



中华人民共和国国家标准

GB/T XXXXX—XXXX/ISO 27914: 2017

二氧化碳捕集运输和地质封存 — 地质封存

Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Geological storage

(ISO 27914: 2017 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Geological storage, IDT)

(征求意见稿)

XXXX – XX – XX 发布

XXXX – XX – XX 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	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	2
3 术语和定义	2
4 管理系统	8
5 场地筛查、选择和表征	12
6 风险管理	20
7 井筒基础设施	27
8 CO ₂ 封存场地注入作业	33
9 监测和核查	39
10 闭场	41
参 考 文 献	44

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。

本文件等同采用ISO 27914:2017《二氧化碳捕集、运输和地质封存 地质封存》。

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。

本文件由全国环境管理标准化技术委员会（SAC/TC 207）提出并归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

二氧化碳捕集运输和地质封存 — 地质封存

1 范围

本文件规定了二氧化碳地质封存管理系统，场地筛查、选择和表征，风险管理，井筒基础设施，二氧化碳封存场地注入作业，监测和核查，及闭场的要求和建议。

本文件适用于陆上和海上渗透性和多孔性地层中的二氧化碳地质封存，包括油气储层在内，不适用于以提高油气采收率为目的的二氧化碳注入，或与二氧化碳提高油气采收率相关的二氧化碳封存。

- 1) 每个项目的选址和管理都是独特的，固有的技术风险和不确定性将根据具体的选址来处理；
- 2) 整个项目生命周期（包括项目结束期）都需要获得监管机构的许可和批准，但本文件未包含许可流程；
- 3) 为管理系统的开发、社区和其他利益相关方的参与、风险评估、风险管理和风险沟通提供要求和建议；
- 4) 不适用、修改、解释或取代任何适用于本文件所述活动的国家或国际法规、条约、议定书或文书；
- 5) 不适用于或修改地面或地下的任何财产权利或权益（包括矿业权），或与该等财产有关的任何预先存在的商业合同或安排；
- 6) 其目的是促进二氧化碳的商业、安全和长期的封闭，最大限度地降低对环境、自然资源和人类健康的风险。

二氧化碳地质封存项目的生命周期涵盖了项目的各个方面、时期和阶段，从项目开始前的活动（包括场地筛选、选择、表征、评估、工程、许可和建设），到开始注入到随后的运营，直到停止注入并以封存期结束，其中包括一个关闭期。本文件的适用范围如图1所示。

本文件不涉及任何关闭后阶段或关闭后的特定时间段内所需遵守的要求或标准，不适用于：

- 1) 关闭后阶段；
- 2) 提高油气采收率的二氧化碳注入，或与二氧化碳提高油气采收率相关的二氧化碳封存；
- 3) 其他酸性气体处置，二氧化碳流的组成部分除外；
- 4) 废物和其他添加物质的处置；
- 5) 二氧化碳注入和封存在煤、玄武岩、页岩和盐穴中；
- 6) 使用任何形式的埋在地下的容器进行封存。

本文件可能不适用于研究项目，例如以测试技术或监测方法为主要目的的项目。

本文件中的关闭期与欧盟法规定义的关闭后阶段重叠。但本文件不涉及责任转移。

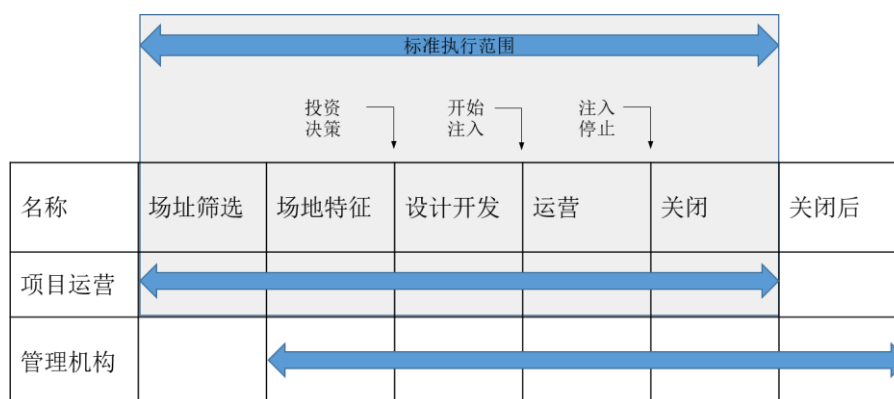


图1 封存项目生命周期执行阶段

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

ISO 27917: 2017 二氧化碳捕集、运输和地质封存—词汇—共性术语界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

