

ICS 75.180.10
CCS E 92



中华人民共和国国家标准

GB/T 45966.1—2025

石油天然气工业 井完整性 第1部分：生命周期管理

Petroleum and natural gas industries—Well integrity—
Part 1: Life cycle governance

2025-08-01 发布

2026-02-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

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 缩略语 3

5 井完整性策略及管理体系 4

 5.1 通则 4

 5.2 井完整性策略 4

 5.3 井完整性管理体系(WIMS) 4

6 井完整性设计基础 8

 6.1 基本信息 8

 6.2 资料录取要求 8

 6.3 其他因素 9

7 井设计阶段 9

 7.1 井完整性工作内容 9

 7.2 井设计风险管控 9

 7.3 井屏障设计 11

 7.4 井作业操作范围 12

 7.5 应急预案 12

 7.6 WBE 的监测要求 12

 7.7 移交文档 12

8 建井阶段 13

 8.1 井完整性工作内容 13

 8.2 井屏障示意图 13

 8.3 井屏障验证 13

 8.4 风险识别和评估 14

 8.5 MOC 14

 8.6 移交文档 15

 8.7 持续改进 15

9 生产阶段 15

 9.1 井完整性工作内容 15

 9.2 井屏障性能要求 15

9.3 监控和监测 16

9.4 环空压力管理 17

9.5 井的维护 18

9.6 井完整性评价 19

9.7 报告和文件 19

9.8 持续改进 19

10 修井阶段 20

10.1 井完整性工作内容 20

10.2 井移交 20

10.3 修井方案 20

10.4 井屏障 20

10.5 风险管理 21

10.6 MOC 21

10.7 移交文档 21

11 弃井阶段 21

11.1 弃井方案 21

11.2 弃井屏障 21

11.3 MOC 22

11.4 报告和文件 22

附录 A (资料性) 井生命周期中的井完整性和井屏障示意图 23

附录 B (资料性) 井屏障部件使用性能标准示例 37

附录 C (资料性) 井移交文档示例 39

附录 D (资料性) 压力剖面预测示意图 41

附录 E (资料性) 风险因素识别清单内容示例 42

附录 F (资料性) 典型泄漏路径示意图 43

附录 G (资料性) MAASP 计算 44

G.1 概述 44

G.2 计算 A-环空的 MAASP 值 45

G.3 计算 B 环空的 MAASP 值 47

附录 H (资料性) 井完整性分级及管理原则 50

参考文献 51

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/T 45966《石油天然气工业 井完整性》的第1部分。GB/T 45966 已经发布了以下部分：

——第1部分：生命周期管理。

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。

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

本文件起草单位：中国石油集团工程材料研究院有限公司、中国石油天然气股份有限公司油气和新能源分公司、中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司、中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院、中国石油集团工程技术研究院有限公司、大庆油田有限责任公司、中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司、中国石油集团川庆钻探工程有限公司、中国石油集团渤海石油装备制造有限公司、中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司、中海油研究总院有限责任公司、北京贝威通能源科技集团有限公司、天津市东方先科石油机械有限公司。

本文件主要起草人：邱金平、王鹏、曾努、汪传磊、马英文、曹砚锋、于少卿、乔雨、高翔、谢俊峰、罗伟、冯少波、王学强、杨向同、何英明、贾德利、徐婷、张凯、蔡萌、马文海、张平、刘子平、吉楠、赵勇刚、纪海涛、张小刚、戴荣东、梁涛、李井新。

引 言

GB/T 45966《石油天然气工业 井完整性》，旨在提出油气井从设计、建井、生产、修井、弃井全生命周期各阶段的井完整性管理基本要求和推荐做法，有助于提高井完整性管理整体水平，拟由两个部分构成：

- 第 1 部分：生命周期管理；
- 第 2 部分：生产阶段的井完整性管理。

本文件作为 GB/T 45966 的第 1 部分，与其他部分配合使用。

本文件是为了指导我国石油和天然气行业在井的生命周期内，包括设计基础阶段、设计阶段、建井阶段、生产阶段、修井阶段及弃井阶段有效地管理井完整性而编写的。提出了确保井完整性管理的最低要求、针对井特定风险特征的技术建议，确保井设计、施工过程以及此后井剩余寿命中的完整性管理。

石油天然气工业 井完整性

第1部分：生命周期管理

1 范围

本文件规定了石油天然气工业油气井全生命周期完整性管理的基本要求和推荐做法,包括井完整性策略及管理体系、井完整性设计基础、井设计阶段、建井阶段、生产阶段、修井阶段、弃井阶段。

本文件适用于石油天然气工业高风险井的完整性管理。

本文件不适用于石油天然气工业井控管理,也不适用于裸眼井壁完整性管理。

注1: 高风险井是同时满足以下定义中任意两个或两个以上条件的井:

- a) 储层孔隙流体压力不低于 70 MPa;
- b) 储层温度不低于 150 °C;
- c) 储层 H₂S 含量不低于 30 g/m³;
- d) 试油预测产气量或生产配产产气量大于 20×10⁴ m³/d;
- e) 水深超过 500 m 井。

注2: 裸眼井壁完整性指裸眼井在钻完后保持其形状和完整性的能力,也称为“钻孔稳定性”。

2 规范性引用文件

本文件没有规范性引用文件。

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

井完整性 well integrity

综合运用技术、操作和组织管理的解决方案来降低油气井在全生命周期内地层流体不可控泄漏的风险。

3.2

失效 failure

丧失按要求执行任务的能力。

3.3

故障 fault

由于存在不当命令、缺乏适当的命令或失效而引起的系统部件的异常、不良状态。

注1: 任何失效都会导致故障;并不是所有的故障都是失效导致的。

注2: 系统部件可能包括整个子系统、组件或零件。

3.4

功能性 functionality

为建立和保持完整性,对系统、结构、设备提出的运行要求。

3.5

隐患 hazard

潜在伤害源或可能造成损失(任何负面后果)的情况。

3.6

损伤 impairment

执行某种功能的能力减弱,但尚未失效。

3.7

泄漏 leak

意外且不希望的流体流动。

3.8

地层破裂试验 leak off test; LOT

通过井口施加压力,记录暴露地层发生漏失时的压力的试验或测试。

3.9

延长地破试验 extended leak off test; XLOT

采用井口加载压力的方式,确定暴露地层裂缝延伸压力和裂缝闭合压力的试验或测试。

3.10

环空最大允许压力 maximum allowable annulus surface pressure; MAASP

环空能承受且不影响任何部件完整性的最大压力。

3.11

监测 monitoring

以预先设定的频率观测并记录井的运行参数,以确保其保持在作业操作范围之内。

注: 井的运行参数示例包括压力、温度、流量。

3.12

压力测试 pressure test

对设备或系统施加压力,以验证设备或系统的保压能力。

3.13

可靠性 reliability

在规定的条件下和规定的时间区间内完成规定功能的能力。

3.14

风险 risk

事件后果及其发生可能性的组合。

[来源:GB/T 23694—2024,3.1.1,有修改]

3.15

风险评价 risk assessment

风险识别、风险分析和风险评估的全过程。

3.16

持续环空带压 sustained casing pressure

油气井中油管与套管之间、套管与套管之间或套管与井壁之间的环形空间长期保持的压力,该压力具有以下特征:

- a) 泄压后可恢复;
- b) 不仅仅是由温度波动引起的;
- c) 不是人为施加的压力。

注: 没有环空通道的井,也可能存在持续的压力。

3.17

验证 verification

为确认活动、产品或服务符合规定要求而进行的检查、测试、审核或审查。

3.18

井屏障 well barrier

防止地层流体意外泄漏至井眼、其他地层或外部环境的系统。

[来源:GB/T 43672—2024,3.3,有修改]

3.19

井屏障部件 well barrier element; WBE

承担结构和密封完整性的部件或组件,可与其他相关的 WBE 组合成为井屏障。

3.20

第一井屏障 primary well barrier

与地层流体直接接触,用以阻止地层流体无规则流动的部件或组件。

3.21

第二井屏障 secondary well barrier

当第一井屏障失效后,用于阻止地层流体无规则流动的部件或组件。

3.22

井屏障设计 well barrier plan

为防止在建井、生产、弃井或停产的每个阶段出现意外流动,在井中布置井屏障和验证的具体方案。

3.23

流入测试 inflow testing

沿地层流体流动方向的压力测试,通过建立压差并观察低压侧的压力变化,对 WBE 进行泄漏测试。

3.24

井作业操作范围 well operating limits

油气井的操作参数集合。

注:通常包括适用的设计或安全系数和性能标准。

3.25

井控 well control

在钻井、完井、修井和弃井作业过程中,为了防止或减少地层流体从井中意外泄漏到周围环境而实施的活动。

注:通常涉及动力部件,如防喷器、泥浆泵、钻井液循环系统等。

[来源:GB/T 8423.2—2018,2.9.43,有修改]

4 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

ASV:环空安全阀(Annulus Safety Valve)

MOC:变更管理(Management of Change)

SSSV:井下安全阀(Subsurface Safety Valve)

TOC:水泥返高(Top of Cement)

WIMS:井完整性管理体系(Well Integrity Management System)

5 井完整性策略及管理体系

5.1 通则

石油天然气工业井完整性(简称“井完整性”)贯穿于油气井方案设计、钻井、试油、完井、生产、修井、弃井的全生命周期,应通过测试和监控等方式获取与井完整性相关的信息并进行集成和整合,对可能导致井失效的危害因素进行风险评价,有针对性地开展井完整性评价,制定合理的管理制度与技术措施,从而达到减少和预防油气井事故发生、经济合理地保障油气井安全运行的目的。

5.2 井完整性策略

应制定相关策略,承诺履行井完整性管理,保护健康、安全、环境、资产和公司声誉。

5.3 井完整性管理体系(WIMS)

5.3.1 通则

应有 WIMS,通过技术、操作和组织流程的组合应用,确保在全生命周期内保持井完整性。WIMS 应包含以下要素:

- a) 风险评价;
- b) 组织管理和任务;
- c) 井屏障;
- d) WBE 性能要求;
- e) 井屏障验证;
- f) 报告和文档;
- g) 变更管理(MOC)。

5.3.2 风险评价

应识别全生命周期内的井完整性隐患,以及与这些隐患相关的风险,并应确定风险发生的可能性和风险后果的可接受水平。

5.3.3 组织管理和任务

5.3.3.1 一般要求

应确保在井的全生命周期内具备管理井完整性的资源保障。

应采取适当的组织管理措施,应包含策略和目标、组织方案和运行(包括岗位和职责)、人员资历和培训、工作流程、承包商管理、MOC、应急管理。

为确保以健康、环保和保护资产的方式执行任务,应明确井完整性人员的能力要求和相关培训。

5.3.3.2 操作要求

操作要求应包括但不限于:

- a) 检测和监测设备;
- b) 流程和工作要求;
- c) 安全隔离措施;
- d) 工作许可制度。

5.3.3.3 人员能力

人员能力应包括但不限于：

- a) 培训；
- b) 经验；
- c) 监督能力。

5.3.3.4 管理要求

管理要求应包括但不限于：

- a) 制定井完整性管理的目标和方针；
- b) 制定井完整性管理的制度和流程；
- c) 明确涉及井完整性管理岗位人员的职责和权限。

5.3.4 井屏障

5.3.4.1 通则

在井的全生命周期内，井完整性管理的关键在于井屏障的验证、维护、检查和测试。

应跟踪每个井屏障的状态，并根据规定的井作业操作范围维护井屏障。

5.3.4.2 井屏障数量

在可行的情况下，对于任何潜在流动或泄漏路径，应使用至少两个独立且已验证的井屏障来防止地层流体非受控流动。

当不能建立两个独立且已验证的屏障时，应进行风险评价，以确认一个井屏障能够提供可接受的风险水平保障井完整性。

第一井屏障通常是暴露在压力源中的第一组 WBE。第二井屏障通常不暴露于生产流体或压力中，但在第一井屏障失效的情况下能够阻止地层流体无控制向外层空间流动。

5.3.4.3 第一井屏障

根据井生命周期的阶段，第一井屏障应包括但不限于下列一个或多个 WBE：

- a) 盖层；
- b) 钻井液；
- c) 水泥环；
- d) 生产套管；
- e) 生产封隔器；
- f) 完井管柱；
- g) 井下安全阀(SSSV)或采油树主阀。

5.3.4.4 第二井屏障

根据井生命周期的阶段，第二井屏障应包括但不限于以下一个或多个 WBE：

- a) 非渗透地层；
- b) 水泥环；
- c) 防喷器；
- d) 套管；

- e) 带阀门的井口；
- f) 带密封件的油管悬挂器；
- g) 采油树和采油树接头；
- h) 带驱动器的采油树翼阀或主阀。

5.3.4.5 井屏障示意图

宜使用井屏障示意图记录各阶段井完整性状态、井屏障信息等，附录 A 给出了井生命周期中的井完整性和井屏障示意图。

5.3.5 WBE 使用性能标准

5.3.5.1 通则

应定义 WBE 使用性能标准，规定定期检查、维护和测试要求。

井屏障部件使用性能标准示例见附录 B。

5.3.5.2 井作业操作范围

井作业操作范围应根据井设计极限和 WBE 使用性能标准确定。

当井身结构、井况、生产阶段或井状态发生任何变化，均应确认是否需要更新井作业操作范围。

应明确定义以下内容：

- a) 井作业操作范围的所有阈值的设定要求；
- b) 在建井、运行、关停或暂闭期间监控和记录作业操作范围各个参数的要求；
- c) 井参数接近其规定阈值时采取的措施；
- d) 井参数超过其规定阈值时采取的措施；
- e) 防止超过井作业操作范围所需的安全设施或管控措施。

5.3.6 井屏障验证

5.3.6.1 井屏障验证测试

5.3.6.1.1 通则

井屏障验证测试利用压差来确定屏障系统部件的密封完整性。可通过压力测试或流入测试获得压差。

应确定测试的评估方法，例如：

- a) 根据确定的验收标准观察流量；
- b) 对照规定的验收标准监测压力变化。

5.3.6.1.2 试压

试压应根据已知来源压力确定试压压力，验证部件的结构和密封完整性。

试压介质要求应包括但不限于以下一项或多项：

- a) 使用经过处理的水（如氯化物和硫含量较低的水）；
- b) 增加测试介质 pH 值；
- c) 向测试介质中添加杀菌剂和除氧剂；
- d) 使用不冻结的流体，如盐水或碳氢化合物；
- e) 使用惰性气体，如氮气。

