



中华人民共和国国家标准

GB/T 21412.1—2010/ISO 13628-1:2005

石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第1部分：一般要求和推荐做法

Petroleum and natural gas industries—
Design and operation of subsea production systems—
Part 1: General requirements and recommendations

(ISO 13628-1:2005, IDT)

2010-09-02 发布

2010-12-01 实施



中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会

发布

目 次

前言 I

引言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语、定义及缩略语 1

4 系统和接口描述 5

5 设计 6

6 材料和腐蚀保护 28

7 制造和测试 33

8 操作 35

9 文档 43

附录 A (资料性附录) 水下生产系统描述 44

附录 B (规范性附录) 颜色和标记 111

附录 C (资料性附录) 水下生产设备的完整性试验 116

附录 D (资料性附录) 典型的试运转程序 120

附录 E (资料性附录) 操作文档 123

附录 F (资料性附录) 数据表 126

附录 G (资料性附录) 结构、工艺阀门和管道 132

附录 H (资料性附录) 水下油田开发中的系统工程 134

附录 I (资料性附录) 流动安全保障注意事项 136

附录 J (资料性附录) 屏障原理 155

附录 K (规范性附录) 提升装置和常压结构组件的要求和推荐做法 158

参考文献 161

前 言

GB/T 21412《石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作》目前包括以下十一部分：

- 第1部分：一般要求和推荐做法
- 第2部分：水下挠性管系统¹⁾
- 第3部分：过出油管(TFL)系统
- 第4部分：水下井口装置和采油树设备
- 第5部分：水下脐带缆
- 第6部分：水下生产控制系统
- 第8部分：水下生产系统中遥控作业机器人(ROV)接口
- 第9部分：遥控作业工具(ROT)维修系统

以下部分正处在起草阶段：

- 第7部分：修井/完井立管系统
- 第10部分：连接挠性管的详细说明
- 第11部分：水下挠性管系统

本部分是GB/T 21412的第1部分，本部分等同采用ISO 13628-1:2005《石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第1部分：一般要求与推荐做法》(英文第2版)。

本部分附录B、附录K为规范性附录，附录A、附录C、附录D、附录E、附录F、附录G、附录H、附录I、附录J为资料性附录。

本部分由中国石油天然气集团公司提出。

本部分由中国石油标准化技术委员会海洋石油工程专业标准化技术委员会归口。

本部分起草单位：中海石油研究中心。

本部分主要起草人：李清平、姚海元、肖亚飞、白玉湖、喻西崇。

1) 未修订。

引 言

本部分旨在为石油天然气工业各个领域开发应用水下生产系统提供一般要求、推荐做法和使用指南。为了满足油气田的特殊要求、简化和完善决策过程,本部分中所规定的基本要求为用户提供了多种选择,并不是代替个人的工程经验,同时,在非强制执行的场合,可为方案优化起到积极的指导作用。

石油天然气工业

水下生产系统的设计与操作

第1部分：一般要求和推荐做法

1 范围

本部分制定了整套水下生产系统从设计到废弃各个阶段的一般要求和推荐做法,作为一个纲领性文件用于指导和制定涉及到水下生产系统各个组成部分更为详细要求的子系统标准。同时,对于子系统标准内未包括的某些部分,如系统设计、结构、管汇、吊装设备、以及颜色和标记等,也给出了较为详细的要求。

水下生产系统由一个或多个生产油气的水下井口、所依托的给定的处理设施(固定平台、浮式设施、水下设施),或岸上处理设施等各个子系统,或通过注水/气开发的水下井口等部分组成。本部分及其子系统标准的适用范围将在第四章中说明。

对那些应用范围有限的特种设备,如密闭在干式舱中的组合式采油树、采油树和管汇等,这里未做专门讨论,但本部分中的相关条款同样适用于这类设备。

如本部分的要求与其相关补充部分的要求冲突或不一致时,则优先考虑补充部分的特殊要求。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过 GB/T 21412 的本部分的引用而成为本部分的条款。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部分,然而,鼓励根据本部分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部分。

GB/T 19190—2003 石油天然气工业钻井和采油提升设备(ISO 13535:2000, IDT)

GB/T 21412.4—2008 石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第4部分:水下井口装置和采油树设备(ISO 13628-4:1999, IDT)

GB/T 21412.6—2009 石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第6部分:水下生产控制系统(ISO 13628-6:2000, IDT)

ISO 3506-1 碳钢和合金钢制紧固件的机械特性 第1部分:螺钉、螺杆、柱头螺栓

ISO 3506-2 耐腐蚀不锈钢制紧固件的机械性质 第2部分:螺帽

ISO 10423 石油和天然气工业 钻采设备 井口装置和采油树

ISO 13628-5 石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第5部分:水下脐带缆

ISO 13628-7 石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第7部分:完井/修井立管系统

ISO 13628-8 石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第8部分:水下生产系统中遥控作业机器人(ROV)接口

ISO 13628-9 石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第9部分:遥控作业工具(ROT)维修系统

API RP 2A 推荐规划实践,海上固定平台设计和建造台 工作应力设计 第21版

DNV2.7-1 海上货运集装箱

3 术语、定义及缩略语

本部分采用下列术语、定义和缩写。

3.1 术语和定义

3.1.1

屏障 barrier

屏障是密封一个压力边界的主要组成部分,其目的是防止生产/注入液的意外溢出,尤其是流到外部环境中。

3.1.2

深水 deep water

通常指水深 610 m(2 000 ft)到 1 830 m(6 000 ft)。

注:由于任何物理环境可能因水深而变化,“深水”术语的使用意味着可能有必要考虑设计/技术更替。

3.1.3

起始点连接 first-end connection

生产管线或脐带缆安装过程的起始点连接。

3.1.4

管线 flowline

生产/注入管线,作业线或流体管道。

注:本部分中,该术语用来描述管线相关的一般方案或情况。

3.1.5

跨接缆 flying lead

用于将水下设施连接在一起的末端带有终端接口(包括各种管线连接器)的、非涂层的脐带跨接缆。

注1:跨接管通常用于连接例如水下采油树的水下控制模块和水下控制分配单元。

注2:这种类型的脐带跨接缆重量轻,因此可以从水下的供应箱中选择,然后用遥控作业机器人安装到指定位置。

3.1.6

挠性跨接管 jumper

两端带有对接连接器的挠性短管。

注:挠性跨接管通常用于连接管线/水下设施,例如将一条海底管线连接到安装在生产平台上的固定立管。

3.1.7

过程阀 process valve

位于采油树翼阀下游生产路径上的阀门。

3.1.8

拉头 pull-in head

用于终止出油管线或脐带管末端的设备,以便从船上加载/卸载,并通过一个 I 型/J 型管将其沿海底牵引。

3.1.9

末端连接 second-end connection

在管线或脐带缆安装过程的终点连接。

3.1.10

刚性跨接管 spool

两端带有对接头的刚性短管。

注:刚性跨接管通常用于连接海底管线/水下设施,例如将一个水下采油树连接到水下管汇。

3.1.11

超深水 ultra-deep water

水深超过 1 830 m(6 000 ft)。

注1:由于任何物理环境可能因水深而变化,“超深水”的使用意味着可能有必要考虑设计/技术更替。

注2:在描述温度和压力等级时,使用了适用于子系统的国际标准和其他有关标准和设计规范的定义。

3.1.12

脐带跨接管 umbilical jumper

用于将水下设施连接在一起的、末端带有终端金属接口的(包括各种管线的连接器)脐带短管。

注:脐带管跨管通常用于如将水下脐带管终端连接到水下脐带管分配单元。

3.2 缩略语

AAV 环空进入阀
 AC 交流电
 ADS 常压潜水系统
 AIV 环空隔离阀
 AMV 环空主阀
 API 美国石油协会
 ASV 环空抽油阀
 AUV 智能水下机器人
 AWS 美国焊接协会
 BOP 防喷器
 CRA 耐腐蚀合金
 C/WO 完井/修井
 DC 直流电
 DFI 设计、制造与安装
 DHPTT 井下压力和温度传感器
 DNV 挪威船级社
 EDP 紧急解脱组件
 ESD 紧急关断
 ESP 电潜泵
 FAT 出厂验收试验
 FMEA 失效模式和效果分析
 FPS 浮式生产储油装置
 FPU 浮式生产装置
 GOR 油气比
 GVF 含气率
 HAZOP 危险体可操作性分析
 HBW 布氏硬度试验
 HIPPS 高完整性管线保护系统
 HPU 液压动力单元
 HV 维氏硬度
 HXT 水平采油树
 ID 内径
 IPU 管道和脐带缆总成
 LMRP 底部立管总成(用于钻井)
 LPMV 底部生产主阀
 LRFD 载荷阻力系数法
 LRP 底部立管总成(用于修井)
 LWI 轻型修井作业