废弃 (abandonment)

用于永久终止油井作业的过程和程序

注：弃井的目的是消除井的物理危害（地面上的井孔），消除污染物迁移的通道，并防止水文地质系统的变化，例如水头和水位的变化以及不同水力地层之间地层流体的混合。

3.2

可接受风险 (acceptable risk)

考虑到法律义务和管理政策，项目运营商（3.33）和其他方可接受和承担的风险（3.39）。

注：可承受的风险是指暂时或有条件接受的重大风险。容忍风险的存在，以便于逐渐采取措施，直到风险降低为止。

3.3

审查区域 (area of review)

为评估封存项目（3.56）或其一部分对生命和人类健康、环境、其他资源的竞争性开发或基础设施的影响程度而指定的地理区域。

注：审查区域的划定界定了陆面或海床和水面的外边界，将根据监管机构的要求在这些范围内进行评估。

3.4

基线 (baseline)

对项目状态或性能进行监控或测量的比较基准。

3.5

生物圈 (biosphere)

生命有机体及其占据的空间，包括大气、地表、海洋、河流湖泊等地表水、以及封存体（3.54）上方的地下部分。

3.6

二氧化碳 (CO₂) 羽流 (carbon dioxide (CO₂) plume)

注入的二氧化碳以气、液或超临界的自由相形式存在于二氧化碳储层中的区域。

3.7

二氧化碳 (CO₂) 流 (carbon dioxide (CO₂) stream)

以二氧化碳为主要成分的流体。

注：：二氧化碳流通常包含源自源材料或捕集过程的任何附带的相关物质，并且可能包含改善或提高注入过程和/或用于帮助检测二氧化碳迁移的示踪物质。

3.8

套管 (casing)

放置在钻孔内防止周围岩石坍塌到孔内的管道材料。

注：大多数注入井套管的典型类型有：①表层套管：从地表延伸至最底层受保护地下水（3.37）底部的最外层套管；

②中间套管：表层套管与长管柱套管中间的一个或多个套管串；③长管柱套管：从地面延伸到或穿过受保护地下水。

3.9

套管鞋 (casing shoe)

加固套管 (3.8) 底部接头的钢筋接箍, 当套管通过井壁上的障碍物时, 可防止套管磨损或变形。

3.10

闭场阶段 (closure period)

从停止二氧化碳注入到证明符合场地关闭验收标准之间的一段时间 (3.52)。

3.11

封闭 (containment)

二氧化碳和受影响的液体在封存体 (3.54) 中的滞留。

3.12

纠正措施 (corrective action)

为纠正重大违规行为或遏制违规行为而采取的行动, 以防止或最大限度地减少对封存体 (3.54) 的损害或二氧化碳自封存体的释放。

注: 在意外情况发生后实施纠正措施, 以防止或最大限度地减少损害。

3.13

退役 (decommission)

停止使用工程系统或组件, 使其失效, 拆除去污。

3.14

关注要素 (element of concern)

评估和管理风险 (3.39) 的重要要素或目标。

3.15

升压区 (elevated pressure zone)

封存体 (3.54) 内的区域, 该区域有足够的压力使地层流体通过从封存单元 (3.59) 到封存体外部的路径流入经济资源、受保护地下水 (3.37) 或生物圈 (3.5)。

3.16

事件 (event)

特定情况下的重大发生或变化。

注1: 事件可以是一个或多个情形, 并且可以由多个原因导致。

注2: 事件可以包括没有发生的情形。

注3: 事件有时可称为“事故”, 如井筒泄漏等引起的环境风险。

注4: 没有造成后果的事件还可称为“未遂事件”、“事故征候”、“临近伤害”、“幸免”。

(来源: GB/T 23694-2013, 4.5.1.3, ISO 27914, 3.18)

3.17

地质封存 (geological storage)