5.3.6.1.3 流入测试

利用储层或地层压力等已有压力源对 WBE 进行流入测试或逆向测试。

通过降低 WBE 下游(即与远程压力源相对的 WBE 一侧)压力在该处产生压差,若压力增加,则表明存在泄漏。

SSSV 依据相关标准或制造厂家要求进行测试。

5.3.6.2 流动方向

部件优先在流动方向上进行测试。若不具备可操作性,则在流动反方向上对部件进行测试。对于验证部件在流动方向上的密封能力,任何选择在流动反方向上测试的部件,其测试结果作为参考并进行记录。

5.3.6.3 温度的影响

温度效应会影响泄漏测试结果,掩盖井屏障的实际性能,导致泄漏测试分析不准确,因此应重新评估测试持续时间。

在这些情况下若无法进行泄漏测试,则有必要通过间接法进行阀门测试,如自身温度或控制线压力响应特性分析。

5.3.6.4 建模验证

如果生产测试不具备实施条件,部分 WBE 可根据需要通过合理建模或型式试验进行验证。

5.3.7 报告和文档

5.3.7.1 通则

在井的全生命周期中,与井设计、建井、生产、修井和弃井等相关的数据都应进行维护并可查阅。

应明确下列内容:

- a) 应记载和存储的井信息和记录;
- b) 负责数据收集和文件管理的人员;
- c) 记录保留期限。

5.3.7.2 井生命周期阶段性交付

为维护井完整性管理,在井生命周期的每个阶段结束时,应满足井完整性在文件、认证和验证方面的要求。

5.3.7.3 井移交过程

应明确在井生命周期内的责任和职责,以及井移交流程要求。

应在井移交文档中记录井作业操作范围和 WBE 状态。

移交文档应包括适用条目,并记录井身结构、作业操作范围和已知危害的所有变化(见附录 C)。

宜明确负责编制、审核和接收井移交文档的人员,并在文档上签字并注明相应的日期。

5.3.8 MOC

应建立涵盖井全生命周期的 MOC 程序。MOC 程序应包括风险评价、削减措施、审批和文件记录更新等要求。执行 MOC 程序应包括但不限于以下变化:

- a) 地面设备和井控设备；
- b) WBE；
- c) 井类型(如从生产井改为注水井)；
- d) 操作程序；
- e) 设计基础或操作条件。

6 井完整性设计基础

6.1 基本信息

基本信息应包括以下内容。

- a) 油田名称。
- b) 井型(直井、定向井)。
- c) 井别(采油井、采气井)。
- d) 井靶点：
 - 1) 靶点横纵坐标；
 - 2) 靶点垂深；
 - 3) 靶点地层信息(名称和岩性)。
- e) 地质分层和潜在风险：
 - 1) 地质分层和流体类型；
 - 2) 海底地貌；
 - 3) 浅层地质灾害预测；
 - 4) 易漏、易塌、特殊岩性等预测。
- f) 地层温度预测。
- g) 压力预测：
 - 1) 地层孔隙压力预测；
 - 2) 地层破裂压力或地层压力窗口；
 - 3) 预测生产、关井或注入的最大井口压力。
- h) 井筒流入与流出：
 - 1) 预测产量(油、气、水)；
 - 2) 完井方式,如套管射孔、裸眼；
 - 3) 完井管柱,如单管完井、多管完井；
 - 4) 防砂,如防砂方式、筛管选择、砾石选择、洗井方式、生产制度等；
 - 5) 由于不同的储层性质或压力体系而带来的分层要求；
 - 6) 生产、注入的流体类型与流量要求；
 - 7) 井口和井筒最大及最小预测温度；
 - 8) 增产、测试、措施策略、化学药剂注入、人工举升要求。

附录 D 给出了一个压力剖面预测示例,其详细程度取决于井的类型和复杂性。

6.2 资料录取要求

建井和生产阶段的井完整性资料录取要求应包括下列内容：

- a) 各井段建井期间明确是否需固井质量测井、LOT 等；
- b) 生产阶段资料录取明确是否需要下入光纤、井下压力计、控制传感器等。

6.3 其他因素

宜考虑必要的隔离措施、井屏障监控措施以及未来弃井井屏障要求等,主要包括:

- a) 是否下入 SSSV;
- b) 套管强度及防止套管腐蚀等要求;
- c) 固井要求,包括水泥返高(TOC)、水泥浆性能等要求;
- d) 可能影响井屏障设计的特殊考虑因素,如人工举升、仅一道井屏障的井;
- e) 盖层与水泥环的相对位置;
- f) 井内可能出现的沉积物,如垢、蜡、沥青质、水合物、天然放射性物质、硫、汞等;
- g) 可能由于微生物引起的生产管柱、采油树等腐蚀;
- h) 影响井设计的地方法规。

7 井设计阶段

7.1 井完整性工作内容

应包括但不限于以下内容:

- a) 孔隙压力和岩石力学分析;
- b) 套管设计;
- c) 固井设计;
- d) 基于腐蚀和冲蚀分析的油套管、井下工具、井口材料选择;
- e) 油管强度校核;
- f) 完井设计;
- g) 数据采集设计;
- h) 水下设计,包括井口疲劳(如果需要);
- i) 流动保障;
- j) 钻井和完井设备的技术规格;
- k) WBE 的设计和安装;
- l) 控制和自动测量;
- m) 风险及控制措施;
- n) 钻井和完井作业;
- o) 试油作业;
- p) 弃井。

7.2 井设计风险管控

7.2.1 通则

应开展潜在危害的识别和评估,并对识别出来的危害制定相应的措施。风险因素识别清单内容示例见附录 E。

7.2.2 失效案例分析

应收集并分析邻井或邻近区块类似井的井完整性现状、井完整性失效案例,总结经验教训,优化新井设计。

7.2.3 注意事项

7.2.3.1 腐蚀和冲蚀

宜考虑下列腐蚀与冲蚀的风险并采取相应控制、削减措施：

- a) H_2S 腐蚀；
- b) CO_2 腐蚀；
- c) 含溴盐的钻井液、螺纹脂、氯离子或 H_2S 导致的应力开裂；
- d) 酸腐蚀；
- e) 不同材料之间的兼容性(例如电化学腐蚀,非金属材料与完井液之间的化学反应等)；
- f) O_2 腐蚀；
- g) 微生物腐蚀；
- h) 乳状液、垢、蜡、沥青、水合物的形成；
- i) 地层砂、压裂砂、重晶石等固相颗粒的冲蚀；
- j) 其他化学腐蚀。

宜建立腐蚀、冲蚀和流体配伍性评价方法,评估井内流体对 WBE 的腐蚀冲蚀风险水平,评估结果作为产出液、注入液、人工举升液、控制线液、完井液、环空保护液及化学助剂的材料选择和腐蚀控制方法的依据。

7.2.3.2 外部和环境危害

宜采取相应控制措施降低以下外部和环境因素导致的风险：

- a) 大气对结构部件的外部腐蚀；
- b) 海洋环境导致的结构部件的腐蚀；
- c) 地层中的腐蚀介质导致的套管外壁腐蚀；
- d) 波动载荷引起的结构部件疲劳；
- e) 钻井或修井造成的水下井口疲劳；
- f) 井下落物。

7.2.3.3 载荷分析

7.2.3.3.1 应分析各种单一或复合载荷对 WBE 的影响,设计阶段宜考虑的因素包括但不限于：

- a) 内压；
- b) 外压；
- c) 温度；
- d) 扭转；
- e) 弯曲；
- f) 压缩；
- g) 海浪与洋流；
- h) 压力、温度、波浪、弯矩交变导致的疲劳载荷。

7.2.3.3.2 宜考虑井全生命周期内可能的作业和载荷工况,包括但不限于：

- a) 钻井；
- b) 完井；
- c) 生产；
- d) 最大产量；

- e) 压力测试；
- f) 掏空；
- g) 注入；
- h) 压井；
- i) 修井；
- j) 改造；
- k) 关停或停产；
- l) 弃井。

7.3 井屏障设计

7.3.1 井屏障设计原则

7.3.1.1 全生命周期的井屏障包括：

- a) 建井过程每个阶段所需的井屏障；
- b) 建井完成并验证后移交给生产阶段的最终井屏障系统；
- c) 修井所需的井屏障；
- d) 弃井作业期间需要的井屏障；
- e) 弃井后剩余的井屏障。

7.3.1.2 井屏障设计原则包括：

- a) 符合井全生命周期所有潜在流入源的隔离,包括弃井；
- b) 防止井全生命周期内的持续环空带压；
- c) 防止任何含水层在井全生命周期内被井筒产出或注入的流体污染；
- d) 防止层间互窜；
- e) 符合所有适用的法规要求；
- f) 遵守适用的行业标准；
- g) 防止井内流体意外流动。

7.3.2 井屏障方案

设计阶段应包括井屏障设计方案,井屏障方案应描述井屏障及其功能,并识别所需的 WBE、技术要求和监控方法。可在设计中给出每个作业阶段的井屏障示意图,并阐述各个施工步骤中井屏障的具体内容。井屏障设计方案中宜包括下列内容：

- a) 建井阶段各工序的井屏障数量；
- b) 在计划施工的井中需要就位的 WBE；
- c) 每一开次的井屏障示意图；
- d) 实现地层封隔和/或结构完整性的固井要求；
- e) 封隔器下深和/或其他 WBE 下深；
- f) 井屏障的验收和测试标准,包括测试、验证和校核；
- g) WBE 的监控方法；
- h) 最终的井屏障示意图。

7.3.3 WBE 性能

应规定 WBE 的性能要求。具体内容通常包括：

- a) 在组件级别定义的一组规范标准,例如:套管接头性能评定、材料腐蚀和抗冲蚀试验要求、功能

测试要求、水泥性能评价、液动或电动控制阀的关闭响应时间、SSSV 关闭要求；

- b) 固井材料与消耗品,例如油套管接头、阀门和其他部件中用到的螺纹脂、油脂和耗材等；
- c) 在建井阶段 WBE 与井屏障的验证要求,例如指定何时何地针对固井质量进行测井；
- d) 地面控制 SSSV 设计要求,例如设置的启动压力要符合上部静液柱加上海水(当存在海水作用于其上时)的压力能够将其关闭,尤其在深水中设置深井安全阀时着重考虑此点。

宜对井内不同组件、设备或工艺提出具体的质量控制要求。性能要求应根据钻完采工程进度和风险认识的深入进行持续优化。作为全生命周期中设计阶段的一部分,在设计最后阶段应建立 WBE 的所有性能要求。

7.3.4 井屏障的最终检验

设计中应根据 WBE 性能要求,给出井屏障、WBE 的最终测试及验证方法。

7.3.5 与紧急关闭系统相关的 WBE

应明确与紧急关闭安全系统相关的部件,包括但不限于以下部件：

- a) 液动翼阀；
- b) 液动主阀；
- c) 地面控制 SSSV；
- d) 环空安全阀(ASV),气动翼阀等。

7.4 井作业操作范围

设计中应提供井全生命周期内各阶段允许的操作压力范围(最大值和最小值),包括开井、关井、生产期间的 MAASP 管理;为保证所有的 WBE 符合技术要求(包括设计或安全系数、性能标准等),井的运行参数不应超出操作限制,若超出操作范围,应开展风险评价,制定风险控制措施。

7.5 应急预案

应根据井完整性失效的风险,提出相应的应急预案。

7.6 WBE 的监测要求

设计中应提出用于 WBE 监控的硬件和软件要求。这些要求的具体内容包括但不限于：

- a) 具备环空压力监测条件的环空,宜制定压力监测方案；
- b) 为未来可能涉及井筒干涉的监测方法所预留的接口；
- c) 传感器和仪表。

7.7 移交文档

在井全生命周期内的不同阶段,应建立移交文档的档案,确保文档的可追溯性和完整性。移交文档应包括但不限于以下内容：

- a) 井的基本信息；
- b) 钻井资料；
- c) 试油完井资料；
- d) 井完整性信息；
- e) 操作记录。

8 建井阶段

8.1 井完整性工作内容

建井的完整性工作应包括但不限于以下内容：

- a) 正压试压和负压引流测试；
- b) 地层承压能力测试(如 LOT、XLOT 等)和资料解释；
- c) 测井和解释；
- d) 固井及固井质量评估；
- e) 入井流体的评价和质量控制；
- f) 评估可能威胁井完整性的潜在地下危害,例如孔隙压力、 H_2S 、 CO_2 、膏层、盐层；
- g) 与现有井筒相关的危害、防碰、轨迹控制和评估、废弃井、邻井的状况、相关环境问题等。

8.2 井屏障示意图

在建井期间,井屏障示意图宜能随时在工作和作业现场进行维护、查看及存档。在井的每一个施工阶段完成后,应更新井屏障示意图,任何变更都应进行记录。

8.3 井屏障验证

8.3.1 通用要求

WBE 交付给施工现场时应有质量证明文件,制造商提供的符合设计要求合格证应存档。施工方案应遵循钻完井设计对 WBE 的验证要求,所有 WBE 应按照施工方案进行验证并存档。

8.3.2 水泥环

生产套管和技术套管宜进行固井质量测井并记录。如果未按照施工方案进行测试,宜使用替代方法进行验证。固井质量未达到设计或相关规范要求的,应进行风险评价并制定补救措施。

在固井作业之前、期间和之后观察到的下列现象可能影响 WBE 的建立：

- a) 固井漏失；
- b) 偏离固井施工方案,如无法保持所需的水泥浆密度,使用的水泥浆量少于设计量等；
- c) 水泥浆过早返回地面；
- d) 碰压之前压力异常升高；
- e) 固井之前、期间或之后的流体侵入；
- f) 套压过大；
- g) 固井作业中机械失效,例如尾管、套管、浮箍和水泥头失效；
- h) 固井质量不合格。

8.3.3 地层压力测试

非渗透性的地层可作为 WBE 阻止地层流体侵入井筒或其他地层。在建井期间,通常在钻出套管鞋进入第一个易漏层时进行地层测试,如地层承压试验、LOT、压力完整性试验或泵入试验(PIT)和 XLOT。应根据地层实际情况、施工条件和测试目的选择合适的测试方法进行测试,并记录测试结果。