MEG 乙二醇
MIV 甲醇注入阀
MODU 移动式海上钻井平台
MPFM 多相流量计
MPP 多相泵
NACE 美国腐蚀工程师协会
OTDR 光时域反射计
PCS 生产控制系统
PGB 永久导向基座
PIV 生产隔离阀
PLEM 管线终端管汇
PLET 管线终端
PLS 塑性极限
PMV 生产主阀
PRE 耐点蚀当量
PSD 生产关断
PSV 生产抽汲阀
QRA 量化风险评估
RAL 德国油漆工业中采用的一种色系
ROT 遥控作业工具
ROV 遥控作业机器人
SAS 安全和自动化系统
SCM 水下控制模块
SCSSV 地面控制的井下安全阀
SEM 水下电子模块
SIL 安全完整性级别
SITHP 关井油管头压力
SSIV 水下隔离阀
SSP 水下处理系统
SUDU 水下脐带缆分配单元
SUT 水下脐带缆终端
SXT 水面采油树
TFL 过出油管
TGB 临时导向基座
TH 油管挂
TRT 采油树作业工具
ULS 极限状态
UNS 统一编码系统
UPMV 上部生产主阀
UPS 不间断电源
VXT 立式采油树
WAT 析蜡温度
WHP 井口压力

WOCS 修井控制系统
WOR 修井立管
XOV 转换阀
XT 采油树

4 系统和接口描述

4.1 概述

- 4.1.1 本条款总体描述了水下系统及其主要组成部分,定义了子系统间的接口和相应的规范要点。
- 4.1.2 水下生产系统的应用范围很广,从通过一条海底管线回接到固定平台或岸上设施的单个卫星井,到集中管汇上或丛式井管汇上多井系统通过水下处理/混输设施回接到固定平台或浮式平台、或直接回接到岸上设施。
- 4.1.3 典型水下生产系统的主要组成部分见图 1。各部分的进一步描述参见附录 A。
- 4.1.4 详细要求在下列条目和本部分的子系统标准中给出。某些特殊要求只在本部分中给出。它们适用于系统总体设计、材料、结构、管汇管道、颜色和标记以及吊装设备。

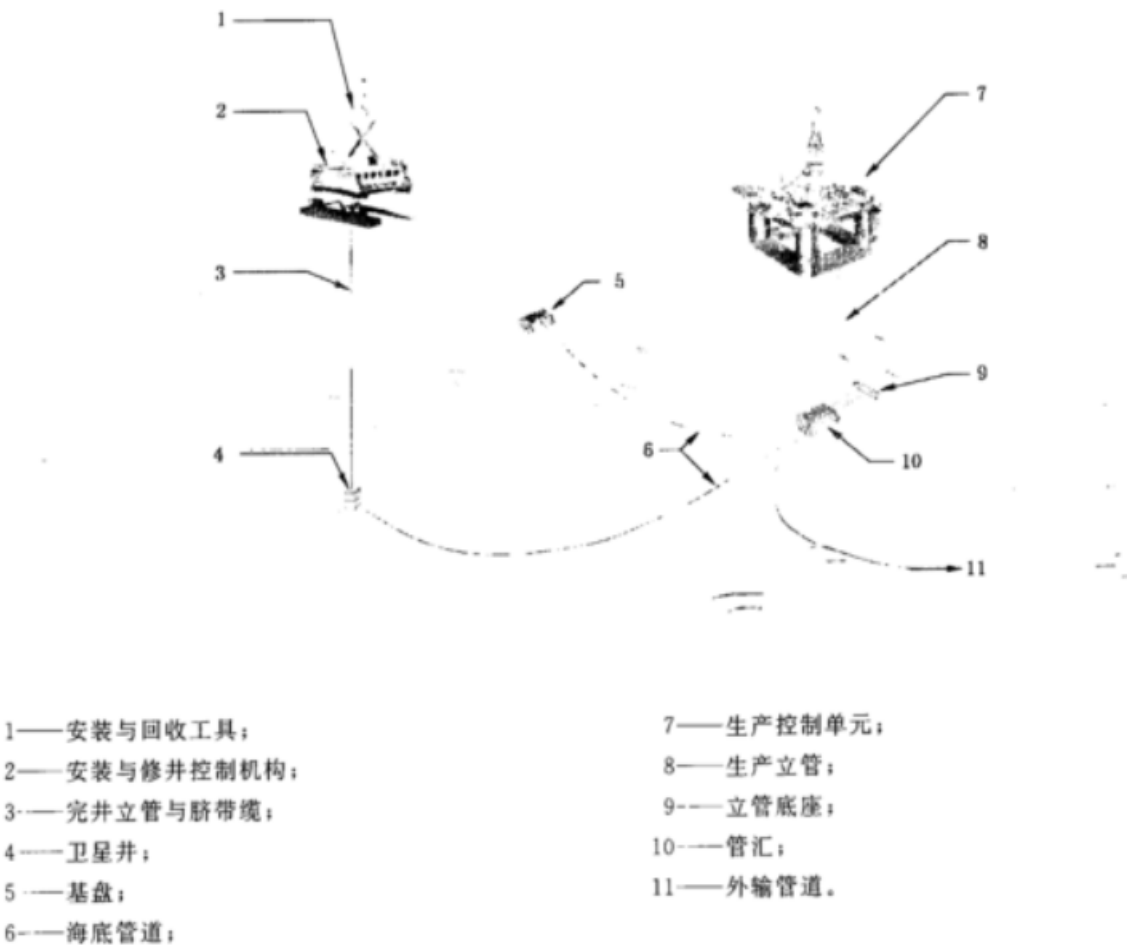


图 1 典型的开发方案

4.2 系统描述

- 4.2.1 水下生产系统可以用于需从一个以上井位钻井的全部或部分油气藏,在深水和超深水情况下,传统的水面设施如导管架平台由于水深关系可能在技术上和经济上都不可行,从而潜在地要求通过水下生产系统进行油气田开发。
- 4.2.2 水下设备也可用于各种形式的处理/维持油气藏压力的注水/注气。
- 4.2.3 水下生产系统或注入系统主要包括以下几部分:

- 用于定位和支持各种设备的基础结构/基盘；
- 一个或多个配有相应套管串的井口系统，为油井提供的基本的基础结构和压力控制系统；
- 一个或多个带有流量和压力控制阀的水下采油树；
- 一个油井进入系统，用于最初的安装和废弃，及需要进入水下井口的各种维护作业；
- 一套具有远程监测和各种水下控制功能的生产控制系统；
- 一根可能包括电力和信号导线、液压控制/作业流体及各种需注入生产流体中的化学药剂管道的脐带缆；
- 一个汇集控制不同流体的管汇系统；
- 多相流量计、砂检测计/泄漏检测装置；
- 水下处理设备，包括流体分离装置/泵、压缩机；
- 一个或多个在水下设施和依托设施间传输生产/注入流体的海底管道；
- 保护管线压力不超过关井压力等级的高完整性管线保护系统；
- 一个或多个在各种海底管线和依托处理设施间传输生产/注入流体的立管；
- 修井和检查，维护和修理上述所定义设备；
- 水下保护结构；
- 保护垫；
- 清管球发射/接收器；
- 压力和温度监测装置；
- 配电设备；
- 回接短管和跨接管；
- 管线和跨接管保护装置（空气垫，岩石填埋，挖沟，监视室等）；
- 以立管为基础的水下隔离阀。

4.2.4 需要从硬件和功能上将水下生产系统各组件连接在一起，包括：

- 完井设备，包括地面控制的井下安全阀，每一个井下压力表、温度计或化学药剂注入系统，以及任何其他互动式元件，例如远程操作的滑套和相应设备；
- 依托处理设施，包括段塞抑制控制装置。

4.3 子系统接口

4.3.1 某些系统和系统要素的接口，例如很多情况下确定正确的设计标准是困难的。为了避免系统设计的不一致性和随后的合同纠纷，建议在早期注重和明确这些领域和相关标准。

4.3.2 典型的系统和接口区域应包括：

- 采油树到出油管线/脐带缆/管汇；
- 采油树修井立管到完井系统；
- 采油树到或海底立管；
- 采油树控制系统的接口。

4.3.3 此外，系统依赖的薄弱点应给出定义和认可。

5 设计

5.1 概述

5.1.1 进行水下生产系统设计时，应采用系统的方法综合考虑水下生产系统的安装、操作、检测、维护、维修和废弃要求。

5.1.2 在设计初期，要考虑到将来扩大生产的需要。

5.1.3 水下生产系统的设计应综合考虑油气田发展各个阶段的需要、油田运行的需要、设计数据和水下生产系统安装位置的设计载荷。相应的信息应放在数据表中，典型的数据表参见附录 F。

