



# 中华人民共和国国家标准

GB 40554.2—2025

## 海洋石油天然气开采安全规程 第 2 部分：海上部分

Code of safety practice for offshore oil & gas exploration and production—  
Part 2: Offshore

2025-05-30 发布

2025-12-01 实施

国家市场监督管理总局  
国家标准化管理委员会 发布



目 次

前言 ..... III

引言 ..... IV

1 范围 ..... 1

2 规范性引用文件 ..... 1

3 术语和定义 ..... 1

4 基本要求 ..... 2

5 海洋石油生产设施 ..... 2

    5.1 海上固定平台 ..... 2

    5.2 海底管道 ..... 4

    5.3 浮式生产储油装置 ..... 5

    5.4 移动生产平台 ..... 7

6 海洋石油作业设施 ..... 8

    6.1 物探船(气枪震源船) ..... 8

    6.2 自升式钻(修)井平台 ..... 8

    6.3 半潜式钻井平台 ..... 8

    6.4 起重船 ..... 8

    6.5 铺管船 ..... 9

    6.6 海上生活作业支持设施 ..... 9

7 作业管理 ..... 9

    7.1 物探作业 ..... 9

    7.2 钻井作业 ..... 10

    7.3 录井作业 ..... 11

    7.4 测井作业 ..... 11

    7.5 井下作业 ..... 12

    7.6 海上安装作业 ..... 12

    7.7 弃置作业 ..... 13

参考文献 ..... 15



## 前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件是 GB 40554《海洋石油天然气开采安全规程》的第 2 部分。GB 40554 已经发布了以下部分：

- 第 1 部分：总则；
- 第 2 部分：海上部分；
- 第 3 部分：陆岸终端部分；
- 第 4 部分：滩海部分。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中华人民共和国应急管理部提出并归口。

## 引 言

为了加强海洋石油安全管理工作,保障从业人员生命和财产安全,防止和减少海洋石油生产安全事故,根据《中华人民共和国安全生产法》等法律,制定 GB 40554《海洋石油天然气开采安全规程》。

GB 40554 旨在规定从事海洋石油天然气开采作业活动过程的安全要求,由以下四个部分构成。

- 第 1 部分:总则。目的在于规定适用于海洋石油天然气开采的安全生产通用要求。
- 第 2 部分:海上部分。目的在于规定在海上(海图水深超过 5 m)进行海洋石油天然气开采作业活动过程的安全生产要求。
- 第 3 部分:陆岸终端部分。目的在于规定在陆岸终端进行海洋石油天然气开采作业活动过程的安全生产要求。
- 第 4 部分:滩海部分。目的在于规定在滩海(海图水深不足 5 m 含 5 m)进行海洋石油天然气开采作业活动过程的安全生产要求。

本文件作为 GB 40554 的第 2 部分,提出了海图水深超过 5 m 的海域从事海洋石油天然气开采作业活动的安全生产要求,明确了海洋石油生产设施、海洋石油作业设施、作业管理的安全技术指标,用于规范海洋石油安全管理行为,固化成熟经验和技术,控制海上石油天然气开采作业活动风险,保障海上石油天然气开采从业人员生命和财产安全,防止和减少海洋石油生产安全事故,为海上石油天然气开采安全管理规范化、标准化提供依据。

# 海洋石油天然气开采安全规程

## 第2部分：海上部分

### 1 范围

本文件规定了在海上进行海洋石油天然气开采作业活动过程的安全生产要求。  
本文件适用于海图水深超过 5 m 海域的海洋石油天然气开采安全管理。

### 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 40554.1 海洋石油天然气开采安全规程 第1部分:总则

### 3 术语和定义

GB 40554.1 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

#### 3.1

**有人值守平台 manned platform**

有生活设施、在日常生产情况下有人值守、有人进行现场操作的平台。

#### 3.2

**无人值守平台 unmanned platform**

无生活设施、在日常生产情况下无人值守、无人进行现场操作的平台(不含与有人值守平台栈桥相连的平台)。

#### 3.3

**移动生产平台 mobile production platform**

具有活动桩腿,能将平台主体上升到海面以上一定高度并能降回海面,能重复实现就位、起浮、移航等操作,设有油、气、水处理装置可在海上进行油、气、水分离及处理的平台。

#### 3.4

**吊装 lifting**

导管架、模块等结构吊运安装的过程。

[来源:GB/T 14090—2020,2.5.5]

#### 3.5

**海上生活作业支持设施 offshore living and operation support facilities**

提供生活居住条件、转输、供电、物料堆场、泥浆外输等或只具备其中某些功能的海上移动式生活作业支持的船舶或平台。

注1:船舶分为有动力和无动力。

注2:平台根据形式分为坐底式、自升式和半潜式。

### 3.6

#### 平台群 offshore fixed platform complex

由栈桥相连接的 2 个或 2 个以上海上固定平台。

### 3.7

#### 气枪震源船 source vessel

用于海上物探施工中震源激发作业的海洋油气勘探专用工程船舶。

## 4 基本要求

4.1 海上石油天然气开采的安全生产除应符合本文件要求外,还应符合 GB 40554.1 的要求。

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。

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。

4.4 两个及以上生产作业单位在同一作业区域内进行可能危及对方安全的生产作业活动,应明确作业过程中各自的安全生产责任和应采取的安全措施,并指定安全管理人员进行安全检查与协调。