8.3.4 井口密封面

井口密封面应使用适当的保护器进行保护,以防止在各种施工作业过程中损伤。例如,在钻进过程

中使用防磨套,防止钻柱损伤井口的密封面。

8.3.5 油套管接头

应根据制造商要求或相关规范,制定相应的操作规程来确保接头上扣符合规定。操作规程应包括螺纹接头型号,上扣位置或/和最佳上扣扭矩,螺纹脂涂抹方法等内容。应记录特殊螺纹接头(气密封扣)的上扣扭矩曲线,宜使用圈数-扭矩曲线。

8.3.6 套管磨损

作业期间,应采取防磨措施(例如使用非旋转钻杆保护器或耐磨带),在试油或改造作业前宜对套管磨损情况进行评估,确保套管强度符合相关作业载荷的要求。套管磨损的评估结果应存档,并用于计算和更新井的作业操作范围(包括 MAASP)。

8.4 风险识别和评估

开钻前,应根据设计提示的井屏障风险制定防控措施,并进行现场交底。开钻后,应持续监测防控措施的执行情况,并及时识别可能的附加风险。

8.5 MOC

8.5.1 设计变更

建井过程中工况与设计有明显差异时,应按照 MOC 程序进行设计变更。所有变更应记录存档,并及时更新井屏障示意图。

8.5.2 暂闭井的井屏障要求

建井期间暂停施工时,应在井中设置井屏障,以防止地层流体不受控制地流向地面或其他地层。井屏障选择宜考虑预期的停工期、井下环境、暂闭时已钻开的地层以及后续恢复施工所需的特殊条件。

8.5.3 试油阶段的井屏障要求

8.5.3.1 试油前应进行井完整性评价,内容包括但不限于:

- a) 井屏障示意图绘制;
- b) 井屏障退化或失效原因的诊断分析;
- c) 存在缺陷的井屏障可使用性评估;
- d) 各级环空压力是否在允许压力范围内;
- e) 数据统计和趋势分析。

8.5.3.2 通过地层完整性、井筒完整性、井口完整性的评价以及环空压力分析,得到试油前的井完整性评价结论,应包括但不限于:

- a) 目的层、套管(油层套管、尾管、尾管喇叭口)、固井水泥环等 WBE 是否有效;
- b) 测试压差范围是否出砂及出砂带来的井完整性失效风险;
- c) 目的层上覆复杂岩性地层分布和封固情况,对后期作业的风险提示;
- d) 环空保护液密度范围;
- e) 套管磨损评价结果,是否需要回接部分套管;
- f) 尾管喇叭口、人工井底完整性是否完好及是否需要负压验窜;
- g) 油层套管压力安全控制范围;
- h) 井口装置的可靠性。

8.5.3.3 根据评价结果选择试油工具工艺,设立合格的两道井屏障,并明确各 WBE 的功能、技术要求和监控方法。

8.6 移交文档

建井阶段到生产阶段的移交文档宜包括以下内容:

- a) 采油树和井口示意图,至少包括阀门的描述,操作和测试要求、测试记录和开关状态;
- b) SSSV 的状态、性能标准和测试记录;
- c) 紧急关闭系统和驱动器的状态;
- d) 开井程序,包括详细的生产/注入要求和预测的温度、压力;
- e) 留在井中但通常需要去掉才能使井正常生产和监控的部件(桥塞、止回阀等)的详细资料;
- f) 详细的井屏障示意图;
- g) 详细的井身结构和测试记录(包括所有套管柱的尺寸、钢级材质、螺纹类型和扶正器,生产管柱和环空中的流体密度,TOC,储层和射孔信息);
- h) 孔隙压力图和地质信息;
- i) 详细的完井管柱结构(所有部件的内外径、长度、钢级材质、螺纹和下深);
- j) 井眼轨迹,包括井口的大地坐标;
- k) 在环空、井眼、油管 and 采油树内遗留流体的压力、体积和类型;
- l) 井的操作范围和 MAASP 计算;
- m) 海底控制系统状态和测试记录(如适用)。

移交文档中包含井屏障示意图时,井屏障示意图应标注第一井屏障和第二井屏障以及所有井完整性问题。

附录 C 给出了移交文档的示例。

8.7 持续改进

钻完井井史中应记录建井阶段与井完整性相关的事件,为保证全生命周期井完整性提供参考。

9 生产阶段

9.1 井完整性工作内容

生产阶段的井完整性工作应包括但不限于以下内容:

- a) 泄漏测试与评估;
- b) 持续环空带压评价和管理;
- c) 入井流体质量控制;
- d) 识别确认地面、井下风险;
- e) 管控与目前井筒有关的风险;
- f) 更新井屏障示意图;
- g) 井运行,包括开井、监控和关井;
- h) 井维护,包括预防性维护、测试、检查、维修和更换。

典型泄漏路径示例见附录 F。

9.2 井屏障性能要求

井的运行和维护人员应对照验收标准,在井的生产阶段,监控、维护、检查、测试和检验必要 WBE,包括但不限于以下方式:

- a) 测试紧急关井系统中相关的传感器和所有其他相关部分,确保所有紧急关井阀能正常工作;
- b) 对地面控制 SSSV 进行功能测试,验证其功能性、可用性和可靠性;
- c) 对气举阀进行流入测试,验证其功能性、可用性和可靠性;
- d) 监控环空压力。必要时施加足够的压差,以发现相关被监控的 WBE(生产封隔器、油管或套管、水泥环等)处的泄漏;
- e) 监控控砂系统;
- f) 环空和储层流体取样。

9.3 监控和监测

9.3.1 监控及监测频率

应明确需要监控的对象和监测的计划、频率和类型。

在发生以下情况时,可对监测频率进行调整:

- a) 如果监测发现不符合项的次数多于或少于预测次数;
- b) 井屏障平均故障时间与当前监测频率不匹配。

9.3.2 生产参数范围设置

应定义每口井或每种井型的运行参数和参数运行范围。当以下生产阶段井况发生变化,应重新确认运行参数范围,包括但不限于:

- a) 井口/油管头生产和注入压力;
- b) 生产/注入流量;
- c) MAASP;
- d) 环空压力的泄压和补压;
- e) 控制管线的压力和流体;
- f) 化学注入系统参数。

9.3.3 暂闭井和长停井

应按照计划对暂闭井和长停井实施监测。

9.3.4 外观检查

外观检查用于评估井口及井周的总体情况,包括但不限于以下方面:

- a) 井口采油(气)树、防碰撞保护装置等的机械损伤、腐蚀、侵蚀、磨损等;
- b) 井口周边整洁、有无积水等情况;
- c) 压力监测系统是否正常;
- d) 井口、井周地表泄漏观察。

9.3.5 井筒腐蚀和漏点检测

应根据不同开发区块优选典型井制定井筒腐蚀和漏点检测计划,并按计划实施。

9.3.6 腐蚀监测与防护

9.3.6.1 应在井筒内腐蚀风险评价的基础上,确定 WBE 腐蚀监测计划和频率,并根据实际检测的结果进行调整。

9.3.6.2 腐蚀监测计划可以包括但不限于以下内容:

- a) 对井设计寿命周期内的屏障部件腐蚀速率进行估算；
- b) 对环空或井内流体中的腐蚀性化学物质(硫化氢、酸等)进行取样分析。

9.3.6.3 应评估外部腐蚀风险,并确定防护措施。

9.3.7 冲蚀监测

井筒流体成分或固相含量发生异常变化时,宜对冲蚀风险和最大冲蚀速率重新评估。根据评估结果,制定冲蚀监测计划,并将其列入井检测和维护计划中。

9.3.8 结构完整性监测

宜开展导管、表层套管和井口装置等检测或仿真模拟,评估失效风险。

9.3.9 井口抬升监测

存在井口抬升风险的井,宜开展井口抬升监测。

9.4 环空压力管理

9.4.1 环空压力测试和监控要求

9.4.1.1 应在整个生产过程监控并记录以下内容,包括但不限于:

- a) 井口油压和温度;
- b) 各环空压力;
- c) 井口产出物(油、气、水、砂等);
- d) 泄压、补压等操作记录。

9.4.1.2 对各级环空压力进行实时监测。

9.4.2 MAASP

9.4.2.1 MAASP 计算

在计算 MAASP 时,宜使用如下信息:

- a) 环空 WBE 的性能参数;
- b) 最大试压值;
- c) 地层压力、温度、流体组分;
- d) 环空或油管中各种流体的信息(密度、体积、稳定性);
- e) 油压、产量、注入压力、注入气量等生产数据;
- f) 地层强度、渗透率和地层流体信息;
- g) 腐蚀、磨损等影响;
- h) 在套管上安装泄压设施(如破裂盘)时,考虑泄压设施的开启和关闭两种状态下的各种载荷情况;
- i) 地面控制 SSSV 控制管线的运行压力。

MAASP 计算见附录 G。

9.4.2.2 环空工作压力设定

应将各环空的运行范围确定在规定的上限值和下限值之间。所设定的上限值应低于 MAASP,以确保能有足够的时间来启动纠正措施,将压力维持在 MAASP 以下。

当环空压力达到其上限值或下限值时,应开展环空压力诊断测试,采取措施使环空压力保持在运行

范围之内。

在确定下限值时,宜考虑如下因素:

- a) 环空观测压力;
- b) 为井屏障提供水力支撑;
- c) 防止挤毁下一层环空的套管;
- d) 水合物生成;
- e) 计算的响应时间;
- f) 流体性质的可变性;
- g) 温度波动;
- h) 避免产生气相(加速腐蚀反应);
- i) 避免空气进入。

对海上油气井,建议下限值应超过井口处的海水柱静液压力。

压力极限值和 MAASP 图例如图 1 所示。

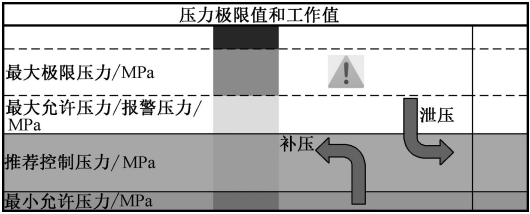


图 1 压力极限值 and MAASP 图例

9.4.3 环空压力最大允许值及工作压力的调整

9.4.3.1 当井运行状况表明压力为持续带压或井屏障出现泄漏时,应根据下列已确定的参数和信息调整环空工作压力:

- a) 环空泄压或补压的频率;
- b) 异常的压力趋势(表明环空流体泄漏或流体进入环空);
- c) 环空泄压或补压的流体总量;
- d) 使用或回收的流体类型(油、气、泥浆);
- e) 压力超过 MAASP 和/或上限值。

9.4.3.2 持续带压环空的 WBE 出现缺陷,应对其环空工作压力进行分析并调整,确保其相邻外环空承压能力符合要求。

9.4.3.3 在重新计算 MAASP 时,宜考虑液柱压力影响。

9.5 井的维护

9.5.1 应建立井屏障维护保养制度,明确井屏障维护保养要求。

9.5.2 应维护保养的 WBE 包括但不限于以下部件:

- a) 井口、油管悬挂器和采油树,包括所有阀门、阀帽、法兰螺栓和卡箍、注脂口、试压口、控制管线出口等;
- b) 监测系统,包括仪表、传感器、腐蚀探针、挂片等;
- c) 环空流体;
- d) 井下阀门(地面控制 SSSV、井下控制 SSSV、ASV 和气举阀);

- e) 紧急关断系统(探测器、紧急关断系统控制盘、熔断塞);
- f) 化学剂注入系统。

9.5.3 维护可分为以下 2 个等级:

- a) 预防性维护:在井的工作状况、井型和井运行环境正常的基础上,定期进行维护;
- b) 纠正性维护:由预防性维护任务中发现的失效问题或井监控中的失效有特别需求而引发的维护。

9.5.4 制定维护保养制度,宜考虑以下方面:

- a) 设备制造厂家的产品技术规范;
- b) 环境和人员因素;
- c) 相关标准、惯例和指导方针。

9.6 井完整性评价

9.6.1 宜根据国家、行业以及企业标准确定油气井开展井完整性所需评价方法与评价周期。

9.6.2 宜采用“红、橙、黄、绿”方式对油气井实施分级管理并制定相应的管控措施,见附录 H。

9.6.3 对于 WBE 失效的井,可采用危险源识别方法、故障模式、影响及危害性分析等方法开展风险评价,风险评价考虑因素应包括但不限于以下内容:

- a) 井屏障退化或失效的原因;
- b) 该退化或失效继续恶化的可能性;
- c) 第一井屏障的可靠性;
- d) 第二井屏障的可用性和可靠性;
- e) 改进方案及计划。

9.6.4 对于与设计生命周期不符的井,宜开展井完整性评价,如评价结果表明不能使用时应暂闭或弃井。

9.6.5 对于拟利用的停产井,宜开展井筒再利用评价,确定是否能作为生产井或者注入井。

9.7 报告和文件

记录并归档生产阶段的井完整性活动,并确保记录长期保存。记录的信息应包含但不限于以下内容:

- a) 井屏障示意图;
- b) 井的移交信息;
- c) 生产/注入信息;
- d) WBE 的性能标准;
- e) 环空压力监控;
- f) 实施的诊断测试;
- g) 流体分析;
- h) WBE 的维护。

9.8 持续改进

对生产阶段的井完整性问题,应编制持续改进方案并组织实施,方案包括但不限于井完整性评价、井屏障维护、保养、检测以及监测等要求。

10 修井阶段

10.1 井完整性工作内容

应制定并维护修井阶段井完整性相关规划,并组织修井作业的规划和实施。应为可能影响井完整性的常规修井作业和突发应急事件提供支持。

10.2 井移交

移交的内容包括:

- a) 井移交的时间;
- b) 钻完井信息;
- c) 生产信息;
- d) 角色和职责的转移。

10.3 修井方案

修井方案应符合控制井完整性相关危害和风险的要求,应包含井屏障示意图,以及修井后的屏障验证方法,并进行审核审批。

10.4 井屏障

10.4.1 井屏障设置

井屏障发生变化时,应更新井屏障示意图。更新后的井屏障应能隔离潜在泄漏路径。所有井屏障变化均应遵循 MOC 程序。

10.4.2 井屏障质量控制

如维修或更换 WBE,所选设备和材料应通过适当的检验认证以证明其适用性,应涵盖构成井屏障的组件的制造、检验和质量控制。

10.4.3 井屏障检验

应制定井屏障验证程序,确认井屏障的完整性。此类检验程序可应用于下列情况:

- a) 修井之前,针对现有的井屏障;
- b) 修井作业期间,当井屏障结构或状态发生变化时;
- c) 修井作业结束,在将井移交和恢复到生产阶段之前,验证井完整性。