5.1.4 下面将介绍水下生产系统设计所需要的典型信息。

5.2 设计准则

5.2.1 环境数据

5.2.1.1 概述

进行水下生产系统安装位置和回接到处理设施的海底管道设计时所需的典型环境数据如下。

5.2.1.2 海洋数据

- 水：深度、可见度、盐度、温度、最低天文潮、最高天文潮、电阻率、含氧量、pH 值、密度、比热容、涌浪和风暴潮；
- 海流：流速、剖面、方向、分布和出现周期；
- 海床：土壤描述、磨擦角、土壤剪切强度、深度剖面 and 承载能力、麻坑、浅层气情况、地震数据、海床地貌、漩涡条件下的稳定性、电阻率、密度、海洋生物、水下障碍、火山、泥石流、冲刷、微地形学、海床水合物、导热系数、摩擦因素、岩性。

5.2.1.3 气象数据

- 波浪：波高、波长、频率、方向、分布和重现期；
- 气象：空气温度、风速、风向、分布和重现期；
- 冰山：大小、出现频率、方向、速度。

5.2.2 油藏和流体数据

在整个油气田生产周期内不同区域所要求的典型数据有：

- 油藏特性(沉积物和水数据：油藏深度、油藏类型、油田寿命)；
- 油藏渗流信息；
- 生产特性(流动/关井压力、温度、密度、GOR、含水率、沸点、化学组成、腐蚀性(H_2S 和 CO_2 摩尔分数)、砂、乳化性、蜡含量、WAT、沥青质含量、水合物、流量、API 重度、氯化钠/盐度/生产水 pH 值、黏度、浊点、倾点、结垢、地层水矿化度)；
- 注入特性(浑浊度、油在水或气中的溶解度、结垢趋势、压力、温度、腐蚀性、过滤要求)。

参见附录 F 中数据表 F.1。

5.2.3 完井数据

钻井作业、相应的完井和修井作业时所需要的信息如下。

注：根据油气田的具体情况，下面信息将适用于设计的不同阶段：

- 井口详细资料，如尺寸、压力等级；
- 井口类型，如水下井口、泥线悬挂、混合型等；
- 钻井和套管程序；
- 水下防喷器和钻井立管系统的详细资料，如尺寸、压力等级等；
- 导向基座的详细资料；
- 井口标高和方位；
- 设备安装系统：如有导向缆或无导向缆、遥控作业机器人、遥控作业工具、常压潜水系统和潜水作业系统；
- 井口系统潜在的钻井载荷；
- 完井/修井立管类型：双管、单管、同心管等，以及应力结点的连接、紧急解脱组件/采油树作业工具、底部立管总成(用于修井)和油管挂作业工具；
- 油管和堵头短节的相关信息；
- 井下控制和监测要求(如阀、泵、套筒、压力、温度和流动参数)；
- 油井隔离要求；
- 油管挂系统和设计，如机械或液压装备、尺寸、结构等；
- 完井/修井立管设施，如水下采油树的安装、油管挂的安装、钢丝绳、连续油管、制动和作业、油井增产、清洁和测试等。

5.2.4 工艺和运行数据

通常在油田整个生命周期内需要的工艺和运行数据如下:

- 生产系统要求(流量、流型、流动控制要求、井口和工艺处理系统处压力(流动和关井)和温度、保温、循环和加热要求);
- 注入系统(水/气)要求:流量、流型、流动控制和过滤要求、井口和工艺处理系统处压力(流动和关井)和温度;
- 化学药剂注入要求(流体的类型和特性、注入流量、流动控制要求,井口和工艺处理系统处压力(流动和关井)和温度;
- 关井要求(井控要求、紧急关断要求、压井液/修井液、注入流量、井口、钻井船和工艺处理设施的温度和压力,启动和关闭时的水合物控制措施,高完整性管线保护系统);
- 管线清洗要求(环路清管/双向清管);
- 油井管理要求(流动控制要求、限产、试井/测井要求);
- 检测要求(需执行的检测类型、检测频率、路径要求、智能清管要求和隔离测试);
- 维修要求(修井方法、遥控作业机器人、遥控作业工具、常压潜水服和潜水);
- 修井频率(修井作业类型和所采用的方法);
- 同时钻井和生产要求;
- 废弃要求(堵井和废井)。

5.2.5 依托设施的数据

水下生产系统与依托设施之间的接口和设施的相关接口信息如下:

- 依托设施的类型,如固定平台、浮式生产设施和陆上终端;
- 生产立管类型和特点,如刚性或挠性;
- 可用的维修设施,如电力、液压、空气、水、化学药剂等;
- ESD 和控制系统接口;
- 设备的平面布置;
- 生产管线和脐带缆的接口,包括清管和压井设备;
- 生产管线和脐带缆通道;
- 现有的和计划安装的设施,如海底管线、平台间管线和脐带缆;
- 回接设施所属安全区域内的海管和设备的保护要求(如果需要的话);
- 水下设施和依托设施之间的距离;
- 浮式生产设施的运动特性;
- J型管/I型管的数量、规格和位置;
- 上部工艺设备的额定压力/能力;
- 现有管线的输送能力。

5.2.6 安全和危害

安全包括为了保护现场的人员、环境、设备和船只等进行的所有作业、技术和应急方案。

为了进行水下和泥线作业,为水下生产设备的技术设计建立相应的安全标准,预先调查以下信息是非常重要的:

- 浅层气;
- 渔业活动特点;
- 船只活动;
- 军事活动;
- 海床冲刷;
- 冰山活动;

- 海底滑坡可能性;
- 海底火山活动;
- 砂波;
- 管线路由;
- 海床特性;
- 环境保护(野生动物,繁殖季节等);
- 应急预案;
- 其他基础设施。

5.3 油田开发

5.3.1 系统定义

进行油田开发方案设计时,应考虑以下几个方面:

- 水深、静水压力和温度;
- 油田类型,如集中式基盘、丛式井、卫星井、管汇、工艺设备等;
- 已有设备和基础设施的详细资料,如平台、评价井、管道等;
- 系泊/动力定位的钻井船类型,如半潜式、单体式或自升式;
- 布锚方式/轨迹;
- 油田开发计划,如计划开发的井、将要开发的井、将来产出液的回接方式,预留井及连接方法;
- 早期试井和开发的可能性;
- 人工举升要求,如 ESP、水驱和气举;
- 油井增产要求,如酸化、压裂等;
- 压井要求(从生产设施或修井船、压井液特性、流量和压力);
- 为增产所需采用的注气或注水要求(流量、清洁度和压力);
- 为防止水合物生成、结垢、氧化、腐蚀等需要加注的药剂或周期性注剂的要求(注入药剂的类型、流量和压力);
- 所有海管过压保护系统的要求;
- 试井要求;
- 修井系统类型,如常规/水下防喷管类型;
- 控制和监测原理;
- 维修方法,如潜水或无潜水;
- 清管要求;
- 洗井策略;
- 设计基础数据的精确度范围;
- 系泊或动力定位安装和修井船;
- 储层特征;
- 生产和注入流体的特性;
- 委托要求。

此外,应建立油气田开发中流动安全保障策略。关于流动安全的各方面考虑参见附录 I。

5.3.2 同时作业

宜评估在安装/修井时,进行多种作业的可能性,通常可以同时进行的作业有:

- 当相邻的油井同时生产时,在集中式基盘/丛式井管汇上进行钻修井;
- 当钻井平台在相关区域作业时,产出液继续通过海管输送。

5.3.3 系统环境

为了保护海洋环境,系统设计应遵循合适的条例:

- 水下结构和管线造成的海底布局密集；
- 渔业活动和海上交通法规；
- 液压液的排放；
- 置换或清管液的处理；
- 钻井液和岩屑的处理。

5.4 设计载荷

5.4.1 概述

在制造、储存、测试、输送、安装、钻/完井、操作和拆除等各个相关阶段，所有可能影响水下生产系统的载荷应当在设计基础中明确，并作为设计基础。

在实际应用中，项目特有的偶然载荷应通过专门的风险分析进行确认，偶然载荷可包括落物、拖曳载荷（打捞装置、锚），非正常的环境载荷（如地震）等。

附录 F 中的数据表可用于定义应用载荷。

5.4.2 非承压的主要结构部件

非承压的主要结构部件的具体设计要求，例如导向基座，板座系统缆环和其他起重设备，如作业工具，在附录 K 中给出。

5.5 系统设计

5.5.1 系统工程

水下工程是一门跨学科的系统工程，包括从油气藏到依托设施上的处理设施在内的完整系统，同时考虑油气田开发各个阶段的要求，包括工程设计、采购、建造、测试、安装、调试、运行、修井/维护和废弃。