4.5 海洋石油生产设施应进行建造检验、生产期检验以及产品检验,建造检验包括陆上施工现场检验以及海上施工现场检验;生产期检验包括年度检验、定期检验(换证检验)以及临时检验;产品检验包括材料、设备及其相关部件的制造检验。

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。

4.7 应在设施明显位置张贴应急部署表和经发证检验机构认可的设施危险区划分图、防火控制图、逃生路线图。

4.8 海洋石油生产设施和作业设施应建立人员登离管理制度,对登临设施人员进行登记和安全告知。

4.9 海洋石油生产设施生活楼不应储存、使用危险物品,危险区内不应设置住宿场所。

4.10 海洋石油作业设施从事物探、钻(修)井、铺管、起重和生活支持等活动应备案后方可进行。

## 5 海洋石油生产设施

### 5.1 海上固定平台

#### 5.1.1 方案与设计阶段

5.1.1.1 应根据工程海域实地观测数据或数值模拟数据研究确定环境条件参数。

5.1.1.2 平台方位、尺度的确定,生产区、公用设施区、生活区的布置,应保证生产作业和人员安全。

5.1.1.3 应根据风、浪、流、周边船舶交通流等环境条件确定平台方位。

5.1.1.4 平台总体布置应满足平台安全、防火、消防、人员逃生和救生的要求,考虑危险区溢出的可燃或有毒气体、烟气、供应船靠离泊、直升机起降或救助的影响。

5.1.1.5 平台总体布置应满足钻井、修井及生产作业、海上安装的要求。

5.1.1.6 新建平台临近已建设施时,应考虑已建设施的供应船靠离泊、直升机起降、作业设施就位、火炬/放空设施、海底管缆路由等因素的影响。

5.1.1.7 海上气田在设计阶段应进行火灾与爆炸定量风险分析,进行被动防火设计和防火墙抗爆设计。

5.1.1.8 油(气)井的井口装置压力等级不应低于关井后的最高地层压力。

5.1.1.9 有人值守平台应根据消防防护处所可能发生的火灾类型设置相应的消防系统,并满足以下



要求。

- 平台上应配备两组独立动力源驱动的消防泵(组),如其他平台提供的注水或消防水能满足平台的消防水需求,经技术论证,该平台可以不设消防泵。
  - 消防泵的布置应能直接将海水抽入固定消防总管。消防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(组)泵都失去作用。
  - 固定式泡沫灭火系统的主控制站应布置在被保护区域以外的安全地点;应根据使用处所的面积和特性选用炮式喷射器、泡沫喷枪和泡沫发生器来供送所需的泡沫。在寒冷地区应采取措使泡沫液储存温度满足其使用温度要求。
  - 管网气体灭火系统应至少能以手动和自动两种方式释放,其管路和喷嘴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。
  - 气体灭火系统应设声、光报警装置及灭火剂释放延时装置。
- 5.1.1.10 有人值守平台应设置耐火救生艇和救生筏,并满足以下要求。
- 耐火救生艇装置应包括刚性全封闭机动耐火救生艇、吊艇架、起艇机及登乘甲板等。
  - 耐火救生艇应能容纳平台总人数,若总人数超过 30 人,耐火救生艇装置不应少于 2 套。
  - 平台群中的生活平台应配备能容纳其总人数的耐火救生艇。
  - 救生筏应能容纳平台总人数。
  - 平台群中的生活平台应配备能容纳其总人数的救生筏,平台群中的其他平台应按各自实际工作的最多人数和特点配备救生筏。
- 5.1.1.11 无人值守平台至少应配备 1 只能容纳 12 人的救生筏,应设置安全可靠的登平台设施,确保作业人员上下平台的安全。
- 5.1.1.12 无人值守平台应设置防止外部人员登上平台的装置。
- 5.1.1.13 回注设计应进行地质性溢油风险分析。
- 5.1.1.14 稠油热采平台应设置高温流体泄漏探测报警装置。
- 5.1.1.15 模块钻机、修井机应满足 6.2.3~6.2.9 的要求,并应满足以下要求。
- 与所依托设施统筹考虑消防配置、逃生救生设施、紧急集合点。
  - 设有模块钻机的平台在失主电后,能继续供应满足井控需求的海水。
  - 配置正压式空气呼吸器、防护服等个人防护设备。
  - 设计中考考虑易燃、易爆、放射源等危险品的存储和隔离。
  - 采用自然或强制通风等手段,避免可燃气体聚集导致火灾与爆炸。
  - 划分危险区域,设置逃生路线、紧急集合点、两个以上逃生出口。

