶油罐极限液位是浮船挡雨板的最高点低于管壁上沿 30cm，安全液位上限低于极限液位 100cm，安全液位下限为浮船支柱距罐底 50cm。大于或等于 5000m³ 的储油罐进出油管线、放水管线应采用柔性连接。

7.4.1.7 储油罐内当凝油油位高于加热盘管时，应先用蒸汽立管加热，待凝油溶化后，再用蒸汽盘管加热。

7.4.1.8 储油罐应在安全罐位内运行。储油罐顶部无积雪、无积水、无油污。

7.4.1.9 对油罐附件应定期检查，发现问题立即整改。入冬前，应对放水阀门的保温情况进行检查，防止阀门冻裂。

7.4.1.10 储油罐放水应有专人监护，底水应通过放水管线直接排至污油池。冬季每次放水完毕应对放水管线进行扫线。

7.4.1.11 上罐作业时应使用防爆照明灯具和防爆工具。

7.4.1.12 禁止在雷暴、雷雨等极端天气时上罐顶作业。

7.4.1.13 新建储油罐投产后 5 年内至少进行一次初次检测，以后视油罐运行安全状况确定其检测周期，但最长不能超过 5 年。检测的内容应包括但不限于：

- a) 油罐基础的不均匀沉降。
- b) 罐体的椭圆度。
- c) 抗风圈的安全状况。
- d) 保温层的完好情况。
- e) 油罐的腐蚀情况、焊缝情况。
- f) 浮顶油罐的中央排水管、刮蜡板、导向管、支柱等附件的运行状况。

7.4.1.14 石油储罐的清洗和维修作业应制定方案，落实防火防爆措施。作业过程应符合 AQ 2012 中相关要求，对于 5000m³ 以上的储油罐进、出油管线应装设韧性软管补偿器；1000m³ 及以上的储油罐顶部应有手提灭火器、石棉被等措施。

7.4.2 油罐区

7.4.2.1 防火堤应按 GB 50351 的规定进行设置，并保持完好。

7.4.2.2 进出储罐组的各类管线、电缆宜从防火堤、防护墙顶部跨越或从地面以下穿过。当需穿过防火堤、防护墙时，应设置套管并应采取有效的密封措施；也可采用固定短管且两端采用软管密封连接的形式。

7.4.2.3 防火堤内应设置集水设施。连接集水设施的雨水排放管道应从防火堤内设计地面以下通出堤外，并应设置安全可靠的截油排水装置。年降雨量不大于 200mm 或降雨量在 24h 内可渗完，且不存在环境污染的可能时，可不设雨水排除设施。

7.4.2.4 防火堤内应无油污等可燃物。

7.4.2.5 油罐区内不应采用非防爆电气设施和有架空电力线路通过。

7.4.2.6 防火堤与消防道路之间不应栽种树木。

7.4.2.7 油罐区的泡沫灭火系统应按 GB 50151 规定的内容执行。

7.5 原油装卸

7.5.1 一般规定

7.5.1.1 原油装卸区应建立严格的防火防爆制度，配备足够的灭火器材。

7.5.1.2 装卸区主要进出口处，应设置“严禁烟火”等醒目的标志牌。

7.5.1.3 装卸区内无油污、无易燃易爆物品，道路应保持畅通。

7.5.1.4 装卸作业前车、船应熄火，不应在装卸时检修车辆、船只。

7.5.1.5 装卸前应对槽车顶盖、踏板、车盖垫圈、底部阀门和油舱附件等进行检查，确认合格后方能作业。

7.5.1.6 装卸作业现场应设静电消除，装卸人员在装卸作业前应触摸导静电消除装置，释放体内静电。

7.5.1.7 操作人员应穿着防静电服和鞋，开关槽车车盖、起放套管（软管）和检查卸油管时，应轻

开、轻关、轻放。充装时人应站在上风侧。

- 7.5.1.8 装卸油作业时，不应用高压蒸汽吹扫清除栈桥、槽车和船上的油污，防止产生静电引起火花。
- 7.5.1.9 装卸区夜间应有作业防爆照明设施，装卸作业时不应带电修理电气设备和更换灯泡，不应使用非防爆活动照明灯具。
- 7.5.1.10 雷雨天气或附近发生火灾时不应装卸油品。