该系统工程包括管理和技术部分。对每个特定油气田开发所需的各种系统设计过程中所需的评价应依据每个油气田的开发特性展开。

系统工程方法在附录 H 中有进一步描述。

5.5.2 总体设计

5.5.2.1 水下生产系统设计应在满足功能和安全要求的同时优化开采周期内的利益。

5.5.2.2 系统设计应满足：如果超过设定的作业范围，任何作业能够随时暂停，并使油井处于安全状态。

5.5.2.3 系统设计宜便于进行故障诊断，而无需回收系统。

5.5.2.4 采用简单的设计和可靠的产品（供应商的标准设备应有满意的现场使用记录）可获得较高的系统适用性。完成系统性能分析后应采用冗余设计。

5.5.2.5 宜使用文件来证明水下系统操作的可靠性。对于一些次要的和临时设备来说，要求可以适当放宽。

5.5.2.6 起关键作用的接头应有防松布置以防意外松脱。

5.5.2.7 满足安全作业要求的、保持液压系统清洁的方法应包括在内。

5.5.2.8 在设计和布置结构部件（包括那些不是整个结构固定件的部件，如升降口）时，应考虑在飞溅区域进行安装/回收作业过程中所产生的阻力/波生力。

5.5.2.9 对于类似于水下采油树和防喷器这样的应使用无导向绳进行水下作业的重型组块，在安装工具和模块时承受所有相关的载荷，并配备导向装置。承载结构宜有足够的强度用来承受由修井作业参数所确定的载荷。

5.5.2.10 水下系统宜允许液压冲洗回路放在界面连接之后。

5.5.2.11 为了提高总体适用性，宜在水下系统设计阶段评估当系统中其他部分运行时更换组件的可能性。

5.5.2.12 对水下系统中的敏感设备宜加以保护，以防这些设备遭受捕鱼工具和落物的损害。同时，宜基于概率/后果分析方法，对这些保护措施进行评价。与修井相关的保护措施，宜根据作业方法和程序

对整个设计要求进行评价。

5.5.2.13 宜保护安装在适用的安全/受限生产单元区域内的水下生产设备以避免落物。这种保护宜以操作期间落物/碰击的可能性为基础进行评价。

5.5.2.14 在渔业活动区,有两套设计方案:

- 建立一个限制区,如在该区域里不允许使用渔具捕鱼。此时需要耐拖网结构/连续的监视;
- 如果不允许建立限制区,可能需要防拖网结构。

5.5.2.15 如需要防拖网结构,设计目的应着眼于预防水下生产设备的任何意外损坏。宜考虑到系统损坏情况将可能限制之后的进入、作业或再进入。宜使用附录 F 中落物保护和渔具载荷的数据表。

5.5.2.16 应明确给出水下生产系统中所有设备(如阀和接头等)全开和全闭位置和方法,这些设备可能由于作业过程的错误/未知形式引起损坏或被损坏。

5.5.2.17 水下生产系统宜有所有水下操作连接的位置指示器。

5.5.2.18 宜保护安装在维修作业包括用遥控作业机器人/潜水员作业的附近区域的设备。该保护宜以影响和隐患的可能性/后果为基础上进行评价。

5.5.2.19 水下生产系统设备宜设计为:

- 配备起吊点,其中主要的承重结构应按照相关适合的要求(参见附录 K)认证;
- 配备相应的运输滑道;
- 安全运输;
- 配备需认证的、能够能连接海底紧固件的设施。

5.5.3 屏障

5.5.3.1 通常每道屏障都应检验。

5.5.3.2 作为整个水下生产系统设计的一部分,宜制定全面的屏障方法。屏障方法应对屏障的要求提供简明扼要的指导,其目的是为了防止生产/注入液的意外释放可能伤害人/环境。

5.5.3.3 对于新的水下工程,宜在详细设计开始前制定一个完整的屏障方法。这份文件宜明确在油气田各个阶段为保证设施运行所需的屏障类型和数量,包括:

- 安装活动,包括井到当地管汇的回接;
- 钻完井活动,包括试井和洗井;
- 起吊和调试的活动;
- 日常生产操作,包括生产/注水气和作业时关井模式如管线循环和清管;
- 修井作业,包括重新进入井和采油树回收;
- 维护活动,如更换水下油嘴;
- 废弃活动。

同样,对于新的水下项目,屏障方法宜涵盖系统中所有压力容器部分,从油气藏到永久依托设施或 MODU 作业船上的接收/注入设施的第一个阀。

5.5.3.4 当一个项目/油气田不存在特定的屏障方法(如上所述)时(例如已有的水下生产设施),建议提出一套可操作的屏障方法或常规屏障方法,以满足在系统“例行”操作过程中所需的最低屏障要求,如生产、关井和屏障测试。针对某事件的屏障方法可在任何作业、维修等前提出,在操作/常规屏障方法文件中不包括与这些活动相关的内容。

5.5.3.5 由于油田特性和设备配置的多样性,同时考虑油气田作业者喜好、当地现有的地方法规要求也在变,不可能也无需在本部分中提供屏障标准的专门指导。不受这些限制,可以说:

- 每套水下生产系统的屏障方法都应符合所适用的地方法规;
- 虽然某些常规的屏障方法可能适用于许多水下生产系统,但宜以每个具体事件为基础进行评估,以确认常规的屏障方法是适用的和可用的;
- 建立常规的和特定的屏障方法需要有经验的工作人员和使用一项或多项风险评估技术,如危险体可操作性分析、失效模式和效果分析,量化风险评估、任务分析/基于具体情况的风险评估;

- 屏障方法宜清楚地传达给所有相关人员,包括设计工程师、设备供应商和油气田工作人员;
- 屏障方法中的指导/要求宜简明扼要,例如不造成不同的解释/误解。

建立屏障方法总的指导和因素(包括测试方法),参见附录 J。

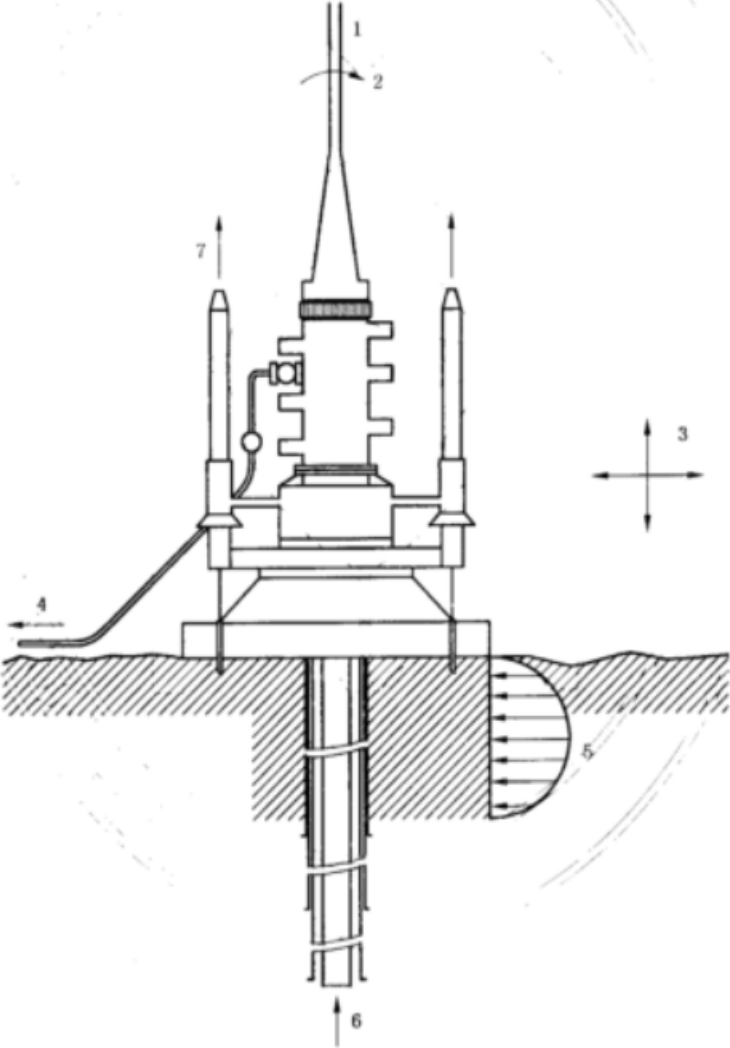
5.6 水下完井设备

5.6.1 概述

井口系统是水下完井的结构基础。针对生产系统的配置变化、环境和土壤条件,作用到井口系统的载荷可能变化很大。应使用钻井和生产作业情况下最大载荷对结构完整性进行校核。在 GB/T 21412.4—2008 中给出了水下井口设计的明确要求。