如果井屏障未能符合验证标准,应制定应急计划,维持(或恢复)井的可接受井完整性。

恢复或改变井屏障的作业按第 8 章的要求和流程执行。

10.4.4 环空工作压力控制

在修井作业之后,应重新审查并调整环空工作压力范围,环空工作压力控制宜考虑以下因素:

- a) 生产参数的调整;
- b) 井下部件的更换;
- c) 井部件的损耗;
- d) 井内流体组分的变化;
- e) 井参数监测能力的变化;

f) 井屏障检验的结果。

10.5 风险管理

应识别每项修井作业的关键风险,并明确作业中井完整性管理要求的预防控制和缓解措施。

10.6 MOC

如修井工况与修井方案有差异,应通过必要的 MOC 流程重新检验和/或修订修井方案。
变更应妥善记录,并在适当情况下纳入井屏障示意图。

10.7 移交文档

10.7.1 修井作业后,应确定井完整性管理应记录的所有信息,包括但不限于以下信息:

- a) 井移交文档,示例见附录 C;
- b) 经验教训。

10.7.2 井完整性管理记录的信息应包括以下更新信息:

- a) 修井记录;
- b) 环空工作压力范围;
- c) 井检查和维护要求。

11 弃井阶段

11.1 弃井方案

11.1.1 弃井方案应说明弃井作业的要求、井完整性风险的控制与削减措施,应包含井屏障示意图和井屏障检验方法。

11.1.2 井设计阶段的要求可能与弃井阶段相关,应根据适用性纳入弃井方案。

11.2 弃井屏障

11.2.1 总则

选择弃井屏障类型和数量时,宜考虑以下因素:

- a) 识别弃井作业时可能存在的流动源;
- b) 因储层压力恢复可能的流动源;
- c) 可能存在的层间窜流;
- d) 识别潜在的泄漏通道;
- e) 弃井作业时应为潜在泄漏通道建立永久性屏障;
- f) 弃井作业前验证环空水泥环封隔有效性;
- g) 地层压力;
- h) 温度。

11.2.2 井屏障材料的选择

弃井的永久性屏障材料应在预期的井下环境中保持其完整性。

11.2.3 井屏障设置

对具体的封隔对象,应明确井屏障的安装要求。

11.2.4 井屏障验证方案

11.2.4.1 应制定具有可操作性的 WBE 验证方案,验证方案中应明确验证程序、验证标准和具体的验证要求,确认井屏障已就位,并且其完整性符合设计要求。

11.2.4.2 井屏障的设计和部署应能在弃井作业期间进行验证。对原有的 WBE,宜考虑其可能随时间出现功能衰退,确定是否应重新建立井屏障。

11.2.4.3 弃井作业期间应对井屏障进行完整性验证,确认其处于良好工作状态。

11.3 MOC

如施工工况与弃井方案有差异,应执行井完整性 MOC 程序,并记录弃井过程中与井完整性相关的关键信息。

11.4 报告和文件

11.4.1 收集和整理作业资料并编制作业报告。

11.4.2 弃井作业报告宜包含以下内容:

- a) 井地理位置信息;
- b) 井眼轨迹;
- c) 留井套管管柱和完井工具的详细信息;
- d) 固井数据;
- e) 水泥塞信息和支撑部件(如桥塞)信息;
- f) 屏障部件的位置和构成;
- g) 井屏障示意图;
- h) 井筒中遗留的流体(类型、性质);
- i) 井内遗留的危险物质(放射源、化学品等);
- j) 所有永久性屏障的验证记录;
- k) 弃井作业概述;
- l) 完工现场检查 and 现场状况报告。

11.4.3 应明确弃井相关资料保存的内容和期限。

附录 A

(资料性)