7.5.2 火车装卸

- 7.5.2.1 机车进出站信号应保持完好，装卸油栈桥两侧（从铁道外轨起）及两端（从第一根支柱起）20m 以内为严禁烟火区。栈桥段铁路应采用非燃烧材料的轨枕。
- 7.5.2.2 接送槽车时，机车头应按规定拖挂隔离车。装卸时机车头和其他车辆不应进入栈桥严禁烟火区。
- 7.5.2.3 栈桥的铁路每根道轨和栈桥鹤管法兰处，应用两根直径不小于 5mm 的金属线连接，每 200m 铁轨应设接地点一处，接地电阻值不应大于 10Ω。
- 7.5.2.4 装卸油鹤管应采用有铜丝的专用导静电胶管或用铝材制作的套管。管端应用直径不小于 4mm 的软铜导线与接地极连接。
- 7.5.2.5 原油装车温度不超过规定值，装卸鹤管应插入到距槽罐底部 200mm 处，装卸流速应小于 4.5m/s。
- 7.5.2.6 装油完毕，油品宜静置不小于 2min 后，再进行计量等作业。

7.5.3 汽车装卸

- 7.5.3.1 汽车装卸作业区内均为严禁烟火区，单独的汽车装卸作业点（无围墙包围）在距装油口 20m 内为严禁烟火区。
- 7.5.3.2 装卸台应设两处静电接地活动导线，装卸前分别接于罐体和车体，间距宜为 2.5m，且接地电阻值不应大于 10Ω。
- 7.5.3.3 装卸油汽车应配备两具以上灭火器、灭火毯。
- 7.5.3.4 装车鹤管应采用标准的金属鹤管或带有铜丝的专用胶管。装车时应使鹤管流速小于 4.5m/s。
- 7.5.3.5 装油完毕，宜静止不小于 2min 后，再进行采样、检尺、测温、拆除接地线等。

7.5.4 码头装卸

- 7.5.4.1 油码头按建设船舶的载重吨位划分等级。等级划分见表 1。
- 7.5.4.2 油码头选址及至其他相邻码头或建（构）筑物的安全距离应符合 GB 50074 的规定。
- 7.5.4.3 装卸油码头与陆地明火及散发火花的地点的防火距离应不小于 40m。
- 7.5.4.4 油码头应在岸边方向根据需要设置安全围障，生产区可不另设。
- 7.5.4.5 油码头的建造材料应采用非燃烧材料（护舷设施除外）。
- 7.5.4.6 油码头应设有明显的红灯信号。

表 1 油码头分级

等级	沿海 t	内河 t
一级	≥ 10000	≥ 5000
二级	3000 ~ 10000	1000 ~ < 5000
三级	1000 ~ < 3000	100 ~ < 1000
四级	< 1000	< 100

7.5.4.7 停靠需要排放压舱水或洗舱水油船的码头，应设置接收压舱水或洗舱水的设施。

7.5.4.8 油码头输油管线上的阀门应采用钢阀。输油管线在岸边的适当位置应设紧急关闭阀。

7.5.4.9 油码头应设有为油船跨接的防静电接地装置，此接地装置应与码头上装卸油品设备的静电接地装置相连接。

7.5.4.10 油码头采用橡胶软管作业时，应设置过压保护装置。

7.5.4.11 油码头及油船电气设备的防爆性能应完好可靠。

7.5.4.12 进入油船的人员应触摸设置的静电消除装置。

7.5.4.13 油码头及油船应配备数量相当的消防器材和设施。一级油码头，应配备 2 ~ 3 艘拖轮兼消防两用船；二级码头，应配备 1 ~ 2 艘拖轮兼消防两用船，作为油码头生产的安全辅助设备。