地下地质构造中二氧化碳流 (3.7) 的长期封闭 (3.11)。

注1: 长期是指二氧化碳地质封存被视为有效和环境安全的气候变化减缓选项所需的最短时间。

注2: 术语“隔离”已被许多国家和组织使用 (例如国际碳封存领导论坛), “隔离”与“封存”是 synonym, 本文件中仅使用“封存”。

注3: 本文件上下文中的地质封存

a) 适用于不含受保护地下水 (3.37) 的可渗透和多孔地层;

b) 适用于非生产性油气藏;

c) 不适用于:

——不可采煤层、玄武岩地层、页岩和盐穴中的二氧化碳注入和封存;

——在任何含有可生产碳氢化合物的地层中注入和封存二氧化碳;

——涉及使用任何形式的人造容器的材料地下封存。

3.18

岩石圈 (geosphere)

陆地表面、河流和陆地其他水体的底部以下以及海底以下地球的坚硬部分。

3.19

注入性 (injectivity)

不破坏封存单元 (3.59) 条件下, 流体注入封存单元的速率和压力。

3.20

泄漏 (leakage)

从预定义的容器中意外释放流体 (3.11)。

注1: 在本文件中, 预定义的容器是封存体 (3.54)。

3.21

遗留井 (legacy well)

在二氧化碳封存项目 (3.56) 的审查 (3.3) 区域内的预先存在的井, 该井的钻探目的与相应二氧化碳封存项目的二氧化碳注入或监测 (3.27) 不同。

3.22

可能性 (likelihood)

某事发生的机会, 定性或定量地表达并使用一般术语或数学来描述, 例如通过指定给定时间段内发生的概率或频率。

3.23

内衬 (liner)

未延伸到地表的套管 (3.8) 管柱。

3.24

变更管理 (management of change)

对过程设备或操作程序进行变更时所使用的程序, 用于详细记录变更内容, 并记录告知和培训操作人员及相关利益相关者关于过程变更所采取的步骤。

3.25

机械完整性 (mechanical integrity)

保证井的机械状态, 使其工程部件保持其原始尺寸和功能, 将固体地质材料排除在井筒之外, 并防止包括二氧化碳在内的流体不受控制地沿着或穿过井筒、水泥环、环空、套管 (3.8)、油管 (3.62) 和/或封隔器 (3.30) 流入、流出。

3.26

机械完整性测试 (Mechanical Integrity Test-MIT)

对井进行测试, 以确认井保持内部或外部机械完整性 (3.25)。

注1: MITs是一种衡量井建设是否充分的手段, 也是一种检测井系统问题的方法。

3.27

监测 (monitoring)

持续或重复检查、监督、严格观察、测量或确定系统的状态, 以识别与基线 (3.4) 的变化或与预期性能水平的差异。

注1: 地质封存 (3.17) 的监测不限于运营商的技术基础设施, 还包括更广泛的地表和/或地下封存场地 (3.58) 的周围环境。

3.28

运营期 (operational period)

从二氧化碳流首次进入井口进行封存直至停止注入的持续时间。

3.29

覆岩 (overburden)

覆盖在地下储层区域或地质构造的地层。

3.30

封隔器 (packer)

将油管 (3.62) 的外部密封到套管 (3.8) 的内部以隔离环形空间的机械装置。

3.31

闭场后阶段 (post-closure period)

证明符合场地关闭 (3.52) 标准之后的时期。

3.32

主力盖层 (primary seal)

封存单元 (3.59) 上方的连续地质单元 (在油藏工程中称为盖层, 在水文地质学中称为弱透水层或不透水层, 封存单元 (3.59) 是封存体 (3.54) 的一部分, 有效地限制了流体在封存单元中的迁移和泄漏 (3.20) 出封存体。

3.33

项目运营商 (project operator)

对二氧化碳封存项目 (3.56) 负有法律责任的实体。

3.34

项目组织 (project organization)

项目运营商 (3.33) 以及由项目运营商控制或代表项目运营商行事的任何分包商或其他个人或组织。

3.35

项目人员 (project personnel)

项目组织 (3.34) 中的任何成员所雇佣的人员。

3.36

项目利益相关方 (project stakeholder)

利益受到或可能受到封存项目 (3.56) 影响的个人、个人团体或组织。

注1: 利益相关方可以包括决策者、员工、股东、学术界、保险公司、银行、社区居民、供应商、客户、非政府组织、政府、监管机构、工会和其他个人或团体。

3.37

受保护地下水 (protected groundwater)