井生命周期中的井完整性和井屏障示意图

图 A.1 给出了井完整性示意及控制要点图版,图 A.2~图 A.26 给出了各阶段井屏障示意图。

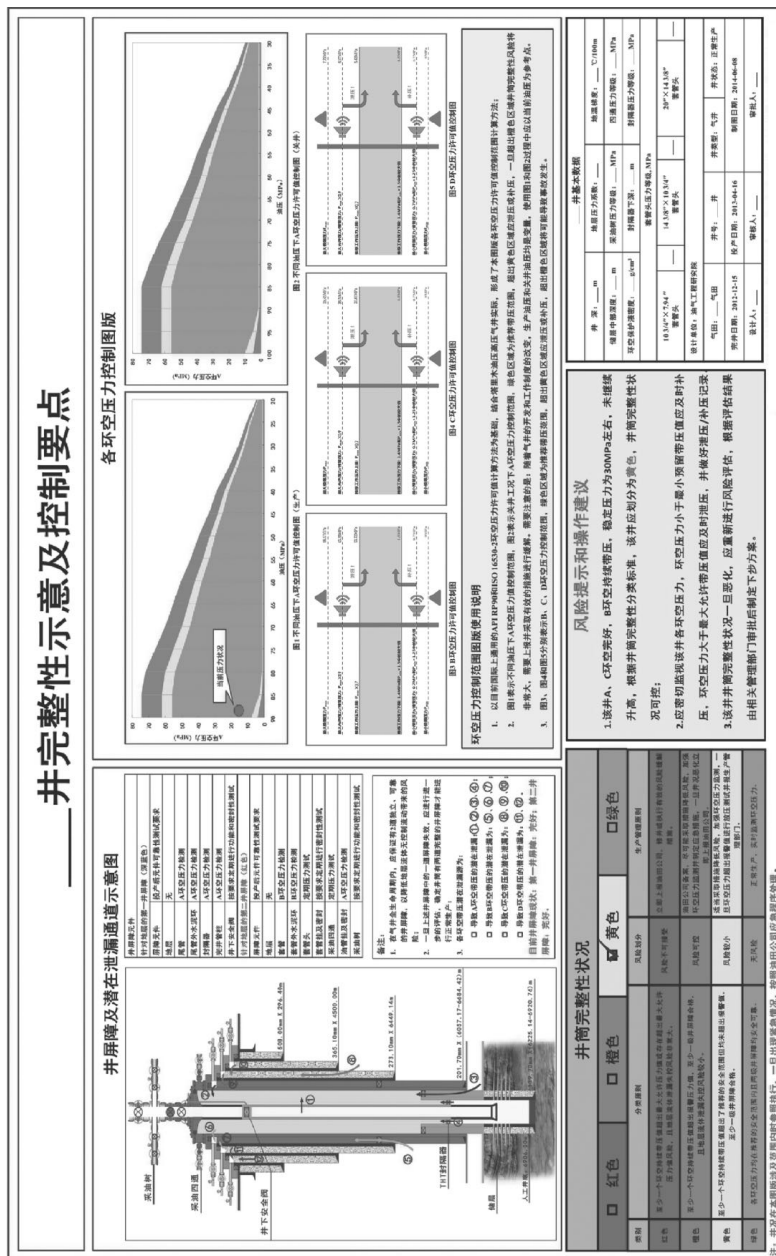


图 A.1 井完整性示意及控制要点图版

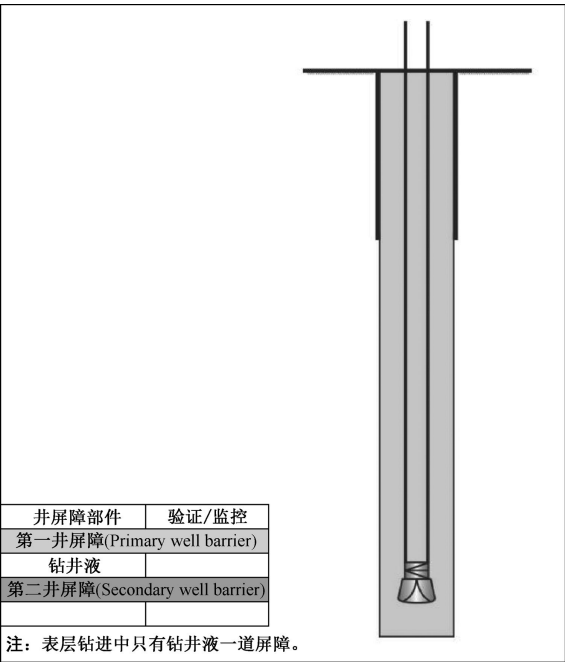


图 A.2 表层钻进井屏障示意图

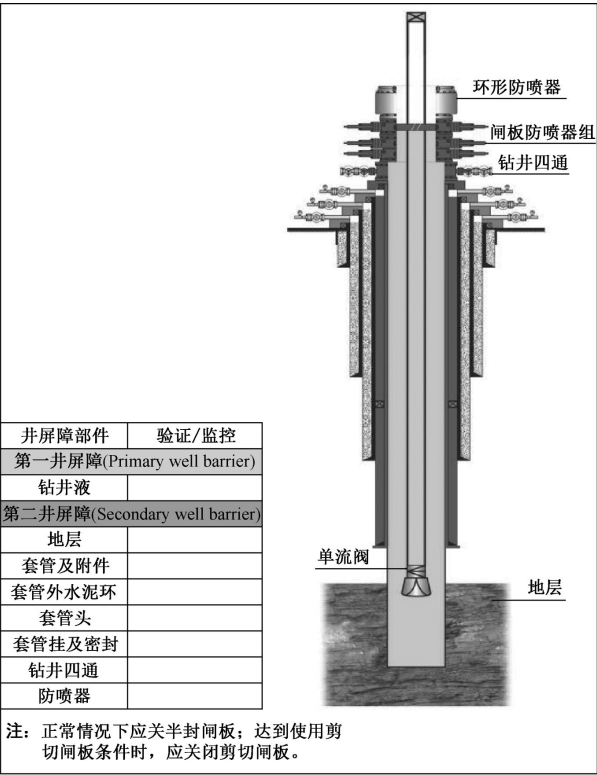


图 A.3 钻进、取芯钻进、和起下钻杆等(能剪切)井屏障示意图

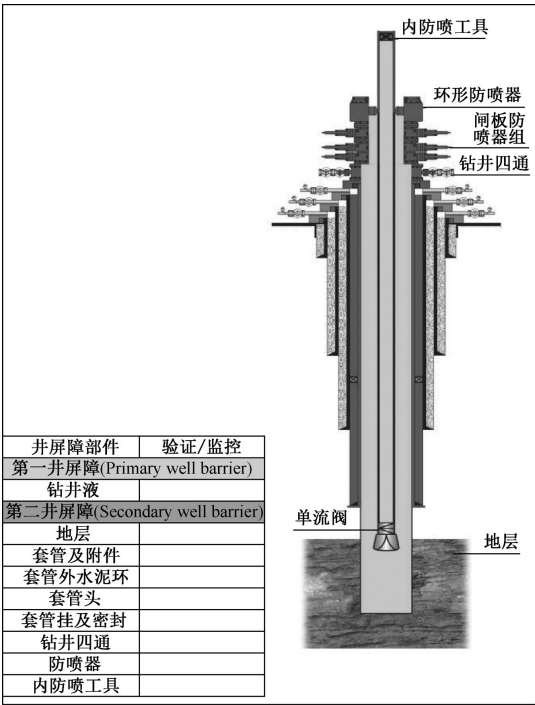


图 A.4 起下钻铤、取芯工具等(不能剪切)井屏障示意图

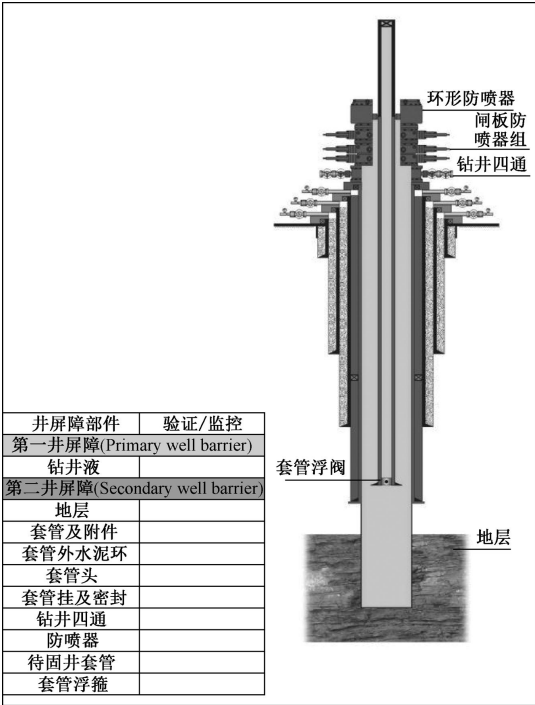


图 A.5 下套管、固井作业(不能剪切)井屏障示意图

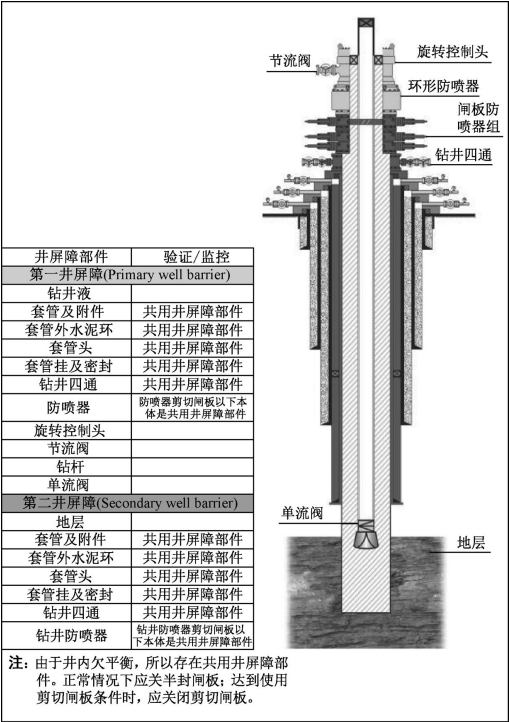


图 A.6 欠平衡钻井(能剪切)井屏障示意图

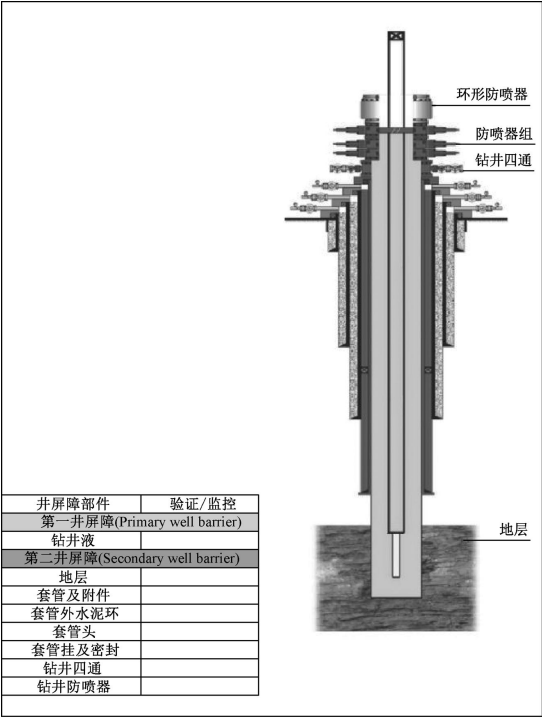


图 A.7 测井(能剪切)井屏障示意图

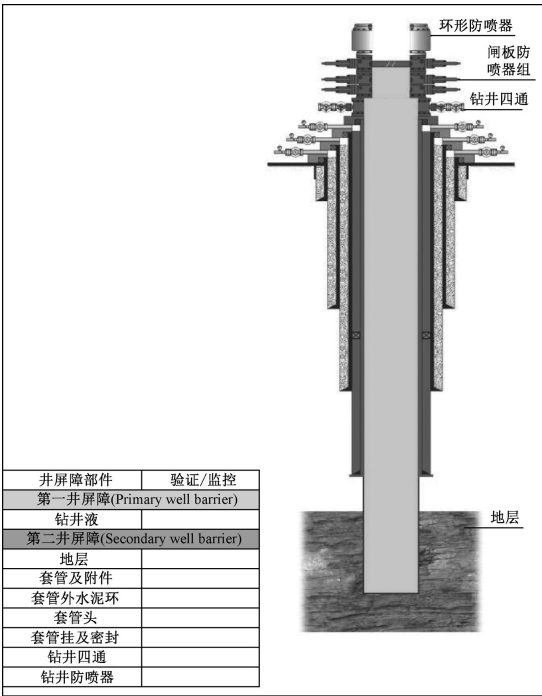


图 A.8 空井状态下的井屏障示意图

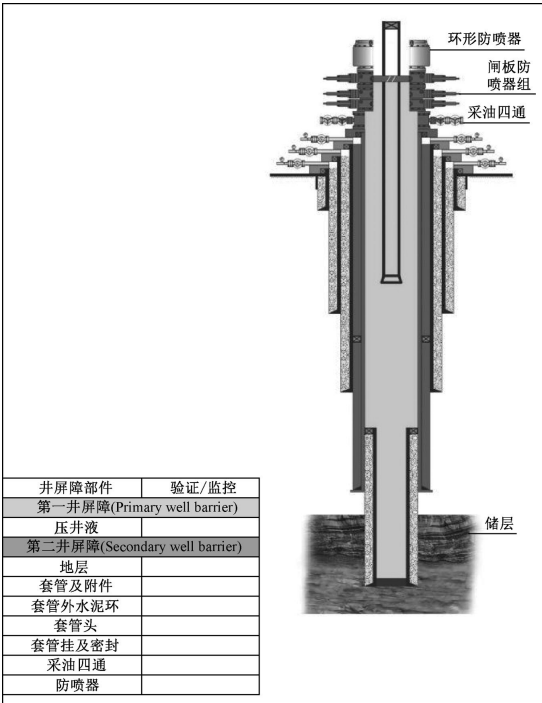


图 A.9 铣喇叭口/刮壁/通井/钻磨/打捞/下射孔管柱作业(能剪切,尾管固井完井)井屏障示意图

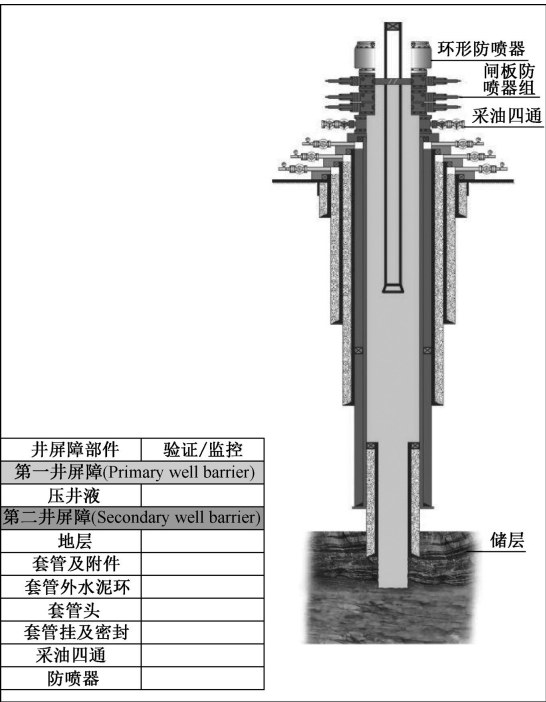


图 A.10 铣喇叭口/刮壁/通井/钻磨/打捞/下射孔管柱作业(能剪切,裸眼完井)井屏障示意图

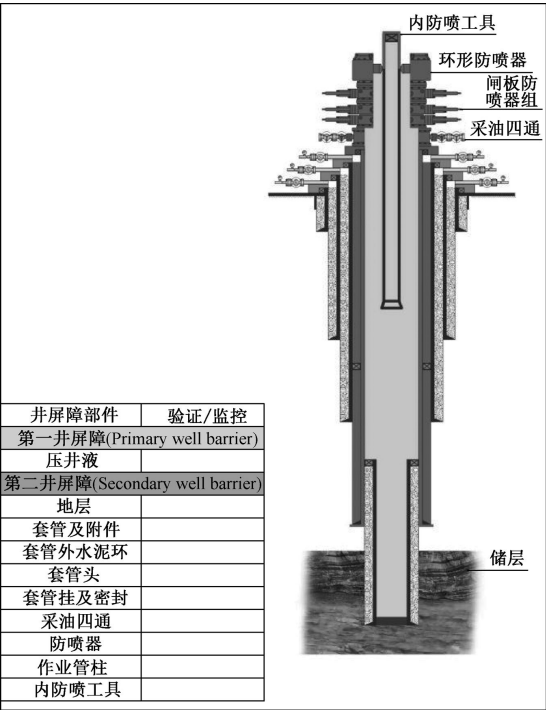


图 A.11 铣喇叭口/刮壁/通井/钻磨/打捞/下射孔管柱作业(不能剪切,尾管固井完井)井屏障示意图

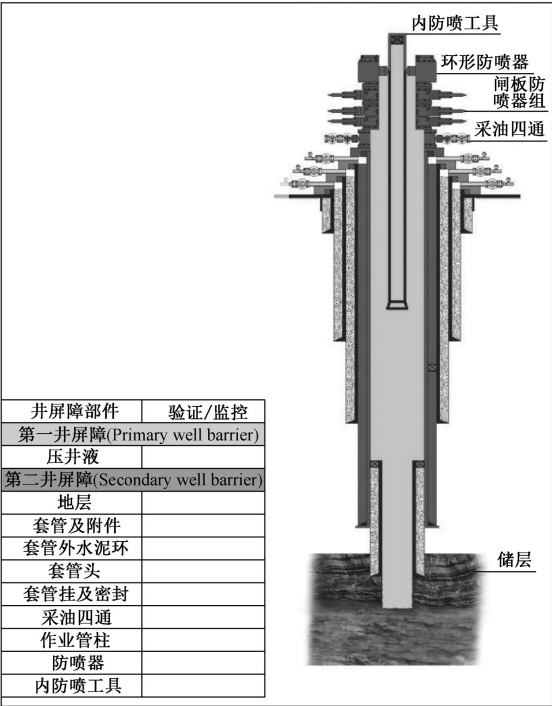


图 A.12 铣喇叭口/刮壁/通井/钻磨/打捞/下射孔管柱作业(不能剪切,裸眼完井)井屏障示意图

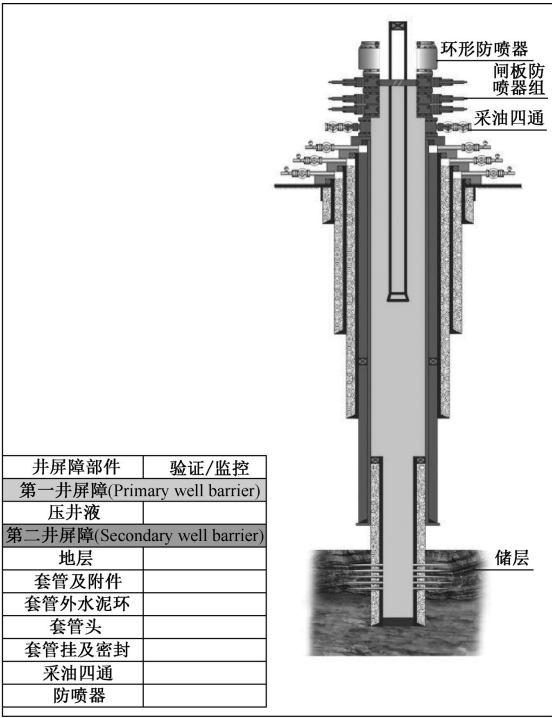


图 A.13 起射孔管柱(能剪切)井屏障示意图

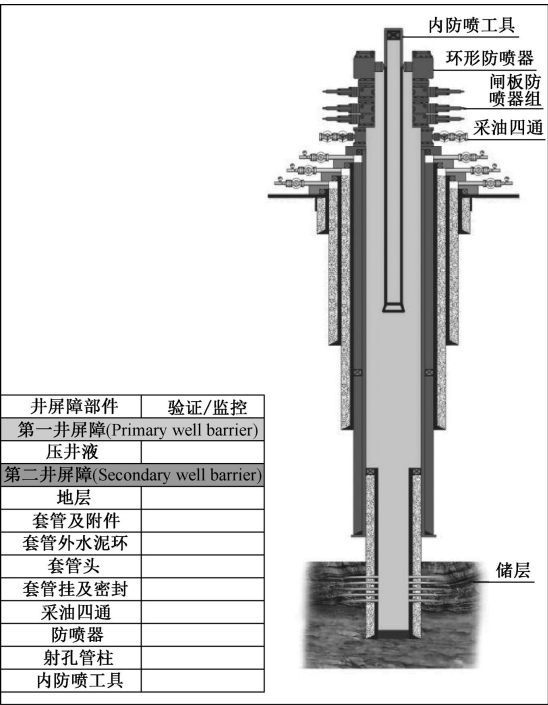


图 A.14 起射孔管柱(不能剪切)井屏障示意图

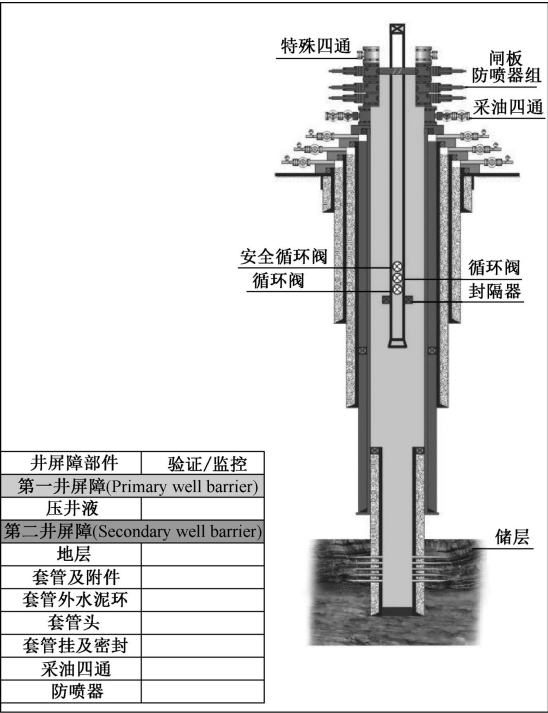


图 A.15 起下试油管柱(能剪切)井屏障示意图

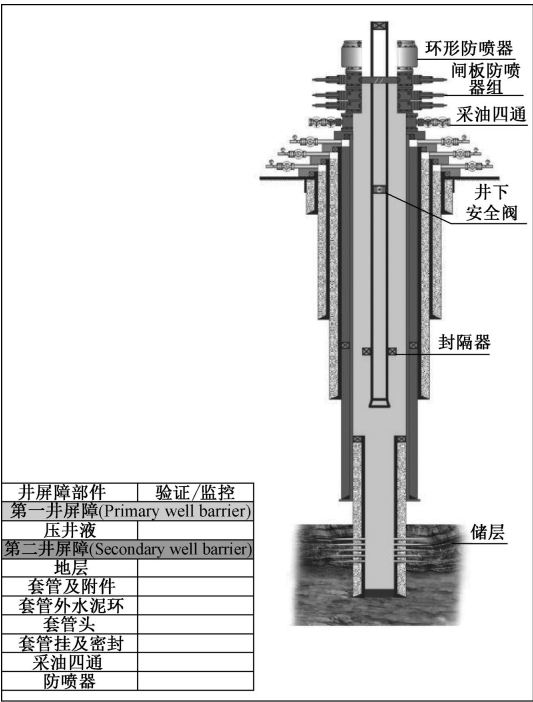


图 A.16 下完井管柱(能剪切)井屏障示意图

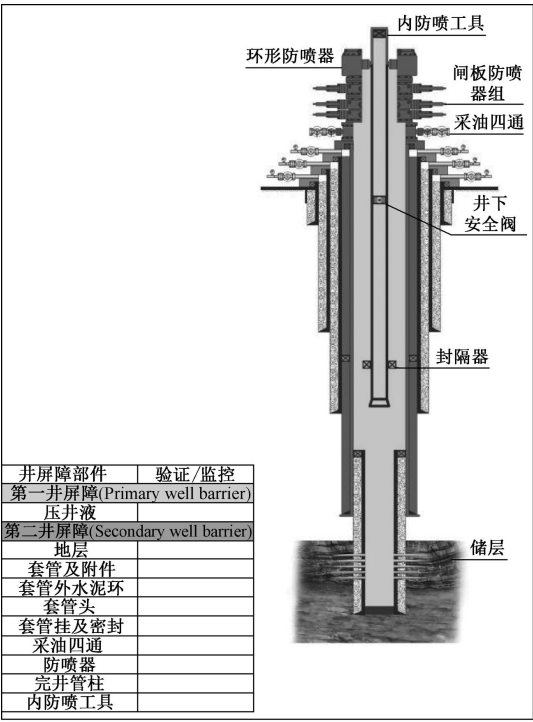


图 A.17 下完井管柱(不能剪切)井屏障示意图

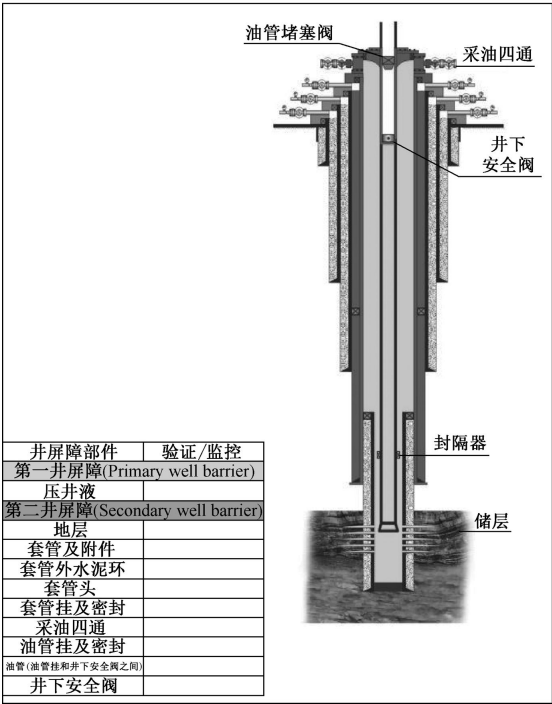


图 A.18 换装井口(防喷器拆除后,采油树安装前)井屏障示意图

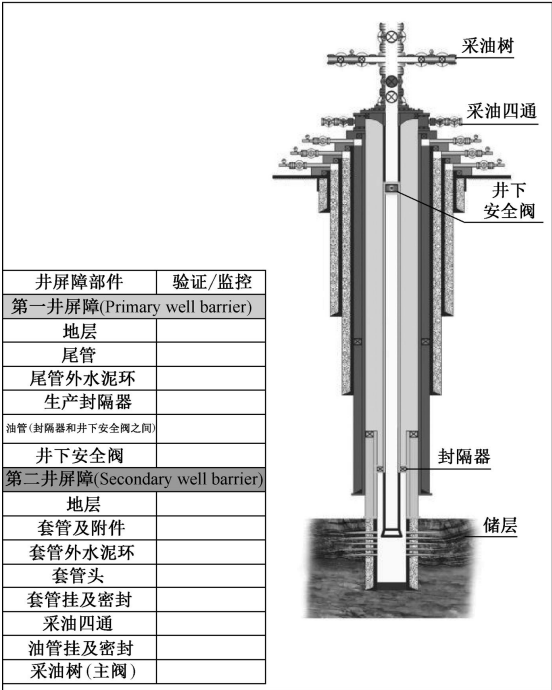