## 5.1.2 工程建造阶段

- 5.1.2.1 海上安装与调试作业前应制定作业计划,计划应覆盖全过程,并经作业者审批通过。
- 5.1.2.2 海上安装与调试作业前应制定应急预案或现场处置方案。
- 5.1.2.3 所有用于海上安装与调试作业的船舶均应具备有效的船舶检验证书。
- 5.1.2.4 海上安装前应对海底地形、地貌和水下构筑(障碍)物进行调查。
- 5.1.2.5 在临时中断海上作业期间,承包者应在未完成的安装结构上设置标志海上构筑物的信号灯。
- 5.1.2.6 平台结构物就位作业期间,应为作业人员设置工作平台或采取有效安全防范措施,并按舷外作业管理。
- 5.1.2.7 海上调试前应编制海上调试方案,制定相应的检查程序,报作业者批准并经发证检验机构认可。联合调试前应进行风险评估,风险评估结果作为试生产方案的一部分。

### 5.1.3 试生产阶段

5.1.3.1 作业者应组织编制试生产方案和试生产前安全分析报告并经审查,方案应包括风险评估和控制措施。

5.1.3.2 作业者应对现场操作人员进行试生产安全技术交底。

5.1.3.3 试生产安全措施应至少包括:

- 安全预评价和基本设计识别的主要风险及控制措施;
- 钻后油藏新认识对安全的影响及控制措施;
- 设备设施的完工状态与设计差异导致的风险及控制措施。

5.1.3.4 作业者应记录试生产情况并编制试生产期间安全生产情况报告。

### 5.1.4 生产阶段

5.1.4.1 因事故、自然灾害或者其他原因造成主结构出现裂纹、变形、下沉、倾斜等情况,作业者应进行评估并及时处理。

5.1.4.2 作业者应对平台阴极保护定期检测或监测。外加电流系统还应进行定期检查和维护,周期不应超过 2 个月。所有检测、检查和维护均应有完整的记录。

5.1.4.3 采油(气)井的持续环空压力超过对应外层套管最小抗内压强度的 80% 应进行安全风险评估并采取有效控制措施。

5.1.4.4 作业者应对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、应急关断系统的报警或连锁关断信号旁通进行申请、审核、签发、关闭、统计管理。

5.1.4.5 作业者应对消防系统进行维护保养和检测检验,保持系统功能有效。

5.1.4.6 作业者应对耐火救生艇进行维护保养和检测检验,保持其释放、动力、供气等功能有效。

5.1.4.7 注入井的注入压力不应超过井口和地下管柱设计压力。

5.1.4.8 稠油热采井应监测井口抬升,根据监测结果进行风险评估、制定控制措施。

5.1.4.9 无人值守平台在检修期间、应急故障处理期间、经批准的访问、调查期间、定期巡检时允许尽可能少的人员登临,人员不应在平台上过夜。

5.1.4.10 作业者应在平台设计使用年限或主结构安全评估使用年限到期前 2 年内完成主结构安全评估工作。

## 5.2 海底管道

### 5.2.1 方案与设计阶段

5.2.1.1 新建管道与原有管道、海上设施或其他水上水下构筑物应保持安全距离。

5.2.1.2 管道系统应根据输送介质设计相应的腐蚀防护措施。

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。

### 5.2.2 工程建造阶段

5.2.2.1 应按照设计文件对应急关断系统、清管装置、压力监控仪表、温度监控仪表等系统及其他配套设备设施进行检查,确认其完工状态。

5.2.2.2 应进行管道清洗、通球、强度及严密性试验。

### 5.2.3 试生产阶段

5.2.3.1 海底管道试生产应纳入所连接的海洋石油生产设施管理。

5.2.3.2 试生产方案或试生产安全措施应包含试生产过程中泄漏、冻堵等主要风险分析,置换、预热等操作规程和异常工况的处置措施。

5.2.3.3 作业者应对现场操作人员进行试生产安全技术交底。

5.2.3.4 作业者应记录试生产情况并编制试生产安全生产情况报告。

## 5.2.4 生产阶段

5.2.4.1 作业者应建立海底管道运行管理、检测、监测与评估相关制度,制定启停、置换等操作规程。

5.2.4.2 作业者应制定失效事件的处置方案。处置方案中应明确调整运行参数、管道两端隔离泄压、事后勘察等处理措施的安全风险,并制定控制措施。

5.2.4.3 停输、停注后再启动前应进行检查;停输、停注时间超过 6 个月再次投入使用的,应进行安全风险评估。

5.2.4.4 改变原设计用途应开展安全风险评估,制定控制措施,投入使用前经发证检验机构审核同意。

5.2.4.5 清管作业前应开展风险分析,并按审批通过的方案执行。

## 5.3 浮式生产储油装置

### 5.3.1 方案与设计阶段

5.3.1.1 应根据工程海域实地观测数据或数值模拟数据研究确定环境条件参数。

5.3.1.2 居住模块、中央控制室、油气水处理模块、直升机甲板模块的布置,应保证生产作业和人员安全。

5.3.1.3 总体布置应考虑风向对危险区逸出的可燃气体、废气、烟气的影响。

5.3.1.4 油气处理设备应设在通风良好的开敞平台上,如设在围蔽处所应进行安全论证。

5.3.1.5 浮式生产储油装置应设置水消防系统、泡沫灭火系统和气体灭火系统,并满足以下要求。

- 应至少设置两台独立驱动的消防泵(组),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效。
- 消防总管应环状布置,其输水量及管内压力应保证由其供水的所有设备安全而有效地工作,消防总管不应有与消防无关的连接。
- 固定式甲板泡沫灭火系统应能将泡沫输送到整个原油区域甲板及甲板以上的原油处理模块,并且能送入甲板已经破裂的任何原油舱内。
- 直升机甲板应设置固定式泡沫灭火系统。
- 固定式气体灭火系统用于任何经常有人员在内工作或出入的处所,应设有释放灭火剂的自动声、光报警装置及灭火剂释放延时装置。