5.6.2 外部载荷

5.6.2.1 作用在水下井口系统的载荷包括部件的静载(质量、重量和重力)、立管载荷、海管的拖曳载荷、膨胀载荷、热膨胀和环境作用。典型载荷见图 2。



- 1——立管张力;
- 2——施加弯矩;
- 3——周围环境(水流、波浪作用、潜在载荷等);
- 4——出油管线连接;
- 5——土壤作用;
- 6——热膨胀;
- 7——导向张力。

图 2 水下井口系统的载荷

5.6.2.2 在钻井、完井、修井和生产时立管载荷传递到井口系统。依据水下系统的不同类型,这些载荷可以是临时性的(如水下钻井立管和 C/WO 立管)或永久性的(如生产立管或注入立管)。这些载荷应通过立管分析决定。进一步的指导可参见 ISO 13628-7, API RP 16Q^[19], API RP 2RD^[18] 和 DNV OS-F-201^[31]。在变负荷条件下(如船运动和立管波激载荷和涡激振动引起的立管荷载),可能还需要进行疲劳分析。

进一步的指导可参见适用的和可用的负荷组合(见附录 F)和确定立管载荷的运行规范、立管偶然载荷的定义、任何不一致的破解代码的定义及其含义宜在系统工程中建立(见附录 H)。

注:立管设计程序考虑了正常、极端和事故载荷。用于水下采油树和井口系统的设计程序通常基于正常运行条件的额定能力和工作应力形式。立管程序以工作应力(WSD)或荷载和电阻形成为基础(LRFD)。

5.6.2.3 管线拖曳载荷可能在井口区域诱发显著的剪切和弯矩。还宜考虑井筒内和附着管线的热膨胀或收缩效应,以及可能非垂直的井口导致的额外载荷。

5.6.2.4 对于集中式基盘井,油井和基盘管汇间的界面尤为关键,应分析油井和管汇的温度、压力和位置的变化,以及与定位要素有关的公差。宜以参数值考虑所有转换器,包括井的热膨胀及与管汇配管相应的井的各种全局信息,以及任何预期的基盘支撑结构的沉降。这个接口是基盘设计的一个典型的关键设计,宜仔细分析。

5.6.2.5 水下完井可能受到直接环境载荷,例如电流、波浪运动、地震、冰和土壤运动的影响。对特定场合,落物和锚或拖网的载荷也需要关注。

5.6.3 修井

为了适应修井,水下生产系统的设计宜:

- 便于修井工具的定位和导向,如遥控作业机器人、遥控作业工具、修井立管;
- 提供垂直井的修井进入点,或用过出油管代替;
- 在预先设定的时间内,能够安全关闭和解脱立管;
- 在任何关键作业情况下提供两道独立的油气藏屏障;
- 回收关键部件;
- 允许在规定的限度内移动钻机修井。

5.6.4 结构分析

输入土壤数据、外部载荷和反应等参数进行水下井口系统的结构分析,以确定对井口垂直高度和结构套管的合适要求。这种结构评价宜证明在钻井、安装、作业和修井过程中,所有部件以及基础将保持结构完整性。ISO 19901-2^[33]、ISO 19901-4^[15] 和 ISO 19901-5^[16] 包含了可用于这类土壤结构分析的方法讨论。

5.6.5 井口等级

5.6.5.1 水下井口系统按给定的最大工作压力进行设计。水下井口头的设计是防喷器组和采油树直接连接到井口头上。因此,井口头必须能承受油井开发周期内预计能达到的最大压力,主要指的是关井压力和压井、增产和注入作业过程的压力,包括预期的最大温差。

5.6.5.2 应用于深水时,由于外部的静水压效应,承压物体承受的压差将显著减小。在确定这类设备的实际工作压力时,可以考虑这种效应。

注:对大气条件下所进行的压力测试应进行相应的修正。

5.6.5.3 水下井口系统的工作压力通常有三个等级:35 MPa(5 000 psi),70 MPa(10 000 psi)和 104 MPa(15 000 psi)。

5.6.6 水下作业

水下井口系统应与完井后的预期修井方式相匹配。需要考虑产出液的温度、二氧化碳、硫化氢和氯化氢的含量等对质量损失、腐蚀和应力腐蚀/裂纹等有影响的因素。另外,需要对由阴极保护系统释放出的氢气所造成的氢脆危险进行评估。

5.6.7 作业工具要求

除特定的要求外,每个作业工具设计应满足以下基本要求:

- 足够的绕过和通过工具的过流面积;
- 外壁有足够长度以免挂在防喷器闸板槽上;
- 对钻井泥浆和岩屑有较好的耐磨性;
- 工具上有带台肩的接头以传递扭矩;
- 外壁密封装置的保护措施;
- 允许在钻井平台上拆卸和调整。

所有的作业工具应与下入管柱拉伸载荷、固井作业以及下入的套管柱的内部压力等级相匹配。

5.6.8 探井完井

某些情况下,评价井可以成为水下生产井或注入井。ISO 13628 中的推荐做法适用于这些井,以及已标识具有潜在问题的区域。对井口设施进行谨慎地检查以确保不会因为油井暂时关闭而发生危险。在勘探井完井之前需要调查的事项有:

- 井口在泥线上的高度;
- 井口头内指定位置处的套管挂的设置;
- 套管挂密封总成的工作条件和压力完整性;
- 永久导向基盘的状况;
- 井口头的自锁面和密封区域的状况;
- 最上部套管挂内部密封区域的状况;
- 仔细审阅油井历史以确定其他可能出现问题的地方。

5.7 油管挂/采油树的设计要点

5.7.1 设计系统所需考虑因素

5.6 节中关于水下井口系统设计时需要考虑的一般因素同样适用于油管挂和采油树系统。GB/T 21412.4—2008 中给出了明确的设计要求。

5.7.2 油管挂系统

特定的油管挂系统设计考虑因素如下:

- 数量、尺寸和所要支撑的油管柱重量;
- 油管螺纹连接的类型;
- 井底安全阀及其他所需设备的控制端口数量、尺寸和压力等级;
- 安装油管挂的合适支撑;
- 井下监测/控制设备电接头的要求;
- 制造商和主孔使用的钢丝绳或机加工 TFL 堵头剖面(如需要)类型;
- 采油树设计是否允许垂直进入油管挂环形空间,这决定是否需要缆绳栓、单向阀、液压控制的套筒或其他方法以保证在拆卸采油树或防喷器时的环空安全;
- 如果需要,要给出油管挂与采油树接口的位置;
- 用于安装/钢丝绳作业的整体立管和单个油管回接类型;
- 保护控制端口免受碎屑/液体的污染;
- 采油树类型;
- 井口、试油井口大四通或采油树上 TH 位置。

5.7.3 设计水下采油树时需要特殊考虑的因素

5.7.3.1 压力等级

应画出完整的井口、环空、作业通道(如果有的话)和液压管线的最大和最小压力曲线。

流动压力、关井压力、注入压力/压井压力都需要考虑。此外,过出油管采油树的最大工作压力和地

面控制的井下安全阀的最大控制压力也都应考虑。对于特定的作业,要用压力与外部载荷联合作用来进行综合评价。

所有的部件和接头应与系统具有一致的压力等级。Y型四通应与采油树其他部件具有相同的压力等级。如果位于翼阀下游,采油树回路管线应与出油管线、或与采油树部件(如果位于翼阀上游)具有相同的压力等级。采油树作业工具的压力等级应等于或大于采油树与安装管中较小的那个压力。采油树部件要进行验证、阀和堵头要进行压力测试以及气密性测试(用于气井的采油树)。选择和鉴定试验条件应遵守 GB/T 21412.4—2008 和第 7 章的规定。

5.7.3.2 保养维修

应评估采油树部件与流体的相容性。应仔细检测可能存在的流体类型和组分(数量、状态、总压和分压、温度范围)。见第 6 章。

5.7.3.3 压力补偿

应考虑安装水深以及详细的规定,设计液压和压力补偿装置。这些设备与控制系统、作业工具、阀执行机构和承压设备相关。

5.7.3.4 钻井装置类型

整套采油树和作业工具的尺寸及形状应与船体的作业空间和开孔范围相匹配。这些评估应在设计初期进行。自升式钻井船或浮式平台(锚链式或动力定位式)的使用将决定采油树所需的拉伸和弯曲应力范围。

5.7.3.5 外部载荷

除了环境载荷外,水下采油树及其上下接头主要承受两种外部载荷。一是安装载荷,包括立管载荷和海管连接载荷;二是修井时的外部载荷,这取决于采油树类型,此时可能会附着 C/WO 立管系统和海底钻井立管系统。5.6.2.2 中有适用的立管程序。