7.6 改造与维修动火

7.6.1 在站场和生产设施上进行维修、改造施工作业时，应根据生产工艺过程，制定可靠的安全施工措施。

7.6.2 站场内爆炸危险区域和管网、容器、储罐、装置等生产设施上的一切动火作业应按动火作业安全规程执行。

7.6.3 检修仪表应在泄压后进行。在爆炸危险区域内检修仪表和其他电器设施时，应先切断相应的控制电源。

8 消防管理

8.1 总体要求

8.1.1 依据《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令第 6 号）《机关、团体、企业、事业单位消防安全管理规定》（公安部令第 61 号）等有关消防安全的法律、法规、标准和规定，实施消防管理。

8.1.2 施工过程中需要进行动火、动土、进入有限空间等特殊作业时，应按照作业许可的规定，办理作业许可。

8.1.3 应编制防火防爆应急预案，并定期演练。

8.2 工程建设

8.2.1 油气田及油（气）长输管道新建、改建、扩建项目的总体规划，应包括消防站布局、消防给水、消防通信、消防车通道、消防装备、消防设施等内容。

8.2.2 新建、改建、扩建工程项目的防火防爆设施，应与主体工程同时设计、同时施工、同时验收。

8.2.3 设计部门采用的防火防爆新工艺、新设备和新材料应符合国家标准或者行业标准，并有法定检验机构出具的合格证书。

8.3 消防队伍建设

8.3.1 专职消防队（站）人员、车辆、装备配套建设应符合 SY/T 6670 的要求。

8.3.2 专职消防队应执行《企业事业单位专职消防队组织条例》，深入辖区开展消防宣传、进行防火检查，熟悉道路、水源、单位的分类、数量及分布，熟悉单位消防设施、消防组织及其灭火救援任务的分工情况，制定灭火救援预案，并定期演练。

8.3.3 油气生产单位应建立并履行以下职责：

a) 建立本单位消防安全制度。

- b) 经常开展消防宣传教育培训。
- c) 按规定进行防火巡查和防火检查。
- d) 维护保养本单位、本岗位的消防设施器材。
- e) 定期进行灭火训练，发生火灾时，积极参加扑救。
- f) 保护火灾现场，协助火因调查。

8.3.4 志愿消防队应做到有组织领导、有灭火手段、有职责分工、有教育培训计划、有灭火预案；会报火警，会使用灭火器具，会检查、发现、整改一般的火灾隐患，会扑救初期火灾，会组织人员疏散逃生；熟悉本单位火灾特点及处置对策，熟悉本单位消防设施及灭火器材情况和灭火疏散预案及水源情况，定期开展消防演练。

8.4 消防设施、器材的配置与管理

8.4.1 油气站、场的消防监测、火灾报警、消防给水、泡沫灭火、消防站、消防泵房等设施 and 器材的配置按 GB 50183 的规定执行。

8.4.2 石油库消防监测、火灾报警、消防给水、泡沫灭火、消防站、消防泵房等设施 and 器材的配置按 GB 50074 的规定执行。

8.4.3 钻井现场消防器材配置执行 SY/T 5974 的规定。大修、带压、试油现场应配 35kg 干粉灭火器 2 具、8kg 干粉灭火器 8 具，消防锹 4 把，消防桶 4 个，消防钩 2 把，消防沙 2m³。小修现场应配 8kg 干粉灭火器 4 具，消防锹 2 把，消防桶 2 个，消防钩 2 把。在野营房区按每 40m² 不少于 1 具 4kg 干粉灭火器配备。