5.3.1.6 船型浮式生产储油装置应设置耐火救生艇和救生筏,并满足以下要求。

- 每舷至少配备 1 艘耐火救生艇,每舷总容量应能容纳浮式生产储油装置人员总数。
- 配备至少 1 只救生筏:
  - 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,其总容量能容纳浮式生产储油装置人员总数;
  - 不是存放在同一开敞平面上且不能方便地从一舷移至另一舷,每舷可用的总容量应能容纳浮式生产储油装置人员总数。
- 从船舶最前端或船艉最末端至最近救生筏最近端的水平距离超过 100m 时,除配备规定的救生筏外,还应按设计标准配备 1 只~2 只救生筏。

5.3.1.7 半潜式浮式生产储油装置应设置耐火救生艇和救生筏,并满足以下要求。

- 耐火救生艇存放在两舷或两端。

——耐火救生艇的布置在下述情况下应能容纳浮式生产储油装置人员总数：

- 在任何一个地点的所有救生艇失掉或不能使用时；
- 任何一舷,任何一端或任何一角的所有救生艇失掉或不能使用时。

——1 只或多只救生筏应能容纳浮式生产储油装置人员总数,且有 1 只应存放在直升机甲板附近。

#### 5.3.1.8 圆筒型浮式生产储油装置应设置耐火救生艇和救生筏,并满足以下要求。

——每舷至少配备 1 艘耐火救生艇,总容量应能容纳浮式生产储油装置人员总数。

——配备至少 2 只救生筏：

- 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生产储油装置人员总数；
- 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,每舷可用的总容量能容纳浮式生产储油装置人员总数。

——至最近救生筏最近端的水平距离超过 100 m 时,除配备规定的救生筏外,还应按设计标准配备 1 只~2 只救生筏。

——直升机甲板附近至少存放 1 只救生筏。

#### 5.3.1.9 布置油气水处理设备设施的框架结构应有补偿船(浮)体结构热胀冷缩的措施。

#### 5.3.1.10 注入、倒舱、外输以及驱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。

#### 5.3.1.11 在卸油控制站(室)内应有监控卸油操作、卸油关断及遥控应急解脱的措施。

5.3.1.12 卸油系统应设有仪器仪表以连续监测卸油压力、软管连接状况以及连接处的张力,应有必要的连锁功能以避免溢油或误操作(如当软管断开时关断整个系统),设有当软管被拆或破断时能自动关断油流的措施。

#### 5.3.1.13 应设置系泊监测系统,功能至少包括位移与系泊力监测。

### 5.3.2 工程建造阶段

#### 5.3.2.1 海上安装和调试作业前应制定作业计划,计划应覆盖全过程,并经作业者审批通过。

#### 5.3.2.2 海上安装与调试作业前应制定应急预案或现场处置方案。

#### 5.3.2.3 所有用于海上安装与调试作业的船舶均应具备有效的船舶检验证书。

#### 5.3.2.4 在临时中断海上作业期间,承包者应在未完成的安装结构上设置标志海上构筑物的信号灯。

#### 5.3.2.5 海上调试应编制海上调试方案,制定相应的检查程序,报作业者批准并经发证检验机构认可。

### 5.3.3 试生产阶段

#### 5.3.3.1 浮式生产储油装置的试生产应按照 5.1.3 的要求执行。

#### 5.3.3.2 浮式生产储油装置上应有经发证检验机构同意的操作手册。

#### 5.3.3.3 作业者应制定进出泵房、充惰舱室及其他特殊区域的管理制度。

5.3.3.4 开展首次外输作业前,作业方案应经作业者审查,确认穿梭油轮及浮式生产储油装置的安全生产技术条件,操作规程与应急处置的要求,落实作业海域其他船舶航行情况及自然环境限制条件。

### 5.3.4 生产阶段

#### 5.3.4.1 经过处理的原油应达到运输条件,其雷德蒸气压力<sup>1)</sup>应低于大气压力。

#### 5.3.4.2 原油舱应采取惰化保护,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

1) 采用规定的试验方法(GB/T 8017)测定汽油和其他挥发性石油产品蒸气压,所得到的经修正后的总压力读数。

正压状态。

5.3.4.3 船型浮式生产储油装置上应使用经发证检验机构认可的装载仪,进行稳性及总纵强度计算。

5.3.4.4 避台期间连续生产的浮式生产储油装置应制定压载调载作业计划,开展极端工况浮体平衡专项核算,明确极限作业工况。

5.3.4.5 穿梭油轮首次到浮式生产储油装置作业前,应按照 5.3.3.4 的要求执行。

5.3.4.6 原油外输作业过程中,穿梭油轮应服从作业者指挥与检查。

5.3.4.7 外输作业期间浮式生产储油装置应有专人进行检查和维护惰性气体系统和透气系统,应保持惰性气体总管内气体的含氧量(以体积计)不超过 5% 向所有货油舱、污油舱、含油的污水舱以及任何特定的应有惰性气体保护的舱室供气。