在完全饱和的土壤和地质构造中发现的地下水位下的水, 用于人类消费、农业或工业用途, 或受法律或法规保护免受污染。

3.38

监管机构 (regulatory authority)

拥有合法权力许可、批准或以其他方式授权地质封存 (3.17) 场址、井、单元、综合体或项目的选址、建设、测试、运营、监测 (3.27)、修改、封堵或关闭的实体, 以及监督许可证、批准或授权条款的遵守情况。

3.39

风险 (risk)

不确定性对项目目标的影响 (例如关于关注要素 (3.14) 的绩效指标), 以事件 (3.16) 后果 (负面影响) 的严重程度及其发生的相关可能性 (3.22) 表示。

注1: 影响是与预期的偏差, 可以是积极的也可以是消极的。

注2: 目标可以有不同的方面 (例如财务、健康和安全以及环境目标), 并且可以应用于不同的级别 (例如战略、组织范围、项目、产品和过程)。

3.40

风险分析 (risk analysis)

了解风险 (3.32) 的性质和水平的过程。

3.41

风险评估 (risk assessment)

风险识别 (3.45)、风险分析 (3.40) 和风险评价 (3.43) 的整体过程。

3.42

风险控制 (risk control)

旨在降低特定风险 (3.39) 或避免风险升级的措施。

3.43

风险评价 (risk evaluation)

将风险分析 (3.40) 的结果与风险评价标准 (3.44) 进行比较, 以确定风险 (3.39) 和/或其大小是否可接受, 或是否需要进行处理以降低风险的过程。

3.44

风险评价标准 (risk evaluation criteria)

评价风险 (3.39) 重要性的参考范围。

3.45

风险识别 (risk identification)

发现、确认和描述风险的过程 (3.39)。

3.46

风险管理计划 (risk management plan)

指定用于管理风险情景 (3.48) 的方法、管理组件和资源的方案。

3.47

风险承担者 (risk owner)

具有管理风险 (3.39) 的责任和权力的个人或实体。

3.48

风险情景 (risk scenario)

威胁 (3.60) 可能导致事件 (3.16) 发生以及事件后果可能对关注要素 (3.14) 产生负面影响的组合或环境链。

3.49

风险处理 (risk treatment)

通过实施风险控制 (3.42) 降低特定风险 (3.39) 的过程。

3.50

次级盖层 (secondary seal)

有效限制主力盖层 (3.32) 与受保护地下水 (3.37)、受保护资源或海床之间沉积层序中流体迁移的地质单元。

3.51

场地特征描述 (site characterization)

在二氧化碳封存项目 (3.56) 的筛查和选择阶段, 对一个或多个二氧化碳封存候选场地进行详细评估, 以确认和完善封存体 (3.54) 的完整性、封存容量和注入性 (3.19), 并为流体流动、地球化学、地质力学效应初始预测建模、风险评估 (3.41) 以及监测 (3.27) 和核查 (3.65) 方案设计提供基本数据。

3.52

闭场 (site closure)

关闭期（3.10）结束，项目运营商（3.33）证明符合现场关闭标准。

3.53

场地筛选和选择（site screening and selection）

通过识别、评估以及可能情况下比较候选封存地层或地点，对区域或次区域尺度的地质封存二氧化碳的适宜性进行初步评估。

3.54

封存体（storage complex）

地下地质系统，垂直延伸以包括封存单元（3.59）和确定的盖层，并横向延伸至二氧化碳封存项目（3.56）的定义界限。

注1：界限可以通过自然地质边界、法规或合法权利来定义。

3.55

封存场所（storage facility）

由运营商和/或监管机构定义的地面或海上或海底区域，是二氧化碳注入设施的开发和作业活动，包括监测（3.27）发生的区域。

注1：许多情况下封存场所和审查区域（3.3）可能是共同的。但是由于这些区域具有不同的模式（审查区域基于潜在影响，封存场所基于操作活动），因此特定项目的这些区域可能会有所不同。