图 A.19 生产(封隔器坐封在尾管内)井屏障示意图

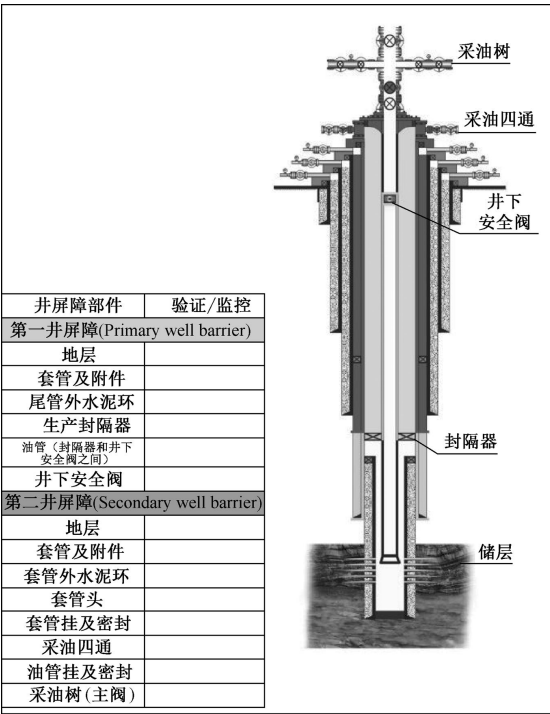


图 A.20 生产(封隔器坐封在尾管悬挂器上部)井屏障示意图

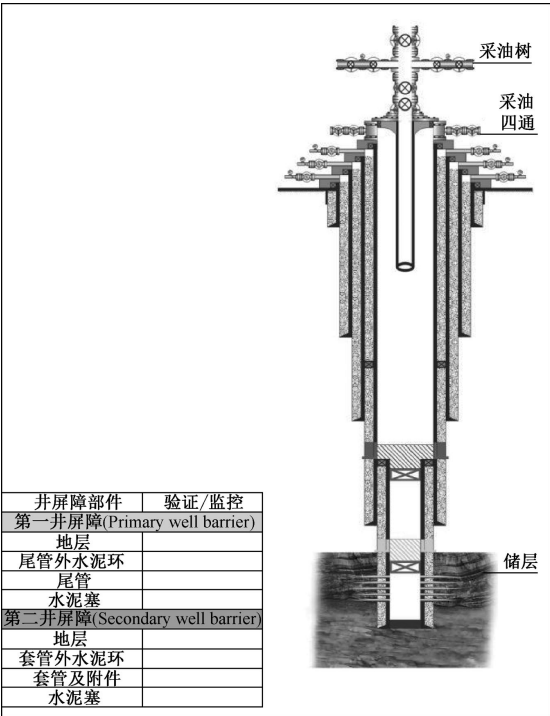


图 A.21 暂闭井(有尾管)井屏障示意图

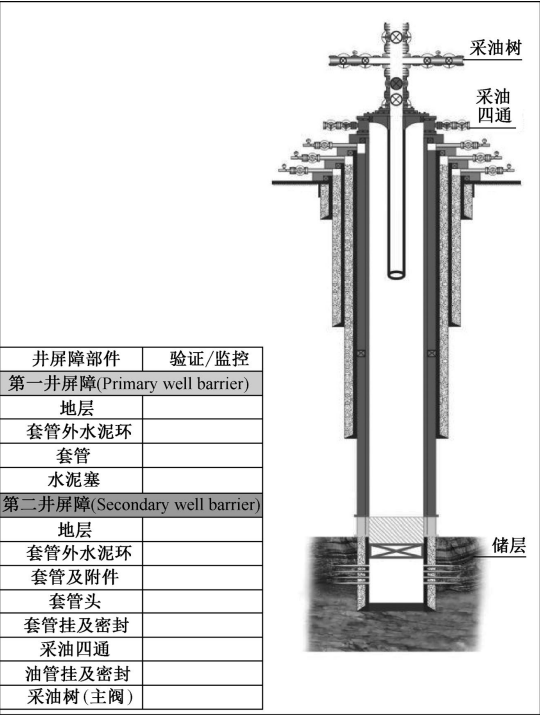


图 A.22 暂闭井(无尾管)井屏障示意图

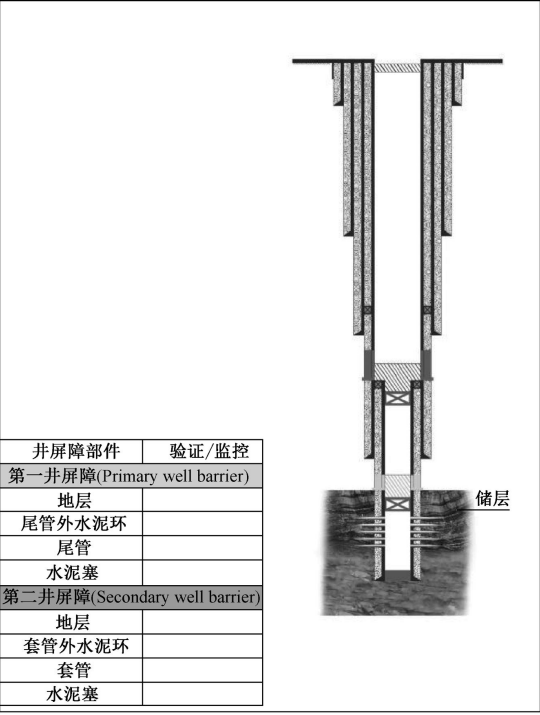


图 A.23 永久弃井(有尾管)井屏障示意图

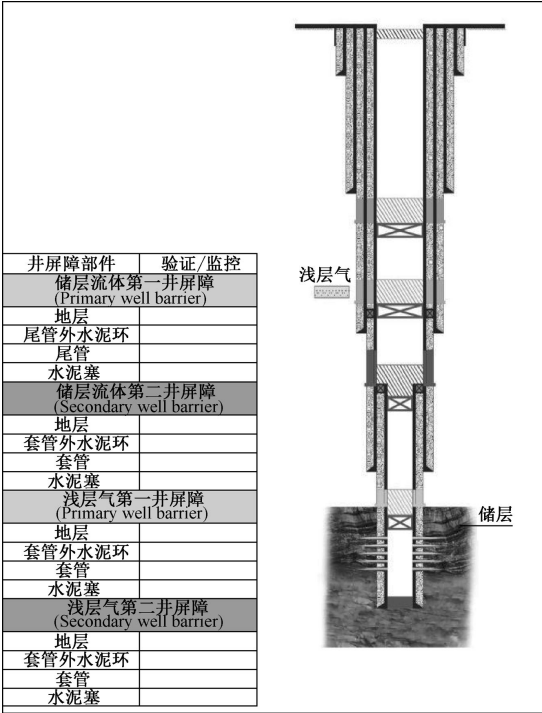


图 A.24 永久弃井(有浅层气)井屏障示意图

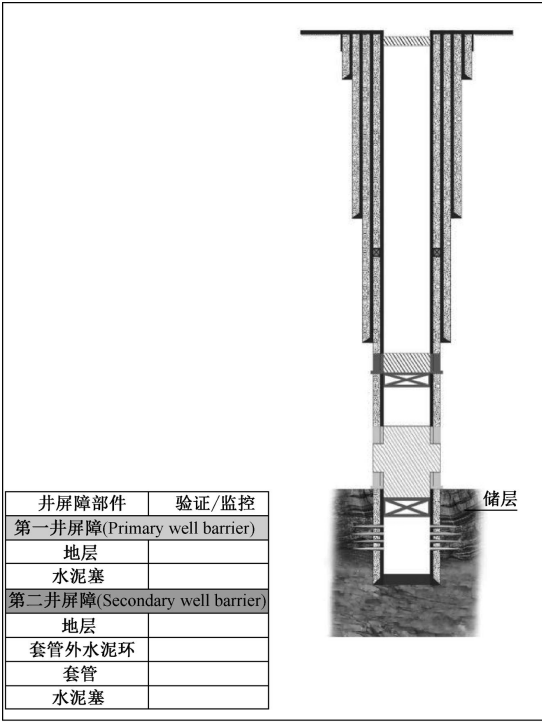


图 A.25 永久弃井(套管磨蚀)井屏障示意图

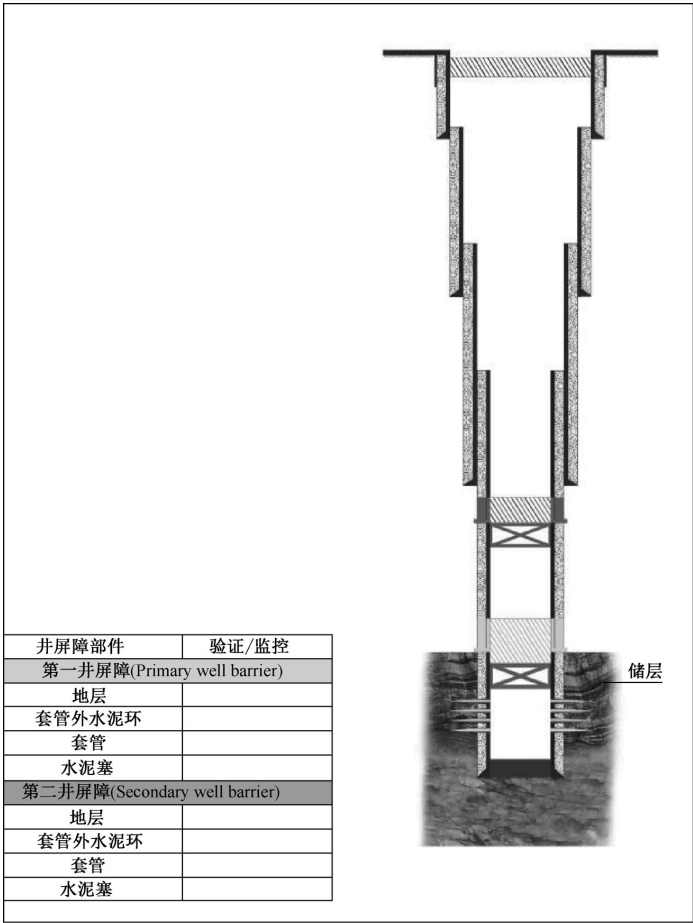


图 A.26 永久弃井(井口套管切割)井屏障示意图

附 录 B

(资料性)

井屏障部件使用性能标准示例

表 B.1 给出了井屏障部件使用性能标准示例。

表 B.1 井屏障部件使用性能标准示例

使用性能评价内容	使用性能监测要求	使用性能判定标准或验证方法
井口/采油树目视检查:井口/采油树、阀门及仪器连接处不应存在外部渗漏/滴漏(目视检查)	合格的目视检查	无泄漏
井口/采油树阀门操作性:按照制造商规定的规范,所有井口/采油树阀门应可操作	符合制造商规范要求的测试/操作	圈数
井口/采油树阀门驱动:根据 API RP 14B,合格井口/采油树阀门应在操作员规定的需要时间内关闭	合格的响应测试	时间
井口/采油树泄漏率:根据 API RP 14B,阀门泄漏率不大于操作员所规定的可允许泄漏率	合格的测试/泄漏率	泄漏体积/时间
环空安全阀(ASV)完整性:根据 API RP 14B,ASV 在操作员所规定的参数内执行	按记录要求合格的测试操作	压力极限
环空完整性管理(1):对于环空最大允许压力(MAASP)/触发和最小值,环空压力是在规定值内	在 MAASP 记录内合格的操作	压力极限
环空完整性管理(2):准确校准环空压力监测设备,定期手动记录必需设定值或压力处的警报动作	按记录要求合格的测试操作	精度
环空完整性管理(3):环空压力测试是在操作员所规定的极限工况井中	按记录要求合格的测试操作	压力测试
井下安全阀(SSSV)完整性:SSSV 在操作员所规定的参数内执行	按要求合格的测试操作	泄漏测试
井旋塞完整性测试:井旋塞在操作员所规定的参数内执行	按要求合格的测试操作	泄漏测试
气举阀(GLV)/装油管完整性测试:气举阀及装油管在操作员所规定的参数内执行	合格的气举阀装油管到环空测试	流入测试
油管悬挂器密封、控制管线连通、电气连通及钻井四通变径法兰(DASF)/变径法兰密封面:组件压力测试是在操作员所规定的极限工况井中	按要求合格的测试操作	压力测试
人工举升泵电潜泵(ESP)的关闭/梁式泵/电潜正螺杆泵(ES-PCP)/正螺杆泵(PCP)/喷射泵气举系统。 可能超过管线/井口压力的人工举升系统或其他井组件,关闭测试应在规定参数内进行	按要求合格的测试操作	关闭测试