5.3.4.8 应明确穿梭油轮与浮式生产储油装置连接和解脱的环境条件。

5.3.4.9 浮式生产储油装置与软管之间、软管与软管之间、软管与穿梭油轮之间,应连续地保持导电连接。

5.3.4.10 浮式生产储油装置在生产期间,未经现场主要负责人批准,不应给处于惰化条件的舱室除气或进入上述舱室。

5.3.4.11 清洗舱及除气作业应制定作业计划,评估火灾与爆炸、中毒和窒息等风险,采取相应的措施,人员进舱前应进行舱内气体检测。

## 5.4 移动生产平台

### 5.4.1 方案与设计阶段

5.4.1.1 应明确作业工况、自存工况、迁航工况等环境条件参数。

5.4.1.2 应明确移动生产平台操作功能要求,包括但不限于拖航、就位、连接、撤离、拆除、移位。

5.4.1.3 应进行地基承载能力和平台抗滑稳性的计算。

5.4.1.4 就位前应进行插拔桩能力和刺穿分析。

### 5.4.2 工程建造阶段

应按照 5.1.2 的要求执行。

### 5.4.3 试生产阶段

5.4.3.1 试生产应按照 5.1.3 的要求执行。

5.4.3.2 移动生产平台应取得相应平台检验证书。

5.4.3.3 移动生产平台的油气处理系统应经发证检验机构检验合格,取得符合证书。

5.4.3.4 移动生产平台上应有经发证检验机构同意的操作手册。

5.4.3.5 应制定进出机泵舱及其他特殊区域的管理制度。

5.4.3.6 有穿梭油轮原油外输作业的,开展首次外输作业前,作业方案应经作业者审查,确认穿梭油轮及移动生产平台的安全生产技术条件,操作规程与应急处置的要求,落实作业海域其他船舶航行情况及自然环境限制条件。

### 5.4.4 生产阶段

5.4.4.1 油气水处理系统应按照 5.1.4.4 的要求执行,有井口装置的移动生产平台还应按照 5.1.4.3、5.1.4.7 的要求执行。

5.4.4.2 有穿梭油轮原油外输作业的,应按照 5.3.4.5~5.3.4.9 的要求执行。

5.4.4.3 有井口装置的移动生产平台移位前应对井口采取有效的安全措施或完成弃井作业。



## 6 海洋石油作业设施

### 6.1 物探船(气枪震源船)

6.1.1 物探船应取得相应船舶检验证书。船员应按有关主管部门要求取得适任证书。

6.1.2 震源系统的主要压力容器和装置、震源的拖曳钢缆和绞车、电缆绞车、炮缆绞车、阵列收放行车及辅助绞车等设备应定期进行安全检查,检查周期不应大于3个月。

### 6.2 自升式钻(修)井平台

6.2.1 应取得相应平台检验证书。

6.2.2 应设置有效的助航标识灯及航空障碍灯。

6.2.3 钻机、修井机应至少设置两套独立的防碰天车装置。

6.2.4 钻台应设置至少两个安全逃生通道,未配置自动化排管系统的井架二层台应设置紧急逃生装置。

6.2.5 旋转系统应配置锁紧和制动装置。

6.2.6 提升系统应满足以下要求。

——钢丝绳滑轮设置防跳槽装置。

——设置制动和防碰撞装置。

6.2.7 循环系统应满足以下要求。

——顶部敞开的泥浆舱设置通风系统,封闭式泥浆舱应设置透气口。

——高压软管两端设置安全绳(链)。

6.2.8 动力系统应满足以下要求。

——每台柴油机排气口设置火花捕捉装置。

——电传动控制系统具有故障报警指示并具备紧急关停功能。

6.2.9 其他系统应满足以下要求。

——配置气、液、电等控制系统的故障报警装置。

——配置内部通信系统和视频监控系统。

——火灾探测报警系统符合规范要求。

### 6.3 半潜式钻井平台

6.3.1 应取得相应平台检验证书。

6.3.2 应设置有效的助航标识灯及航空障碍灯。

6.3.3 钻具补偿器系统应配备速闭阀或者缓冲装置。

6.3.4 钻(修)井系统应满足6.2.3~6.2.9的要求。

6.3.5 水下井控系统应配置分流器、水下防喷器组、节流压井管汇等设施。

6.3.6 具有在水深大于500 m海域作业能力的深水钻井平台应设置防水合物装置。

6.3.7 水下防喷器组应安装水下储能器,并设置互为备用的双控制盒系统。

6.3.8 防喷器组及管汇系统安装好后应分别进行功能及压力测试。

6.3.9 应明确安全作业边界条件和应急解脱措施。

### 6.4 起重船

6.4.1 应取得相应船舶检验证书。船员应按有关主管部门要求取得适任证书。

6.4.2 在起重机的危险部位,应有安全标志。

6.4.3 起重机械安全装置的要求如下。

- 起升机构均应装设起升高度限位器。
- 运行方向应装设运行行程限位器。
- 极限位置处应设臂架低位置和高位置的幅度限位器。
- 起重机应设有超负荷保护。
- 具有变幅机构的起重机械,应装设幅度指示器(或臂架仰角指示器)。