因此，本文件中使用的每个术语都反映了其特定的派生和应用。

3.56

封存项目（storage project）

与二氧化碳地质封存（3.17）项目相关活动的物理和时间范围，包括场地选择和特征描述、基线（3.4）数据收集、场地设施（场地管道、压缩机等）的许可、设计和建造、钻井、在封存场地（3.58）接收二氧化碳和在主动注入阶段注入二氧化碳以及场地关闭（3.52）（包括井和设施废弃）。

注1：还包括所有项目阶段的测试和监控（3.27）。

3.57

封存项目生命周期（storage project life cycle）

封存项目（3.56）的各个阶段，从启动项目所需的阶段（包括场地筛选、评估、工程和许可）开始，直到开始注入，然后是操作，直到注入停止，最后关闭期（3.10）。

注1：本文件不包括封存项目生命周期中的关闭后期（3.31）。

3.58

封存场地（storage site）

由封存设施（3.55）、封存项目（3.56）井和封存体（3.54）构成的场地。

3.59

封存单元（storage unit）

以封存为目的而注入二氧化碳的地层。

3.60

威胁（threat）

单独或与其他元素结合可能造成损害或产生负面影响的元素。

3.61

可容许风险（tolerable risk）

暂时或有条件可接受的风险（3.39）。

注1：暂时容忍某个风险存在，以便能够逐步地进行应对。是为了能够有效地监测（3.27）和处理（3.49）风险，直至风险被降低到一个可接受的水平。

3.62

油管（tubing）

安装在井套管（3.8）内的小口径管道，作为流体的主要管道。

3.63

责任转移（transfer of responsibility）

将与封存地点（3.58）相关的所有权利、责任和义务转移给关闭后的管理员。

3.64

不可接受风险（unacceptable risk）

性质和水平被项目运营商（3.33）或对项目进行审批的机构认为不可接受的风险（3.39）。

3.65

验证（validation）

确认所考虑的系统在所有方面都符合该系统的规范。

3.66

核查（verification）

通过检查和提供客观证据来验证某项标准或要求是否得到满足的过程。

注1：清洁发展机制（Clean Development Mechanism-CDM）的核查是指运营实体对受监测的人为排放减少情况进行独立审查。

4 管理系统

4.1 活动范围

4.1.1 通则

管理系统对地质封存工艺的实施以及公众信力至关重要。成功的管理系统具有灵活性，执行者可以在项目实施过程中进行调整；成功的管理系统也应具有执行力，以确保它们满足特定现场的项目和监管需求。碳封存项目的管理系统在所有的项目活动和阶段中相互交叉，并提供决策过程的可审计跟踪。

管理系统的目的是确保遵循现有的推荐做法，并根据4.3允许和促进CO₂封存场地管理的改进。管理系统还有助于确保将质量保证和质量控制、监管合规性、工艺改进和效率提升整合到常规管理流程和决策中，并确保项目透明度，以便项目利益相关者、监管机构和公众对封存项目的管理和实施产生信心。管理系统的另一个重要功能是将风险管理流程嵌入到封存项目的文化和实践中，以帮助识别和管理影响到项目目标的事件。

4.1.2 封存项目执行者的角色和职责

项目运营方应设计和开发碳封存场地的注入操作（见7.3和8.2），并负责在4.2定义的项目边界范围内的操作。具体由项目运营方负责：

- a) 所有与封存项目有关的活动，以及这些活动的协调和整合，特别是涉及二氧化碳的处理和管理的活动；
- b) 根据封存许可证制定封存项目的原则、价值和定量项目目标的声明，并将该声明在整个项目组织中传达给项目利益相关方和监管当局；
- c) 协调、整合和沟通项目组织的活动和职责，与项目利益相关方和监管机构进行沟通；
- d) 协调项目组织成员的活动；
- e) 监督项目组织对本文件的遵守情况；
- f) 与捕集和输送操作人员定义明确的界限，并建立适当处理不同环节之间接口所需的活动和职责；
- g) 封存项目全生命周期风险管理；

- h) 确定和确保能源、物质、财务和人力资源的可用性和有效性，以满足封存项目的目标和原则（见 4.3）。

项目运营商可以在项目结束前进行变更。之前的项目运营商应负责确保将所有必要的文件、材料和过程移交给后续项目运营商。后续项目运营商负责管理系统和过程的有效过渡。转让记录由后续项目运营商留存，原项目运营商留存转让记录的副本，直至关闭期结束。