表 B.1 井屏障部件使用性能标准示例（续）

使用性能评价内容	使用性能监测要求	使用性能判定标准或验证方法
定位安全阀或生产翼阀:按照操作员所规定的参数进行操作	按要求合格的测试操作	关闭测试
注入井工作极限:操作员所规定的最大允许注入压力	基于井筒 MAASP 的注入压力操作极限	压力极限
蒸汽井:按照操作员所规定的最大允许压力/温度	基于井筒 MAASP 和温度极限的注入压力/温度操作极限	压力+温度极限

附 录 C
(资料性)
井移交文档示例

表 C.1 给出了从建井阶段移交到生产阶段的井移交文档内容示例。

表 C.1 从建井阶段移交到生产阶段的井移交文档内容示例

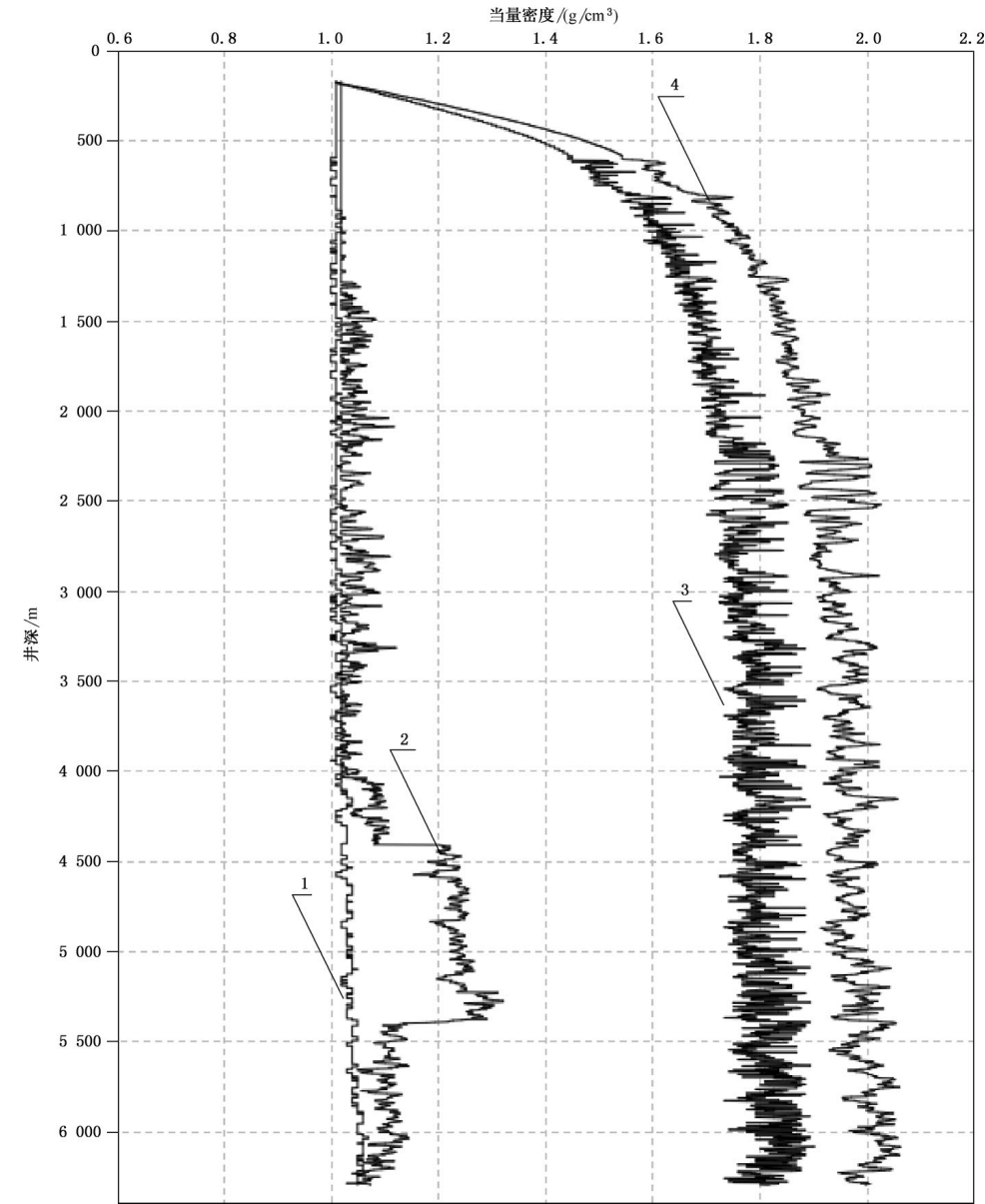
井移交文档内容及说明
1.井的基本信息(包括但不限于以下内容):
a) 井号、地理位置、井别、井型、移交原因
b) 开钻日期、完钻日期、完井日期
c) 完钻井深(垂深和斜深)、完钻层位、完井方法
d) 钻井队队号
2.钻井资料(包括但不限于以下内容):
a) 井眼质量,包括井眼轨迹、井口地面坐标、最大全角变化率、水平位移、井眼扩大率、靶心距等
b) 套管程序(深度、外径、壁厚、重量、钢级和螺纹类型)
c) 固井数据,包括每个套管柱内的水泥类型、水泥返高、泵入/返出量、扶正器数量和位置等
d) 固井质量检测记录和套管气密封扣检测记录
e) 环空液的类型、体积、密度和缓蚀剂类型
f) 各环空压力记录
g) 井口、套管、地层试压记录
3.试油完井资料(包括但不限于以下内容)
a) 射孔详细信息
b) 油气藏信息
c) 井口装置产品说明书,包括规范等级、温度等级、材料级别、性能级别、压力等级、注脂类型、试压证书等
d) 井下安全阀数据,包括类型、材质、尺寸、温压等级、液压油类型和容积、信封曲线等
e) 油管详细信息(尺寸、壁厚、钢级、材质、螺纹),接头和完井管柱部件(类型、型号、制造商、压力等级和螺纹类型)
f) 采油树、完井管柱及部件试压记录,油管气密封扣检测记录
4.井完整性信息(包括但不限于以下内容)
a) 井屏障示意图,包括第一井屏障和第二井屏障的状态(应清晰地指出失效或退化井屏障),每个井屏障部件的深度、功能和测试记录
b) 井完整性状态分类
c) 相关的风险评价报告
5.操作条件(包括但不限于以下内容)
a) 开关井程序,包括产量、温度、压力等详细信息
b) 井流体组成和性质
c) 腐蚀相关的信息,如 H ₂ S、CO ₂ 等含量

表 C.1 从建井阶段移交到生产阶段的井移交文档内容示例（续）

井移交文档内容及说明
d) 流动保障,如出砂、结蜡、结垢、水合物等信息
e) 油管和环空操作限制,如各个环空的最大许可压力
f) 所有井屏障部件的测试和基本要求
6.其他
a) 钻井、试油(包括中途测试)、完井的设计、作业日志和井史
b) 单项作业施工报告、总结
c) 储层改造资料
d) 不符合/观察项及其潜在风险和操作限制的识别

附录 D
(资料性)
压力剖面预测示意图

图 D.1 给出了压力剖面预测示意图。



标引序号说明：

- 1——孔隙压力；
- 2——坍塌压力；
- 3——漏失压力；
- 4——破裂压力。

图 D.1 压力剖面预测示意图

附 录 E

(资料性)

风险因素识别清单内容示例

风险因素识别清单内容示例如下：

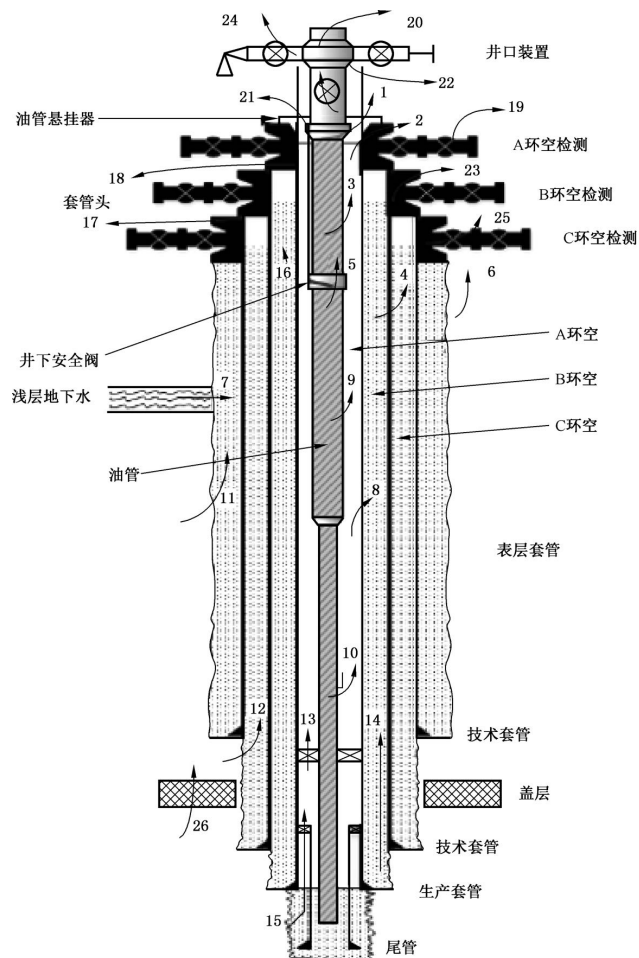
- a) 外部腐蚀；
- b) 储层中的 H_2S ；
- c) 储层中的 CO_2 ；
- d) 空气腐蚀-井下掏空液面以上井段；
- e) 地层压实-应力变化；
- f) 储层温度对套管的影响；
- g) 地层漏失对固井的影响；
- h) 结蜡和结垢；
- i) 热致环空压力超过环空最大允许压力(MAASP)；
- j) 储层不确定性；
- k) 浅层气风险；
- l) 固井水泥环失效；
- m) 腐蚀性地层流体；
- n) 套管磨损；
- o) 含水层水窜；
- p) 隔层封固质量；
- q) 储层压力状况；
- r) 砂/侵蚀性流体冲蚀；
- s) 地层出水-腐蚀；
- t) 环空流体腐蚀；
- u) 油管/完井腐蚀；
- v) 水合物生成风险；
- w) 过载,导致套管强度降低或下沉；
- x) 聚居地附近井场；
- y) 电潜泵涡流(交变磁场中感应产生的电流)；
- z) 井眼碰撞风险；
- aa) 规范的可能性；
- ab) 盖层封固质量差。

附录 F

(资料性)

典型泄漏路径示意图

图 F.1 给出了典型泄漏路径的示意图。



标引序号说明：

- | | |
|---------------------|---------------------------|
| 1 —— 油管悬挂器/密封件泄漏； | 14 —— 经过差胶结或微环空通道泄漏； |
| 2 —— 井口密封件泄漏； | 15 —— 尾管悬挂器或尾管固井泄漏； |
| 3 —— 井下安全阀密封件泄漏； | 16 —— 液压控制管线泄漏到 A 环空； |
| 4 —— 技术套管泄漏； | 17 —— 采油树空腔/油管悬挂器处液压管线泄漏； |
| 5 —— 井下安全阀泄漏； | 18 —— 井口出口泄漏； |
| 6 —— 外部泄漏或导管外泄漏； | 19 —— 经过采油树及井口阀门泄漏； |
| 7 —— 含水层外部腐蚀； | 20 —— 阀杆填料泄漏； |
| 8 —— 生产套管泄漏； | 21 —— 阀盖密封件泄漏； |
| 9 —— 井下安全阀以下油管泄漏； | 22 —— 法兰泄漏； |
| 10 —— 偏心工作筒附件泄漏； | 23 —— 采油树本体泄漏； |
| 11 —— 从套管鞋泄漏进外部环空； | 24 —— 采油树阀门泄漏； |
| 12 —— 从套管鞋泄漏进 B 环空； | 25 —— 采油树接头泄漏； |
| 13 —— 生产封隔器周围泄漏； | 26 —— 盖岩泄漏。 |

图 F.1 典型泄漏路径的示意图

附 录 G
(资料性)
MAASP 计算

G.1 概述

本附录详细介绍了每个环空中相关的每个临界点的环空最大允许压力(MAASP)的计算。这些计算结果对一般的井型施工具有指导意义。每一种井型都需要进行审查,以确保所有关键点都已被识别,并进行了适当的计算。

管材的抗内压和抗挤毁压力值基于 ISO/TR 10400 中的三轴计算方法进行计算,并根据使用条件和磨损、腐蚀及侵蚀导致的退化情况进行调整。

基于环空或油管中充满单一流体的假设计算泥浆和基液密度。如果环空或油管中含有多种流体或相,则考虑这些密度变化,调整计算结果。

操作选用的 MAASP 值是从每次计算中获得的最低值。

表 G.1 给出了公式中使用的符号和缩写。

利用三轴应力分析的 MAASP 计算方法可使用各种软件包,这些软件包考虑了更广泛的输入范围,如管柱上的轴向载荷(影响其抗挤毁/抗内压能力)和温度导致材料性能下降。磨损、腐蚀或侵蚀所导致的管壁厚度减小,对作业井的 MAASP 计算有影响。