6.4.4 对起重设备进行维护、保养和检查,应作好记录。

## 6.5 铺管船

6.5.1 应取得相应船舶检验证书。船员应按有关主管部门要求取得适任证书。

6.5.2 铺管作业前,应对托管架、张紧器及其控制系统、管线收放绞车进行安全检查,并按照操作维护规程使用和维护。

6.5.3 铺管船如具备起重功能,还应符合 6.4 的要求。

## 6.6 海上生活作业支持设施

6.6.1 应取得相应船舶检验证书。船员应按有关主管部门要求取得适任证书。

6.6.2 作业前,作业者应与生活作业支持设施管理单位进行安全交底,安全交底应至少包括以下内容:

- 风险提示及海区水上水下设施/管道/电缆情况;
- 被服务设施的技术参数及靠泊(就位)要求;
- 海区自然环境条件和地质调查资料;
- 就位方案、设施资料、拖航方案和应急预案;
- 应急预案桥接文件、双方现场负责人沟通联络机制。

6.6.3 应根据被服务设施要求,明确海上生活作业支持设施甲板禁止动火区域,并告知全体员工。

6.6.4 海上生活作业支持设施应配备安全设施,定期对安全设施进行检查,保存检查记录。

## 7 作业管理

### 7.1 物探作业



7.1.1 应制定气枪震源船震源系统的操作维护规程,至少包括空压机、气枪及控制系统、高压管系等部分。

7.1.2 物探作业前应对作业工区进行踏勘,分析作业风险,制定相应控制措施和应急预案。

7.1.3 应对气枪震源船的震源系统进行开工前安全检查,并按照操作维护规程使用和维护。

7.1.4 气枪震源高压系统内的高压软管应根据产品的使用周期,按时进行更换。

7.1.5 物探船进入作业工区后,应针对气枪震源作业高压伤害现场处置方案进行演练。

7.1.6 气枪震源作业要求如下。

- 气枪震源船上的高压作业区域应设置隔离警示。
- 高压供气面板四周应设置防护设施。
- 拖缆作业震源周围 5 km 之内不应进行潜水作业。
- 在甲板上试枪,应进行无压试验;气枪在升、降过程中,在水面上、下 1 m 范围内,压力应控制在 3.45 MPa(500 psi)以下,提升至甲板前应排空高压管汇和枪内的气体,沉枪达到工作深度后,方可将气压调到工作压力。

## 7.2 钻井作业

### 7.2.1 地质设计

7.2.1.1 地质设计应根据地质资料进行风险评估并编制安全提示。

7.2.1.2 地质设计应提供区域地质资料、地层压力、漏失压力、破裂压力、坍塌压力、地层流体性质、浅部断层、浅层气、古河道、海床陡坡等的预测及岩性剖面资料。

7.2.1.3 地质设计应提供邻井的油、气、水显示和复杂情况资料,并注明含硫化氢、二氧化碳地层深度和预计含量;应提供已钻井的测井解释成果、地层测试及试油、气资料。探井应提供相应的硫化氢、二氧化碳预测资料。

7.2.1.4 含硫化氢地层、严重坍塌地层、塑性泥岩层、严重漏失层、盐膏层和暂不能建立压力曲线图的裂缝性地层、受老区回注井(包括注水、注热、注气和注聚)影响的调整井均应根据实际情况确定各层套管的必封点深度。