4.1.3 利益相关方的识别和参与

项目运营商应在封存项目生命周期的早期确定项目利益相关方，并使其参与项目的所有阶段。

注：定义中包括了项目相关方的例子。

4.1.4 封存项目描述

项目运营商应当说明项目关键阶段的范围，可与图1一致。范围的描述应保持并传达项目活动与封存项目的目标和原则的明确一致性（见 4.3）。

项目运营商应按照本款规定的封存项目期间组织、安排人力资源并指导封存项目的活动。项目运营商可以采用与本款规定不同的项目阶段，但应参照本款中规定的阶段来描述和记录对备选期间的支持。

如本文件其他条款所述，项目运营商在特定项目期间承担特定责任，包括：

- a) 场地筛查和选择阶段：以符合 5.2 的方式识别和剔除不适合封存的潜在场地；
- b) 场地描述阶段
 - 1) 按照 5.4.2 完成封存单元的地质和水文地质特征，对容量和注入性做出合理估计，并评估其风险；
 - 2) 根据 5.4.3.1 评估和鉴定主力盖层的密封能力；
 - 3) 根据 5.4.4 对 CO₂流的化学成分进行表征，并根据 5.4.5 对封存单元和密封层进行地质力学表征；
- c) 设计、开发、运营阶段：
 - 1) 根据第 6 条制定并实施风险管理流程；
 - 2) 拟订和传播促进项目组织有效综合运作的协议；
 - 3) 根据第 7 条选择合适的场地开发材料和方法；
 - 4) 根据第 7 条和第 8 条，将行业推荐的做法应用于场地设计、开发和运营，包括井场设计、钻井操作程序、设施建设、监控硬件安装以及现场安全和应急程序；
 - 5) 根据 7.6、8.3 和 9.4 的要求，制定操作和维护程序，在项目生命周期内监测和改进整个集成封存项目的性能；
 - 6) 如 10.3 所述，建立临时场地关闭计划，并制定量化的主要性能指标，用于证明符合 10.2 所述的场地关闭标准；
- d) 关闭阶段：
 - 1) 最后确定 10.2 中规定的场地关闭标准及 10.3 中描述的关闭计划；
 - 2) 继续执行 6.6 和 6.8 所述的风险管理计划和风险处理计划；
 - 3) 封堵井、废弃注入井、观察监测井按封堵计划规定，并符合 7.8 的要求；执行 9.2.4 中描述的关闭阶段监测计划；执行 10.4 所述的闭场确认流程，并将报告、结果和构成闭场确认程序基础的其他数据存档。

注：封闭后期：本文件不包括封闭后期。参见图1。

4.2 项目范围

4.2.1 责任

项目运营商承担多个重叠工作区域的责任，工作区域的项目边界可能根据法律说明（调查）、合同、许可证条件、地表、海底和/或地下作业活动以及项目当前或预期的物理影响来确定。

4.2.2 组织范围

应确定封存项目的项目运营商，并确定项目运营商与项目组织的其他成员之间的具体职责和汇报关系。如果组织之间共享封存项目的控制权，则应划定组织之间的项目内部界限和职责范围。

4.2.3 作业边界

封存项目的作业边界包括封存设施和封存体。项目运营商应规划与审查区域相关的活动或与运营边界之外的其他二氧化碳捕集运输地质利用与封存环节（如二氧化碳捕集、处理和运输）相关的活动对封存项目运营活动的潜在影响，包括这些环节中计划的和潜在的变化。

4.3 管理层对原则的承诺

4.3.1 通则

负责封存项目的最高级别人员或团体，应将4.3.2至4.3.4中规定的原则纳入其行动和决策中，证明其对长期安全地质封存二氧化碳的行业推荐做法的承诺。

4.3.2 内部原则

项目运营商应：

- a) 以完善的、最先进的科学和工程为基础；
- b) 寻求具有成本效益的方法，但为安全和环境保护留出审慎余地；
- c) 确保二氧化碳羽流的安全处理；
- d) 实施适当的风险管理体系；
- e) 建立确保在整个项目生命周期对现场进行监控的系统，以便可以及时处理意外事件（见 9.4.3）。