应进行结构分析,以保证一旦安装、修井作业船意外离位(钻井船离位),并且作业工具不能立即解脱时,结构破坏点位于操作上方的特定的屏障单元,并以安全状态离开油井。运动补偿锁定宜得到处理。特定的屏障单元应在发生意外状况后保持不发生渗漏。

加载在采油树/管线上的拖拽载荷也是一个需要考虑的因素。如果是不可避免会造成破坏的载荷,就要考虑破坏点位置及破坏后采油树的性能。

如果作业管线回路连接到像阀体这类的承压部件,除了最大压力载荷以外,作用在阀体上的外部载荷也要考虑。

5.7.3.6 采油树阀的结构形式

采油树阀的布置取决于其用途。宜研究阀和孔的布置以保证安全和必要的作业灵活性,包括与井底工具、堵头、钢丝绳作业以及 GB/T 21412.3—2009 中指定的过出油管设备的兼容性。此外,流体通道也应检查是否有液体或固体聚集和冲蚀。如果采油配管/管线回路要清管,那么设计应与清管球的类型一致。

当从浮式钻井船上进行安装和修井时,应考虑使用组合阀组。这种方法具有能够承受较大的外部载荷的能力、较少的接头和结构更加紧凑的优点。每个通孔中至少有一个主阀是故障关闭阀。应考虑潜水员/遥控作业机器人对液压阀的远程操作。

5.7.3.7 井眼尺寸

生产或注入井眼尺寸要允许油管柱中的堵头、钢丝绳回收式阀的安装和拆卸及其他井下工具的下入。也要考虑流动方向、流体类型、悬浮颗粒类型和大小以及流量。

对于 TFL 采油树,应根据 GB/T 21412.3—2009 来设计 Y 型短节。环空孔可以从上面采油树到油管挂的直通孔,可以只是压力监测/平衡和注入口。如果需从环空注入流体,那么注入通道的设计应能够避免冲蚀。

5.7.3.8 管线连接

管线的连接方法和类型影响到可能作用到采油树上的载荷传递和反作用。

当管线接头安装在翼阀外侧时,应与管线具有相同的设计压力等级。如果与过出油管采油树一起使用,那么管线接头的通孔应根据 GB/T 21412.3—2009 设计。5.11 中对管线接头进行了详细的讨论。

5.7.3.9 水下维修

当主要安装方法失效时,安装的类型、是否需要潜水员辅助安装或无潜水作业、如何进行后备作业都是考虑的重点。这些问题在 8.6 中将有更详细的讨论(也可参照 ISO 13628-8 和 ISO 13628-9)。

如果使用遥控作业机器人,就必须考虑遥控作业机器人的作业能力。特别需要考虑的因素有:

- 路径;
- 停靠/反作用点;
- 所需机械和液压动力;
- 遥控作业机器人的装载能力;
- 特殊作业工具的设计;
- 遥控作业机器人配套系统类型(系统管理系统、作业室或水面支持系统)。

5.7.3.10 采油树控制

适合于采油树的控制系统和与之相关配置有很多种,附录 A 中有关于这部分的详细描述。在设计每个部件时,要考虑其与采油树接口处的外部载荷、布局 and 空间限制。

远程控制站要具备所有采油树操作所需的电/液功能。采油树控制模块(如果使用的话)应当能够安装在采油树上提供了通道和保护措施的位置。液压管线和电缆(如果使用的话)应合理布置其路径使其被破坏的可能性最小。应考虑生产控制系统模块的重量及安装位置以保持采油树布置的平衡。

5.7.3.11 配管、接头、环形槽和密封垫片

应检查配管管线走向,以便发现液体或固体可能的聚集点和冲蚀点,并且留有适当的余量以补偿预期的腐蚀/冲蚀。

5.7.3.12 采油树下入工具

对从浮式钻井船上进行的有导向绳或无导向绳作业,采油树下入工具/修井防喷器下入工具应配备一个大角度的释放接头,同时也要能快速解脱。

对每种特殊作业,都应确定大角度释放的连接角度大小和解脱时间。应考虑的因素有:

- 当地法规;
- 水深和天气条件;
- 船体定位能力等。

5.8 完井修井立管系统

5.8.1 完井和修井立管的设计应保证裸漏在海水中作业的修井控制系统和内部的钻井隔水导管能够遵照 ISO 13628-7。

5.8.2 如果仅仅用于自升式钻井船的隔水导管内部,那么完井/修井立管设计就类似于井下油管设计。如果修井或完井立管裸露于海水中或海底钻井立管中,立管的设计分析中要包括疲劳分析,在 ISO 13628-7 有详细介绍。

5.8.3 修井或完井立管的设计要考虑水下采油树的通径和井距等。此外,特定的油田开发作业情况也要反映到立管系统的设计中。

5.8.4 应界定在特定的操作条件下的最大允许使用寿命,参见 ISO 13628-7。

5.9 泥线悬挂系统

5.9.1 系统的设计要求

泥线悬挂系统水下完井的设计一般要求与水下井口相同(见 5.6)。GB/T 21412.4—2008 中给出了明确的要求。

5.9.2 特殊的设计要求

进行泥线悬挂系统水下完井设计的特殊要求有：

- 系统应与自升式钻井船/张力腿平台或其他坐底式钻井船匹配；
- 套管载荷的着力点应在接近海床处，这样可以减少钻井平台载荷并提供一个解脱/回接点；
- 应慎重选择张力大小、压力等级和打桩要求以便适应特殊井的要求。当选择缩径挂的时候，应予以特别关注，使之与钻井程序相匹配；
- 在安装和座放时，都应有足够的环空流通面积和泥线部件结合在一起，同时要评估组合后总面积和流道的情况；
- 在钻井过程中，套管环空宜与地面井口相通，在安装水下采油树时可以将其隔断；
- 要考虑影响泥线钻井系统的外部载荷（如波浪和海流，立管/防喷器的重量等）；
- 泥线部件的旋转方向和所需要的井下扭矩应与钻井系统在安装和回收时的方向相匹配；
- 应考虑废弃时的可接近性和适应性；
- 需要确定下入/回接管柱与油管挂之间的最大偏心度和侧向位移；
- 对于临时弃井，独立的套管立管都应拆除以满足海底高程要求；
- 应根据钻井程序要求在井口安装保护帽；
- 环空密封总成应安装在生产套管和中间套管之间的回接/配合点上。接口密封的选择应予特别关注。

5.10 生产控制

5.10.1 在设计生产控制系统时，应考虑 5.10.2～5.10.4 中所给出的因素，特殊的设计要求应遵循 GB/T 21412.6—2009。

5.10.2 通过以下几个方面，控制系统的适用性可达到最大：

- 选择高可靠性的总成和零部件；
- 选择耐磨、耐腐蚀的零件；
- 零件和系统冗余；
- 潜水员/遥控作业机器人 遥控作业工具修井能力；
- 备用系统旁通；
- 备品备件(模块)；
- 建立控制液特性和清洁度标准。

5.10.3 设计初期就应考虑系统的维修。以下设计思路可以提高水下水面设备维修能力：

- 设备设计成可进入的和易于维修；
- 控制系统总成设计成能独立地从水下完井设备中回收。

5.10.4 生产控制系统及其部件的特殊设计要求应遵循 GB/T 21412.6—2009。

5.11 管线及其终端接头

5.11.1 概述

本子条款给出了水下生产系统中使用的终端接头和海底管线的设计、结构、测试和安装的准则。该准则涵盖了水下系统的特有因素，如高压、多相流、多管、水下接头和出油管系统。

本子条款不代替管线和出油管线的设计规范。他们的详细设计应与最终用户确定的设计要求相一致，并符合将烃类输送到其他地区的地方法规。在系统设计时，需要充分考虑不同说明书之间的界面和不衔接部分。

5.11.2 系统描述

本部分中介绍了海底管线系统的概况(见图 1)，起始于水下设备上所用接头的对接部分，止于以下部分：

- a) 另一个水下设施上所用接头的对接部分；

- b) 水面连接的出油管线一侧或平台立管上部的焊接处；
 - c) 立管设计起始点(万一柔性或旋链式立管没有立管基座)。
- 管线的不同组件和安装方法在 A.9 中进行了描述。

5.11.3 设计要素

5.11.3.1 海底管线设计要素

海底管线基本设计要素如下：

- a) 宜考虑海底管线的安装结构。出油管线系统可用多种配置方法,例如单管、管束、复壁管束、重叠管、管中管或控制脐带缆。
- b) 安装时管线承受的载荷可能比其后的载荷要大。
- c) 每一种特殊应用方法的选取用以一起铺设管线的数量、管线直径、沉没重量、水深、埋设要求、管线长度、回接距离、适合设备的可用性、端部连接方式和经济性；