### 7.2.2 工程设计

7.2.2.1 工程(工艺)设计应依据地质设计和邻井钻井有关资料编制,并应对地质设计中的风险评估、安全提示及所采用的工艺技术等制定相应的安全措施。

7.2.2.2 井身结构的安全技术要求如下。

——应根据土壤力学数据结构分析结果或邻井资料,确定隔水套管最小入泥深度。表层套管下深应能封隔浅部复杂层段,技术套管下深应考虑防止喷、漏、塌、卡的需要。

——套管柱强度设计应符合安全系数要求。根据地层压力、岩石性质和井内流体介质性质选择套管类型、防腐级别和性能指标。

——各层套管固井水泥返高设计应符合安全要求。表层套管固井水泥应返至泥线。

7.2.2.3 钻井液的安全技术要求如下。

——应根据地质资料和钻井要求,设计钻井液类型和性能指标。

——应储备一定数量的高密度钻井液或加重材料,含硫化氢油气井还应按设计储备除硫剂。

7.2.2.4 应根据邻井资料,进行碰撞风险分析,制定防碰措施。

### 7.2.3 钻(修)井平台就位

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。

7.2.3.2 自升式平台插桩与压载应按照操船手册执行。

7.2.3.3 自升式平台下放桩腿前应清理升降装置周围的障碍物,确认解锁锁紧装置。

7.2.3.4 半潜式平台确定井位后,就位前应摸排就位区域的海底管道、电缆和生产设施。

7.2.3.5 半潜式平台进场之前,考虑井场海况包括海流、风向、风速等因素,应确定进场方向以及布锚顺序。

7.2.3.6 半潜式平台就位艏向选择时,需要考虑季风对平台的影响,同时兼顾拖轮靠离泊以及起降直升飞机等辅助工作,还需要确保生活区处于上风或侧风一侧。

### 7.2.4 钻进、起下钻和甩钻具

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技術交底。

7.2.4.2 开钻前应储备充足的井控应急物资。

7.2.4.3 应对异常情况进行监控并及时处置。



7.2.4.4 每个班次应检查大绳、绞车、防碰装置、刹车系统、井口工器具等关键设备设施和安全设施。

7.2.4.5 钻井作业期间,应指定专人注意观察井内溢流及漏失情况,做好井控工作。钻进过程中根据井内溢流或漏失情况,调整钻井液性能。

7.2.4.6 起下钻应控制速度,减少压力波动,起钻过程应及时灌注钻井液。

7.2.4.7 甩钻具作业前应检查钻井大绳、绞车、防碰装置、刹车系统、井口工器具等设备设施和安全设施。根据钻机类型、设备设施、甩钻具工序以及天气和季节因素,制定并落实物体打击、机械伤害、高处坠落、其他伤害等重点安全风险防控技术措施。

## 7.2.5 钻开油气层

7.2.5.1 钻开油气层前,现场组织钻开油气层前检查验收工作,并符合以下要求。

- 应按钻井设计确认井控和防硫化氢措施的落实情况。
- 应确认井控装置符合钻井设计要求,性能可靠。
- 钻具组合应符合井控要求。
- 应按设计要求进行套管压力试验、地层破裂压力试验或地层完整性试验。
- 应保证设备设施满足施工要求。

7.2.5.2 钻开油气层或打(射)开目的层应经作业者批准。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。

7.2.5.3 油气层钻进过程中应加强气侵检查,控制油气上窜速度满足安全作业需要。

7.2.5.4 钻开油气层后应执行以下规定:

- 起钻前充分循环井内钻井液,使其性能均匀,进出口密度差不大于  $0.02 \text{ g/cm}^3$ ;
- 加强可燃气体的监测和火源、热源的管理;
- 下套管时,注意观察钻井液的返出情况,根据井下情况采取相应的处理措施;
- 掌握钻井参数、钻井液变化情况及井下油气上窜速度。

## 7.3 录井作业

7.3.1 录井仪器房应保持正压,配备火灾、可燃气体、硫化氢等探测报警装置,具备声光报警功能。

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。

## 7.4 测井作业

7.4.1 下井仪器、射孔器材应符合设计要求。测井作业前,应确认已安装防喷器且已通过压力测试。

7.4.2 射孔起爆装置应有安全防护技术措施。

7.4.3 钻具输送或电缆测井应针对仪器种类、仪器连接方式、输送速度、输送过程、地层温压特性、井眼轨迹及井壁质量等条件制定落实风险管控措施。

7.4.4 带压作业或使用电缆防喷器施工时,打开井口阀门前应检查井口防喷器的连接及密封状况;手动开关阀门时应侧身操作。

7.4.5 射孔枪组装、拆卸时与井口应保持安全距离。油管传输射孔器总成与起爆装置之间应有安全隔离装置或空的枪段。

7.4.6 未引爆的射孔器应由专业人员在井口卸下起爆装置,转移至安全地点后再进行处理。

7.4.7 解卡作业时,除指挥人员和操作人员外,其他人员不应进入作业区域。

7.4.8 施工结束后,应及时下入管柱,不应空井等候。

## 7.5 井下作业

### 7.5.1 设计

7.5.1.1 作业前,应制定中毒、井喷、火灾、爆炸等事故及复杂情况的管控措施,应由作业者认可的单位编制地质设计和工程(工艺)设计并按程序审批。

7.5.1.2 地质设计应根据风险评估结果编制安全提示。风险评估包括本井的地质、钻完井资料、历次井下作业情况、前期生产动态情况、邻井情况等;安全提示包括邻井或本区域的硫化氢、二氧化碳含量和异常高(低)压情况等。

7.5.1.3 工程(工艺)设计应根据地质设计编制,并根据地质设计中的风险评估、安全提示和工艺技术制定安全管控要求。明确作业井井控风险级别及含硫化氢、二氧化碳井的安全管控要求。

7.5.1.4 工程(工艺)设计应根据地质设计提供的地层压力和流体性质,计算预测井口最大关井压力,确定井控装置压力等级配套设计和修(压)井液性能、类型、数量、压井要求等。

7.5.1.5 施工设计应根据地质设计的安全提示和工程(工艺)设计的安全管控要求,制定施工步骤、技术要求、井控设计。

7.5.1.6 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。

### 7.5.2 施工作业

7.5.2.1 作业前应进行开工验收和技术交底。

7.5.2.2 打开油(气)层前,作业者和承包者应确认井控和防硫化氢措施的落实情况。

7.5.2.3 高压、高含硫、高产油气井修井作业,打开目的层应经作业者批准。

7.5.2.4 应按设计配制压井液,并保持压井液性能稳定。高压、高含硫、高产油气井现场配制的压井液密度和 pH 值及储备加重压井液、加重剂应符合设计要求。

7.5.2.5 测试与诱喷的要求如下:

- 测试时,应执行设计中的压力控制要求;
- 测试树及阻流管汇在每层测试前应重新试压;
- 气举或混气水诱喷不应使用空气气举。若使用天然气诱喷,分离出的天然气应烧掉或进入集输系统;
- 燃烧放喷时应根据风向及时切换燃烧器,确保顺风燃烧。

### 7.5.3 压裂、酸化作业

7.5.3.1 作业前应设置高压区域,并摆放安全警示标志。对作业人员进行技术和安全交底,检查设备设施、人员防护装备和消防措施。

7.5.3.2 按设计要求配备高低压管汇、施工泵组。地面与井口连接管线和高压管汇,应按设计要求试压合格。

7.5.3.3 压裂施工时,井口装置应用钢丝绳绷紧等手段进行有效固定。

7.5.3.4 排液过程中应对出口进行有毒有害气体监测,作业人员应落实安全防护措施。

## 7.6 海上安装作业

### 7.6.1 通用要求

7.6.1.1 在海上吊装、浮托安装等重大作业前,应组织施工方案审查、技术交底和作业安全分析(JSA),

落实审查意见和安全管控措施,应按照批准的施工方案进行施工,并建立相关过程记录。

7.6.1.2 吊装、浮托安装等重大作业前,应组织联合检查。

7.6.1.3 海上作业前,应对气象和海况条件进行安全评估并保持相应记录,并依据气象信息及潮汐预报,选择合适的作业窗口。

7.6.1.4 存在联合作业时,作业者应组织承包者编制联合作业专项实施方案及安全管理计划,明确各方安全管理责任和界面,组织联合作业风险分析,制定联合作业相关应急预案,组织应急演练。

## 7.6.2 吊装

7.6.2.1 作业前应进行方案设计,设计文件经作业者和发证检验机构批准。

7.6.2.2 作业前,应对起重机械、结构物的吊点、吊索具进行检查,确保处于完好状态。

7.6.2.3 作业前,应对起重机司机、起重机指挥进行资格确认。

7.6.2.4 作业前,应对吊装区域内的安全状况进行检查。警戒区域以及吊装现场应设置安全警戒标志或警戒线,并设专人监护,非作业人员不应入内。

7.6.2.5 遇到大雪、暴雨、大雾以及6级以上(含6级)大风时,不应安排吊装作业。

## 7.6.3 浮托安装

7.6.3.1 作业前应进行方案设计,设计文件经作业者和发证检验机构批准。

7.6.3.2 作业前,作业指导性与计划性文件应经作业者审核同意。承包者应明确岗位任职、操作规程与应急处置的要求,落实作业海域其他船舶航行情况及自然环境限制条件、作业人员安全能力及施工船舶安全状态,并明确需要关注的风险管控内容、应急处置措施及其应急准备清单。

7.6.3.3 作业前应对关键设备进行安全检查,检查内容包括但不限于:通信设备、电力保障系统、调载设备、定位设备、锚泊设备、施工机具,确保处于完好状态。

7.6.3.4 作业前应确认24h及48h的天气预报满足作业要求,确保水深、风速、潮汐、波浪、海流满足设计文件要求。

7.6.3.5 作业过程中进船、压调载、退船等关键作业过程船舶与平台的间隙应满足设计文件要求,确保作业过程安全。

## 7.6.4 滑移下水

7.6.4.1 作业前的相关工作应满足7.6.3.1和7.6.3.2的要求。

7.6.4.2 作业前应进行海底地貌调查,确保导管架就位位置平整无障碍物。

7.6.4.3 作业前应对关键设备进行安全检查,检查内容包括但不限于:通信设备、电力保障系统、调载设备、定位设备、施工机具、拖带系统、起重机械、扶正吊点、吊索具及导管架附属系统,确保处于完好状态。

7.6.4.4 作业前应确认72h的天气预报满足作业要求,确保水深、风速、潮汐、波浪、海流满足设计文件要求。

7.6.4.5 警戒区域应设置安全警戒标志或警戒线,并设专人监护,非作业人员不应入内。

7.6.4.6 导管架下水过程中湿拖缆绳张力应满足设计文件要求。

## 7.7 弃置作业

7.7.1 弃置施工前,弃置施工设计和专项施工方案的安全技术措施应经过发证检验机构审查同意。

7.7.2 水下结构及设施的拆除应根据水深、水下生产系统的实际情况选用适宜的拆除方法。

7.7.3 弃置施工所必需的吊点、节点等重要受力结构的预制及安装应经过发证检验机构检验合格。

7.7.4 水上结构及设施拆除应在弃井作业完成后进行。拆除前,应对存在倒塌、坠落风险的设备、管线及结构件采取固定措施。

7.7.5 设施弃置经有关主管部门确认后,不应再纳入海洋石油生产设施管理。



### 参 考 文 献

- [1] GB/T 14090—2020 海上油气开发工程术语
- 