4.3.3 外部原则

项目运营商应：

- a) 以公开透明的方式与项目利益相关者和监管机构合作，以建立公众的理解、信任和可信度；
- b) 建立本地利益相关方互动策略，并定期（在每个项目阶段启动之前，然后至少每年或发生重大变化）与当地利益相关方接触并寻求意见；
- c) 在达到重大里程碑或发生重大意外事件时向公众提供报告；
- d) 寻求对重大项目活动的独立评估，以确保符合适用的标准和行业推荐做法。

4.3.4 健康、安全和环境原则

项目运营商应：

- a) 将项目人员和当地社区（包括生态系统）的健康、安全和环境保护作为项目的最高优先事项；
- b) 制定并落实应急计划和所需设备，或确定设备和服务的提供者。应对计划应与当地应急服务部门和负责的监管机构协调；
- c) 确保在整个项目生命周期中将封存项目的环境和人类健康影响降至最低，以达到可接受的风险；
- d) 为持续改进健康、安全和环境保护提供适当的资源；
- e) 在项目风险概况的基础上，记录潜在的环境影响，并将其呈现给项目的利益相关方。

4.4 规划和决策

4.4.1 通则

组织者可以通过实施管理体系来取得一致的结果。常用的管理体系标准包括《质量管理体系 要求》（ISO 9001）和《环境管理体系 要求及使用指南》（ISO 14001）。《风险管理 原则与指南》（ISO 31000）规定了风险管理的原则和通用指南。

4.4.2 知识产权

项目运营商应在封存项目生命周期的早期协商并建立组织间协议，以解决现有和潜在的知识产权的所有权问题。

4.5 资源

4.5.1 通则

项目运营商应定期评估并记录其职责范围内的可用资源需求。

4.5.2 人员的能力

项目运营商应确定可能影响项目原则、价值观和目标的项目人员的必要能力，特别是在健康、安全、和环境方面，并确保相关项目人员在适当的教育、培训、技能或经验基础上具有胜任能力。项目运营商应提供培训或采取其他必要措施，以使项目人员达到和保持适当的能力水平。

项目运营商应保留适当的文件化信息作为能力证明。

所有项目人员在项目运行期间都应遵守与其工作职责相关的安全操作规程，并赋予其与安全问题相关的停工权限。

4.5.3 设备管理

项目运营商应保留、管理和指导足够的设备和基础设施，以推进项目的所有阶段。项目运营商应记录封存项目的基础设施和设备配置。项目运营商应制定应急和补救条款，以应对设备损失或基础设施故障对场地开发、运营或关闭活动产生不利影响的情况。

4.6 沟通

4.6.1 通则

项目运营商应在项目生命周期的早期制定利益相关方参与计划。利益相关方参与计划应确定指定的媒体联络人，并可能包括项目外部的其他联络人，例如研究机构、自然资源机构或大学。

项目运营商应确保沟通过程以通俗易懂的语言明确定义，并能有效地推进封存项目的目标。

4.6.2 公众交流

项目运营商应制定公开的公众参与策略，以建立公众的理解、信任和信誉。公众参与策略应包括在整个项目生命周期内，公开传达清晰和准确的项目计划和活动信息，包括监管事宜、标准表现、安全和环境问题（见6.10及4.3.4）。项目运营商应就公众参与流程的有效性向公众征求意见，并应指派一名已公布联系信息的人员回答社区问题。

4.6.3 内部交流

项目人员应充分了解封存项目的性质和情况、目的和目标及其实现这些目的的进展情况。所有内部沟通必须清晰、直接和准确。

项目人员应了解政府机构的监管期望和要求，以及政府法规引用的任何指导或操作程序。

应告知项目人员所有利益相关群体及其关注事项，以减少公众的反对并解决公众关注事项。
应酌情向项目承包商顾问传达内部信息。

4.7 文档

4.7.1 通则

文档系统的设计应从内部和外部数据收集和报告的角度满足项目运营商和监管机构的需求。应记录机构知识，以便根据需要将相关项目信息传输给后续项目运营商，以满足监管报告要求。

4.7.2 信息管理

封存项目文档应包括：

- a) 目标和原则的陈述；
- b) 本文件要求的计划、程序和记录，包括风险管理计划、监控计划、利益相关方参与计划和关闭计划；
- c) 封存项目信息，包括文件、记录和项目运营商确定为有效规划、运行和控制其过程所必需的其他数据。