在管线设计时宜考虑以下多种运行参数：

——管内流体:管线可能输送产出的烃类、水、固体、注入的化学药剂、二氧化碳和硫化氢等；

——多相流；

——流速；

——流体性质:压力、温度、粘度、密度和腐蚀电位都很重要；

——过出油管线应用:所设计的过出油管线宜使出油管工具方便进出。宜参考 GB/T 21412.3—2009^[2]中有关出油管线直径、最小曲率半径和其他的要求。

- d) 隆起弯曲:这是油气田开发方案概念设计阶段要考虑的一个关键问题,对管线项目投资、管线与基盘管汇之间的膨胀弯的投资和类型、管线维修费用以及穿越人口稠密地区等都有重要影响。
- e) 海底地形:小山丘和沟谷会导致管线中产生段塞流、积液或气塞,并造成水合物堵塞问题;井中软硬交替层、岩层露头 and 泥浆滑移会造成导致管线承受过度的外部管线应力;管道无支撑跨距也会导致管线承受涡激振动疲劳或弯曲应力。
- f) 海底环境:海流和静水压力给管线施加力。海底沉积物能够支撑管线,但是海水温度和含氧量影响管线的外腐蚀速率。海底沉积物运移(冲刷)会掩埋管线、移动管线的物理单元、或使管线处于无支撑状态,甚至会影响到管线的外载荷条件和外腐蚀速率。海底地形和特征也决定了海底管线遇到“虚拟锚链”的地点,这里管线与土壤的相互作用可以阻止管线的横向或轴向移动。了解这些点的位置,借助回路或管线的弯曲,有助于处理由于温度变化导致的管线的膨胀和收缩。海底其他作业,如捕鱼和船舶抛锚也会影响管线的安全。
- g) 管线预期寿命:防腐要求是管线设计寿命的一个函数。管线及其终端接头的设计宜考虑满足管线整个使用寿命内修理作业的要求。需要的修理作业用于:
 - 最初的终端连接程序；
 - 日常检修；
 - 维护；
 - 修理。
- h) 路由选择:虽然管线终端的位置可能是指定的,但直线连接不一定最好。如果可能,管线应避免滑塌区域、海底峡谷、岩层露头处和既定的抛锚地。路由宜避免限制将来油田的开发和运行。如何靠近连接点对于正确布置接头和调整其他设备或结构是很重要的。通过在路线上预先增加弯曲段也可以调整管线的膨胀和收缩。
- i) 天气:在项目的安装阶段,宜详细评价预期的天气状况。为确定项目的最佳安装期,宜充分考虑波浪/风的季节性方向和等级以及极端海况出现的频率。

作业方法(例潜水员、载人潜水器、遥控作业机器人或遥控作业工具)的选择影响不同组件的设计、

整体安装技术和管线系统的运行步骤。遥控作业机器人和遥控作业工具的界面和通用设计应分别遵循 ISO 13628-8 和 ISO 13628-9。

5.11.3.2 刚性和挠性管的设计

在进行刚性和挠性管设计时宜考虑以下因素。

a) 管线直径和壁厚的选择由下列因素决定：

适用设计应考虑其他适用的文件，从而确定管线及其终端接头每一部分的应力裕量、壁厚裕量、许用几何条件(弯曲、三通等)、压力和组合载荷条件：

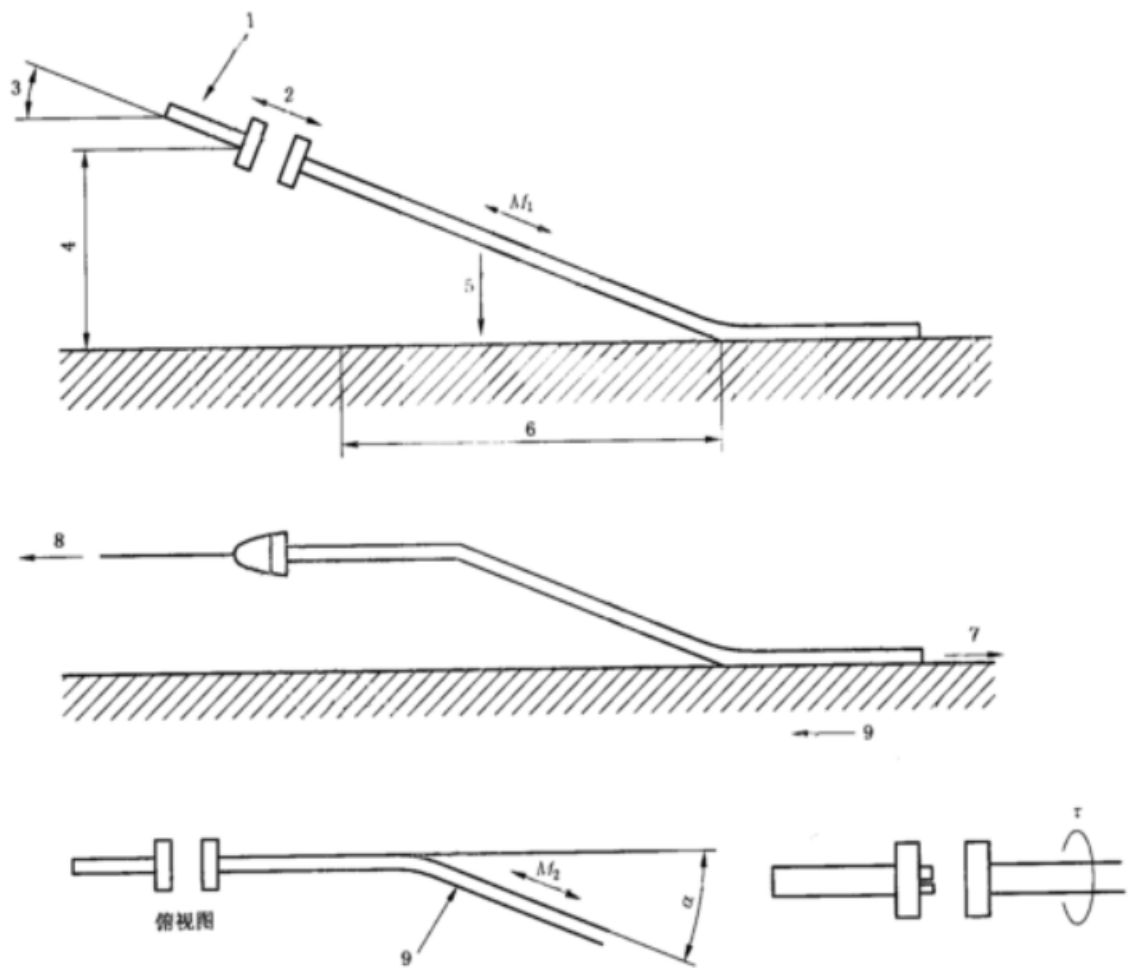
- 流量；
- 最大工作压力；
- 外部压力；
- 压降；
- 管线标高的变化；
- 流体密度和粘度；
- 管线长度；
- 过出油管线或清管作业工具的使用；
- 安装和维修装置的要求；
- 用于过出油管线/清管、检修、回注或备用的平行管线；
- 合适管线的可用性；
- 腐蚀/冲蚀的壁厚裕量；
- 铺设方法(S型、J型或卷筒型)；
- 铺管船类型和限制；
- 流体特性；
- 材料等级；
- 腐蚀裕量(用于CS管)；
- 套管井储集层分析包层要求；
- 可制造性；
- 水深；
- 到达流体温度。

b) 刚性管材料：不同等级和标准尺寸的刚性管宜参照 ISO 3138。壁厚许用耐磨度的变化和椭圆度限制了管线在特定环境中的应用，因为外部载荷、外部压力和低温会超出管线的材料强度，考虑到这点是很重要的。未经检验的布置越紧凑，要求的管线最小壁厚和最小椭圆度就越小，这可以提高管线的结构性能，但是需要征得制造商和用户的同意。高强度管等级(X-60 以上)或 CRA 材料需要特殊的焊接或机械连接技术以在结合处或端部接头获得同基材一样的强度。在过量安装载荷和测试压力可能超过正常管线限制的位置，应将腐蚀/冲蚀壁厚裕量考虑进应力计算中。但是，当处理就地环境载荷、膨胀/收缩载荷、最大内部工作压力、外部压力或其他就地操作条件时，不能考虑腐蚀/冲蚀壁厚裕量。

c) 挠性管材料：设计和使用时宜参考 GB/T 21445.2—2008^[3]，ISO 13628-10^[9] 和 ISO 13628-11^[10]。了解挠性管是制造出的一种多层管、并有几个层交叉的强度单元是很重要的。许用应力、拉伸能力、曲率半径等取决于结构设计和产品的加工，在所参考的规范中有概括说明。应明确设计和生产参数由单一和联合载荷参数计划和限定。

d) 管线设计宜考虑过度弯曲和下垂弯曲变形、管拉力、静水压力、铺管船运动，并考虑到海底环境和地形。特别宜考虑到这些情况联合作用的载荷。例如，过高的安装拉力会导致管线不同的椭圆度，这反过来又会导致由深水中外部高压引起的结构破坏。