表 G.1 MAASP 计算中使用的符号和缩写

类别	符号	缩写	说明
参数	D_{TVD}	TVD	垂向深度(TVD),单位:m (深度相对于井口,不是补心海拔)
	∇p_{BF}	BF	环空中的基液压力梯度,单位:kPa/m
	∇p_{FORM}	FORM	地层压力梯度,单位:kPa/m
	p_{MAASP}	MAASP	环空最大允许压力,单位:kPa
	∇p_{MG}	MG	液柱压力梯度,单位:kPa/m
	p_{PC}	PC	套管抗外挤压力,单位:kPa
	p_{PB}	PB	套管抗内压压力,单位:kPa
	p_{PKR}	PKR	封隔器承压能力,单位:kPa
	∇S_{FS}	FS	地破压力梯度,单位:kPa/m
下标	A,B,C,D		环空名称
	ACC		配件(例如偏心工作筒或坐放短节)
	BF		基液(指的是套管外的泥浆基液)
	FORM		地层
	LH		尾管悬挂器
	PP		生产封隔器
	RD		破裂盘
	SH		套管鞋

表 G.1 MAASP 计算中使用的符号和缩写（续）

类别	符号	缩写	说明
下标	SV		安全阀
	TBG		油管
	TOC		水泥返高

G.2 计算 A-环空的 MAASP 值

A 环空的两种情况如图 G.1 所示。
计算公式如表 G.2 所示。对于第 4 点和第 7B 点,选择这些点上可能的最低压力。

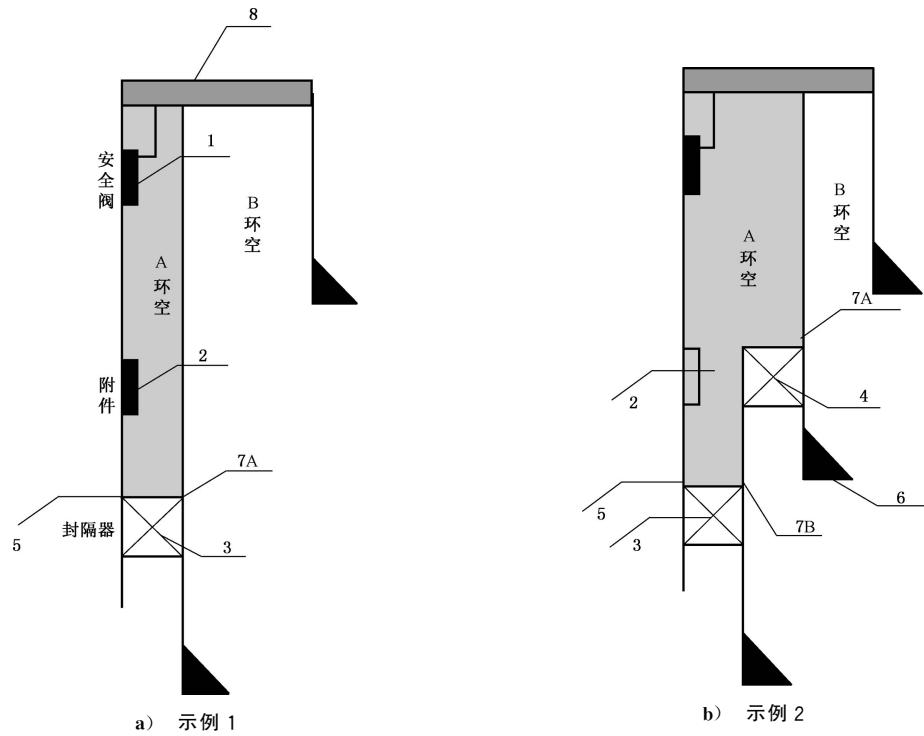


图 G.1 计算 MAASP 的两个不同 A-环空示例

表 G.2 A-环空最大允许压力值计算公式

点 ^a	项目	示例	环空最大允许压力公式	备注/假设
1	安全阀挤毁	两者	$P_{MAASP} = P_{PC,SV} - [D_{TVD,SV} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{MG,TBG})]$	环空中的泥浆或盐水压力梯度最高； 油管中的泥浆或盐水压力梯度最低

表 G.2 A-环空最大允许压力值计算公式（续）

点 ^a	项目	示例	环空最大允许压力公式	备注/假设
2	附件挤毁	两者	$P_{MAASP} = P_{PC,ACC} - [D_{TVD,ACC} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{MG,TBG})]$	环空中的泥浆或盐水压力梯度最高； 油管中的泥浆或盐水压力梯度最低
3	封隔器挤毁	两者	$P_{MAASP} = P_{PC,PP} - [D_{TVD,PP} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{MG,TBG})]$	环空中的泥浆或盐水压力梯度最高； 油管中的泥浆或盐水压力梯度最低
3	封隔器密封元件等级	两者	$P_{MAASP} = P_{PKR} + P_{FORM} - (D_{TVD,PP} \cdot \nabla P_{MG,A}) - [\nabla P_{FORM} \cdot (D_{TVD,FORM} - D_{TVD,PP})]$	P_{FORM} 是能使封隔器密封元件在其生命周期内起作用的储层或油气藏的最低压力； P_{PKR} 是封隔器密封元件（在生命周期内可进行降低额定值）的压力等级
4	衬管悬挂器密封元件等级	2	$P_{MAASP} = P_{LH} + P_{FORM} - (D_{TVD,LH} \cdot \nabla P_{MG,A}) - [\nabla P_{FORM} \cdot (D_{TVD,FORM} - D_{TVD,LH})]$	P_{FORM} 是能使衬管悬挂器密封元件在其生命周期内起作用的储层或油气藏的最低压力； P_{PKR} 是衬管悬挂器密封元件（在生命周期内可进行降低额定值）的压力等级
4	衬管悬挂封隔器爆裂	2	$P_{MAASP} = P_{PB,LH} - [D_{TVD,LH} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{BF,B})]$	基液的假设基于 B 环空中的残留泥浆已经降解
5	油管挤毁	两者	$P_{MAASP} = P_{PC,TBG} - [D_{TVD,PP} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{MG,TBG})]$	环空中的泥浆或盐水压力梯度最高； 油管中的泥浆或盐水压力梯度最低； 需针对相应深度调整 D_{PP} 的值（对于不同的油管重量和尺寸）

表 G.2 A-环空最大允许压力值计算公式（续）

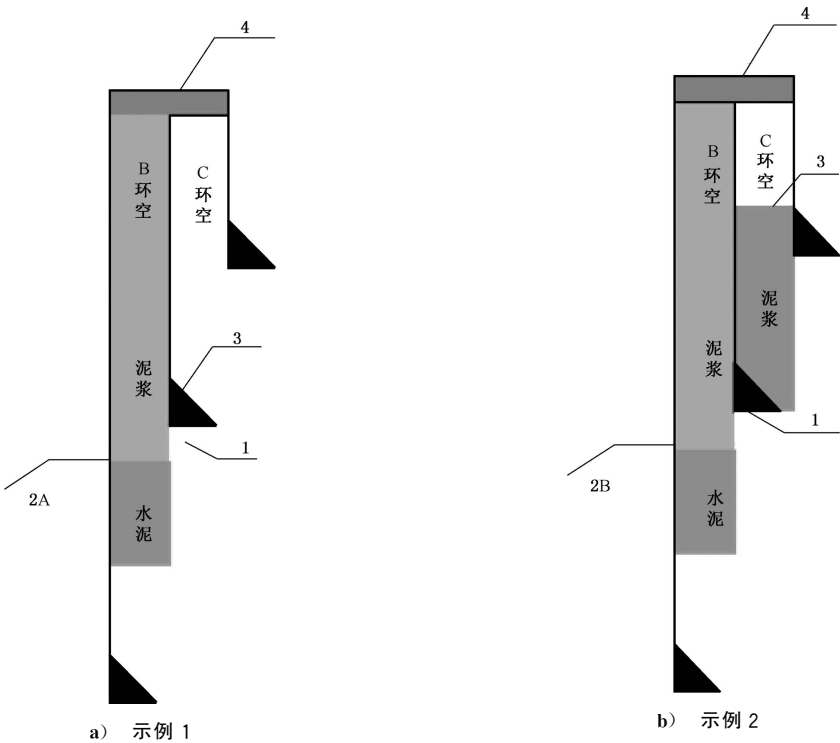
点 ^a	项目	示例	环空最大允许压力公式	备注/假设
6	地层强度	2	—	在本示例中未使用
7A	外部生产 套管爆裂	1	$P_{MAASP} = P_{PB,B} - [D_{TVD,PP} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{BF,B})]$	基液的假设基于 B 环空中的残留泥浆已经降解； $P_{PB,B}$ 是环空中外部套管中的套管/衬管的爆裂压力； 如果梯度值 BF_B 小于 MG_A ，则使用深度最大值，否则，使用 $D_{TVD} = 0$
			$P_{MAASP} = P_{PB,B} - [D_{TVD,LH} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{BF,B})]$	
7B	衬管密封环爆裂	2	$P_{MAASP} = P_{PB,B} + P_{FORM} - (D_{TVD,PP} \cdot \nabla P_{MG,A}) - [\nabla P_{FORM} \cdot (D_{TVD,FORM} - D_{TVD,PP})]$	P_{FORM} 是能使衬管悬挂器密封元件在其生命周期内起作用的储层或油气藏的最低压力； 如果 ∇P_{FORM} 大于 $\nabla P_{MG,A}$ ，则 $D_{TVD,PP} = D_{TVD,LH}$
8	井口装置等级	两者	MAASP 与井口装置压力等级计算相同	—
—	环空测试压力	两者	MAASP 与环空测试压力相同	—
—	套管防爆片	—	$P_{MAASP} = P_{PB,RD} - [D_{TVD,RD} \cdot (\nabla P_{MG,A} - \nabla P_{BF,B})]$	假设 B 环空中的泥浆或盐水压力梯度最高比 A 环空中的低
^a 点号对应于图 G.1 中的数字序号。				

如果不愿意使用工作压力范围内的最小压力限制， ∇P_{MG} （对于内部管柱）和 ∇P_{BF} （对于外部环空）可以设置为零来计算，相当于一个中空油管或环空。因此，如果对压力不能进行单独地控制，对于闭合容积有必要考虑热效应。仍需要确定封隔器支撑的最低压力要求。

典型的设计方法是采用中空油管和环空负载方案来进行井眼隔离。

G.3 计算 B 环空的 MAASP 值

B 环空的两种情况如图 G.2 所示。计算公式见表 G.3。



注 1：B 环空中的水泥返高在上一级套管鞋以下(示例 1)。
注 2：B 环空中的水泥返高在上一级套管鞋以上(示例 2)。

图 G.2 计算 MAASP 的两个不同 B-环空的示例

表 G.3 B-环空 MAASP 计算公式

点 ^a	项目	示例	环空最大允许压力公式	备注/假设
1	储层强度	1	$P_{MAASP} = D_{TVD,SH,B} \cdot (\nabla S_{FS,B} - \nabla P_{MG,B})$	有必要考虑降解的泥浆、水泥隔离液及冲洗液
2	内层(生产)套管挤毁	两者	$P_{MAASP} = P_{C,A} - [D_{TVD,TOC} \cdot (\nabla P_{MG,B} - \nabla P_{MG,A})]$	P_C是套管/衬管的挤毁抗力。B 环空中的泥浆或盐水压力梯度最高； A 环空中的泥浆或盐水压力梯度最低(使用排空 A 环空进行评估)； D_{TOC} 根据其他相应的深度进行校准确认(不同的套管重量/尺寸,等)

表 G.3 B-环空 MAASP 计算公式 (续)

点 ^a	项目	示例	环空最大允许压力公式	备注/假设
3	外层套管爆裂	两者	$P_{MAASP} = P_{PB,B} - [D_{TVD,SH} \cdot (\nabla P_{MG,B} - \nabla P_{BF,C})]$	基液的假设基于 C、D 环空残留的泥浆已经降解； 当 BF_C 的梯度值小于 MG_B 时，使用最大深度，否则， $D_{TVD} = 0$
4	井口装置等级	两者	环空最大允许压力值等于井口装置工作压力等级	—
—	环空测试压力	两者	环空最大允许压力值等于环空压力测试值	—
—	套管防爆片	2	$P_{MAASP} = P_{PB,RD} - [D_{TVD,RD} \cdot (\nabla P_{MG,B} - \nabla P_{BF,C})]$	假设 BF_C 小于 MG_B
^a 点号对应于图 G.2 中的数字序号。				

附 录 H
(资料性)
井完整性分级及管理原则

表 H.1 给出了井完整性分级及管理原则。

表 H.1 井完整性分级及管理原则

类别	分级原则	措施	管理原则
红	第一井屏障失效,第二井屏障受损(或失效),风险评价确认为高风险; 或已经发生泄漏至地面	应立即治理,业务管理部门应立即组织治理方案编制,生产单位立即采取应急预案,实施风险削减措施,防控风险;组织实施治理方案	按审批流程批准治理方案,业务管理部门组织协调,生产部门组织实施
橙	第一井屏障受损(或失效),第二井屏障完好; 或第一井屏障受损(或失效),第二井屏障虽然受损,但经过风险评价后,确认为中风险	首先制定应急预案,根据情况进行监控生产或采取风险削减措施,少调产,尽量减少对环空实施泄压或补压;严密跟踪生产动态,发现问题及时分析评估并采取相应措施	业务管理部门组织技术支撑单位和生产部门共同制定监控措施;生产单位负责监控生产,发生重大变化,上报业务管理部门,并组织技术支撑单位分析变化原因及影响,提出处置意见
黄	第一井屏障完好,第二井屏障受损;或第一井屏障受损,第二井屏障受损,经过风险评价后,确认为低风险	采取维护或风险削减措施,保持稳定生产,严密监控各环空压力的变化情况;尽量减少对环空采取泄压或补压措施	由生产单位自行监控生产,若发生重大变化,上报业务管理部门,并组织技术支撑单位分析变化原因及影响,提出处置意见
绿	第一井及第二井屏障均处于完好状态	正常监控和维护	由生产单位自行监控生产

参 考 文 献

- [1] GB/T 8423.2—2018 石油天然气工业术语 第2部分:工程技术
 - [2] GB/T 23694—2024 风险管理 术语
 - [3] GB/T 43672—2024 油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程
 - [4] ISO/TR 10400 Petroleum and Natural Gas Industries—Equations and Calculations for the Properties of Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe Used as Casing or Tubing
 - [5] API RP 14B Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems
-

中 华 人 民 共 和 国
国 家 标 准
石油天然气工业 井完整性
第 1 部分：生命周期管理

GB/T 45966.1—2025

*

中国标准出版社出版发行
北京市朝阳区和平里西街甲 2 号(100029)

网址：www.spc.net.cn

服务热线：400-168-0010

2025 年 8 月第 1 版

*

书号：155066 · 1-80063

版权专有 侵权必究



GB/T 45966.1—2025