8.4.4 火灾自动报警系统的设计、施工、验收及运行检查按 GB 50116 和 GB 50166 的规定执行。

8.4.5 泡沫灭火系统的设计、施工、验收及运行检查按 GB 50151 和 GB 50281 的规定执行。

8.4.6 自动喷水灭火系统的应用参照 GB 50084 的规定。

8.4.7 灭火器材的检查、维修与报废按 GA 95 的规定执行。

8.4.8 消防泵房应设专岗，持证上岗，实行 24h 值班制度，定期对消防泵试运和保养。

8.4.9 消防重点岗位应设置可直接报警的外线电话。

8.5 应急处理

8.5.1 火灾报警

8.5.1.1 任何人发现火灾时，都应立即报警。

8.5.1.2 企业员工应熟知报警方法，掌握报警常识，进行报警训练。

8.5.1.3 报警时，应直接拨打“119”火警电话或用有线、无线电话向消防队报警，立即通知单位领导及有关部门，并向周围人员发出火警信号。

向周围群众报警可用呼喊、手势、警铃、警笛、广播，也可用哨、锣等就地取材的方法。

8.5.2 火场逃生与救援

8.5.2.1 被烟火围困人员应保持镇定，辨明方向，使用防毒面具等防护器具，或用湿毛巾、手帕、衣服等做简单防护，就近选择安全可靠的路线，俯身穿过烟雾区，迅速撤离到安全地点；如危险区域有硫化氢气体，应佩戴好正压呼吸器，沿逆风或侧风方向，选择远离低洼处的路线，直立身体向高处撤离。

8.5.2.2 身上衣服着火，应迅速将衣服脱下或就地翻滚，或迅速跳入水中，把火压灭或浸灭，进行自救。

8.5.2.3 无法自行逃脱时，应采用呼喊、敲击物品、挥动衣物等方式向营救人员发出求救信号。

8.5.2.4 在场人员应为神志清醒，但在烟雾中迷失方向的被困人员指明逃生路径，确保其自行脱险，并

在确保个人安全的前提下，应“用背、抱、抬”等方法，救助因惊吓、受伤、中毒、昏迷而失去行动能力的被困人员。

8.5.2.5 对于受伤人员，除在现场进行紧急救护外，应及时送往医院抢救治疗。

8.5.3 灭火

8.5.3.1 灭火时应坚持“救人重于救火”“先控制、后消灭”和“先重点、后一般”的原则，并正确应用“冷却、隔离、窒息、抑制”等灭火方法。

8.5.3.2 发现火灾后，在报警的同时，义务消防队应立即启动灭火和应急疏散预案，扑灭初起火灾。无关人员撤离现场。专职消防队到达现场后，义务消防队应配合做好灭火救援工作。

8.5.3.3 专职消防队接到报警后，应迅速出动。到场后，按预案展开灭火救援工作，并根据火情侦察情况和火场指挥部要求，随时调整力量部署，实施灭火救援。

火灾扑灭后，发生火灾的单位和相关人员应按照消防管理机构的要求保护现场，接受事故调查，如实提供与火灾有关的情况。

8.5.4 安全警戒及疏散撤离

发生火灾、爆炸后，事故有继续扩大蔓延的态势时，火场指挥部应及时采取安全警戒措施，果断下达撤退命令，在确保人员安全前提下，抢救设备、物资，采取相应的措施。

参 考 文 献

- [1] GB/T 22513 石油天然气工业 钻井和采油设备 井口装置和采油树
 - [2] GB 50350 油田油气集输设计规范
 - [3] SY/T 6203 油气井井喷着火抢险作法
 - [4] SY/T 6306 钢质原油储罐运行安全规范
 - [5] 石油天然气管道保护法 2010年6月25日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议通过
-

中华人民共和国
石油天然气行业标准
石油天然气钻井、开发、储运
防火防爆安全生产技术规程
SY/T 5225—2019

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
北京中石油彩色印刷有限责任公司排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

880×1230 毫米 16 开本 2 印张 55 千字 印 1—1500
2019 年 11 月北京第 1 版 2019 年 11 月北京第 1 次印刷
书号：155021·7990 定价：40.00 元
版权专有 不得翻印