- e) 现场宜考虑到下列因素影响：
- 安装期间的残留载荷；
 - 由重力、静水压力、动水压力和管与土壤之间的相互作用力组成的环境载荷。图 3 更详细地描述了这些载荷；
 - 挖沟、填埋或锚定。这些方法用来增加底部稳定性、机械保护或绝缘特性。但是，这些固定措施会导致意想不到的弯曲或腐蚀；
 - 由于压力和温度造成隆起弯曲、膨胀和收缩。
- f) 当刚性管弯曲成较小的曲率半径或遭到严重挤压时，会出现屈曲。对于水下管线，当管子应力不足、在外部压力下安装时，如在凹陷区域，或当管子承受外部结构压紧时，如在固定位置发生热膨胀时，通常会发生屈曲。一旦水下某处开始发生屈曲，屈曲就会在比初始压力更低的情况下进一步发展，直到管子的惯性矩增加/外部压力降低到足够小并能阻止屈曲发展为止。止屈器用来减轻过度的屈曲扩展。止屈器通常为焊接到管内部的比管壁更厚的小部件或套管。
- g) 通过增加比结构和压力限制所要求更大壁厚值，可以增加底部稳定重量或增加腐蚀/冲蚀裕量。



- | | |
|-----------------|----------------------------------|
| 1 ··· 水下连接点； | 8 牵引力； |
| 2 - 连接中的附加轴向运动； | 9 · 土壤摩擦力。 |
| 3 ··· 相对与海底的角度； | M_1 ··· 管端对中过程中对管道施加的垂直弯矩； |
| 4 ··· 距离海底的高度； | M_2 ··· 管端对中过程中对管道施加的水平弯矩； |
| 5 ··· 管道重量； | α — 接头重新定位时的角位移； |
| 6 ····· 无支撑跨度； | τ — 为确定合适的出口方向施加在捆扎式管道上的扭矩。 |
| 7 — 管道安装力； | |

图 3 对中载荷和应力的影响因素

5.11.3.3 管线涂层

管线在外部可能包有涂层是为了:

- 提供更好的底部稳定性,这需要通过提高管子与土壤作用力(即增加加重材料,如水泥)抵御严重波浪作用或海流较大区域内的动水压力;
- 提供绝热作用,这有助于管内流体维持足够高的温度,从而减小粘度升高、水合物形成和结蜡的影响;
- 为避免船舶事故或海底拖网捕鱼活动的影响提供机械保护,这需要采用管中管(输送管)设计、水泥涂层、掩埋或挖沟来实现;
- 提供外防腐,这些涂层包括煤焦油、玛碲脂、各种有机/无机化合物或隔热包裹物。外部涂层也会减少裸露表面区域,从而减少阴极保护量。

管线阴极保护设计宜参照 ISO 15589-2^[12]和 DNV RPB 401^[32]。

——为了减少生产/建造过程中的碎屑影响,管线可以加内涂层;

——加强腐蚀保护;

——缩短试运行时间;

——改善清管性能;

——改善水力性能。

5.11.3.4 刚性管设计规范

几种国际上公认的设计规范已用于海底管线的设计。这些规范包括但不限于以下:

——用于石油天然气管输系统的 ISO 13623^[31];

——用于液体石油输送管线的 ASME B31.4^[24]和用于气体和多相流管线的 ASME B31.8^[25];

——用于海洋油气管线 API RP 1111^[22];

——用于海底管线的 DNV OS F-101^[26]。

刚性管的设计规范基于大约四种管道和压力容器理论:载荷、弹性、弹塑性和弹性临界状态。载荷临界状态设计规范针对单个环箍、径向和轴向应力,并为每一种状态提供安全操作极限。这些规范被很广泛地应用,并基于公认的压力容器理论及其许多所需的许用安全因素。它们是最保守的管线设计规范,在许多情况下都很适用。弹性、弹塑性和弹性临界状态设计规范是由管道爆裂和全部的(过多的)塑性变形公式推导出的。基于这些公式的设计规则使设计者清楚普遍存在于海洋和海底管线系统中的可塑刚性管上的载荷与应力的相互作用。在这些系统中,综合外部荷载与管内压力荷载处于同一数量级。采用塑性变形理论设计的管线,其壁厚在某些极端条件下是采用荷载临界理论壁厚的 50%~80%。虽然由这些设计规范延用来的管线设计看起来不太稳固,但给出的管线设计具有相似的许用安全系数。

需要强调的是,本部分没有推荐哪一种设计理论或规范优于其他设计理论或规范,它们有其各自的应用范围。本部分的目的是表明:对于给定的设计要求,这里有几种方法来进行管线设计。某些设计可能会用到多种设计规范/理论以达到最优的管线设计。

5.11.3.5 挠性管标准

用于挠性海底出油管线的标准如下:

——用于非固定挠性管的设计、安装和操作的 GB/T 21445.2—2008^[3]。

——用于固定挠性管的 ISO 13628-10^[9]。

——用于立管上使用的非固定挠性管的 ISO 13628-11^[10]。

虽然挠性管是一种多层复合体,但这些国际标准提供了一种经验性的方法来辨别与用于刚性管计算一样的结构常数和功能特性的挠性管,这样做的目的是将刚性管安装和设计程序用于挠性管建造中。用于系统脐带缆及其组件的特殊设计要求应遵照 ISO 13628-5。

5.11.3.6 终端接头设计

在将管线安放在海床上以后,有必要重新定位管线终端,并加以修正(如增加连接短管),以便于不

需要整体调整就能完成管线连接。管线布置和连接方法的选择及其以后的设计受到几种因素的制约, 包括如下:

a) 目标区域

海底管道端口的位置和精度及其对侧向和斜向对中和相应应力的影响。

b) 海底管道安装方法

所采用的对中方法的工序和设备应与海管的其他设备的工序和设备相一致。对中设备应能够承受任何残余载荷(由安装方法/热膨胀导致的载荷)。

c) 海管端部结构形式

对中方法中所需对中力的类型和大小, 受到单管、管束或加套管的设计、管道尺寸、重量、强度、刚度和 TFL 要求等的影响。

d) 海底条件

土壤摩擦力和承载能力、局部障碍物以及海底地形等因素都会影响到对中工序。

e) 连接点

其他水下设备上的连接点或海上平台的连接点, 都将对海管对中设计产生影响。海上平台可提供其他的海管对中方法, 例如常规的立管或 J 型管的安装。对于完成整体设计来说, 连接点需要膨胀弯、解脱功能或者阀组等, 因此可能需要使用跨接管满足这些连接点的要求。

f) 端口连接方法

对于端口连接的完整性来说, 通过对中方法将端口定位在海管接头合适的轴向、横向和角度公差范围内很重要。对于捆扎式海管来说, 也可采用旋转对中方法以保证适当的出口方向。了解在安装过程中何时进行端口连接也很重要。某些端口连接技术有利于“第一个端口”连接, 即当管线刚开始铺设或管线铺设以后马上进行第一个端口连接。“第二个端口”连接有利于平台或立管连接, 但是适用于绝大多数的水下端口连接技术。

g) 对中载荷和应力

海管末端附近连接的设计及中对部件受海管的强度和刚度、海管端口与连接点对中所需要的位移影响。牵引和铺设方法要求海管重新定位, 这样造成了在海管和对中设备的设计中要解决的轴向载荷和弯矩的问题。利用一般短管方法可以使管线位于原铺设位置。在附件和密封组件抵消残余安装、终端连接校准力和操作应力(可导致垫片密封断裂)时, 接头宜能产生足够的预加载荷。

管线对中作业过程中影响设计载荷和导致管线应力的因素包括(参见图 3):

- 连接点的高度和相对于海底的角度;
- 管线的重量(以及浮力);
- 管线的轴向和扭转刚度;
- 悬跨长度;
- 所对中管线的侧向和角位移;
- 牵引力、管线安装残余应力和土壤摩擦力;
- (定位出口时所需要的)扭矩。

h) 管线接头

通常是在完成海管管端对中作业后进行海管与连接点之间的连接。下面所描述的各种连接方法其主要作用是形成用于承受与水下环境相关载荷的压力密封。如果使用了 TFL, 则接头应符合 GB/T 21412.3—2009^[2] 中的相关规定。在深水区, 所有承受静液压力的密封都必须具有双向密封功能。所设计的管线接头在安装到水下以后, 应能提供某种检验方法以确保垫片和接头完全起作用或被加紧。

www.bzxz.net

免费标准下载网