5 场地筛查、选择和表征

5.1 通则

场地筛查和选择的目的是确定潜在的二氧化碳封存场地，收集潜在场地的必要信息，并利用这些信息选择候选场地进行进一步表征。场地后续特征描述和评估的目的是减少地质非均质性和有限数据可用性造成的不确定性。该特性应证明候选场地能够以预计的注入速率封存二氧化碳（见8.2.4.3），并具有适当的复杂封存特性，可确保在监管当局要求的时间范围内有效封存注入的二氧化碳。

此外，在合理的科学方法、最佳实践方法和可用数据的基础上，表征和评估过程中应阐明在备选地点封存二氧化碳不会在以下几个方面产生不可接受的风险：

- 其他资源；
- 环境；
- 现存基础设施；
- 人类健康；
- 项目开发人员、所有者和人员。

因此，虽然本文件以线性方式展示筛选、选择和描述过程，但本文件的使用用户应该迭代应用相关指导。场地筛查、选择和特征描述与上游活动之间需要协作和协调，如二氧化碳捕集，涉及二氧化碳流速，组成成分及运输过程。

5.2 场地筛查

场地筛查过程中应考虑并使用以下指标，用于识别和消除不适合封存的场地。应该根据以下关键技术、法律法规标准对潜在的场地进行筛选和排名。场地筛查还应考虑在特定地点封存二氧化碳的法律和监管要求和限制，并评估未能遵守的风险。法规或政策可能会确定不满足特定标准的场所不适合二氧化碳封存。

- a) 技术：
 - 1) 对于特定项目，缺乏必要的容量和通过一口或多口井的合适的注入速率，以匹配二氧化碳流速和封存的体积；
 - 2) 基于现有的信息，无法在所需时间内进行必要的封闭，以满足责任机构的要求；

- 3) 位于初始孔隙压力（无论是天然的还是先前注入的结果）相对接近断层或裂缝激活压力，或岩石破裂压力的流体动力系统中，且没有任何风险处理方法可以将压力安全维持在限值以下；
 - 4) 区域内层间传导性断裂和裂缝能够影响封存系统的封闭性；
 - 5) 对于当前地震活动和构造活动可能会产生不利影响的地区，但如果设施的设计和规划操作符合抗震标准，则无需排除；
 - 6) 位于具有局部尺度水动力系统的地质中，即从露头补给区到排泄区的行进距离相对较短的系统；
 - 7) 在注入的二氧化碳流的演变、运移和影响方面缺乏足够的监测潜力；
 - 8) 在二氧化碳羽流范围内或压力升高区域，传统井的机械完整性无法得到确认，或者确认后也无法进行充分的补救。
- b) 法律法规：
- 1) 位于各自管辖范围内的受保护地下水范围内；
 - 2) 位于被保护地下水的深度和位置，与受保护地下水的水力连通，对受保护地下水的负面影响是可以预见的；
 - 3) 位于其他自然资源开发或保护的深度和位置，并且可以证明与这些资源的水力连通及负面影响；
 - 4) 位于天然气封存或废物处理的深度和位置，或者可以证明与这些活动的水力连通并且预计会对这些活动产生负面影响；
 - 5) 位于保护区内，例如，可能受到运营负面影响的国家公园以及监管机构定义的环境敏感区域；
 - 6) 位于无法获得地表或孔隙空间所有权或运营许可的区域，例如军事基地和历史保留地，除非得到有关当局的批准；
 - 7) 位于无法确保进入现场（管道或道路）或无法进行监测的区域。

在场址筛查过程中，如果没有可供选择的备选方案，具备上述一项或多项特征的场址仍可能适合二氧化碳封存。在随后的特征描述、评估和设计过程中，可能通过减少地质不确定性，并在现场设计、工程和操作中进行适当的风险处理，可以将这些特定特征所构成的风险降低到可接受的水平。

注：场地筛查的评价涉及一定程度的场地描述，可以基于现成的数据和初步模型，可能不需要获取新的数据和重大的评价工作。某些情况下，如果通过特征描述获得额外的数据和信息，或者应用了替代的现场开发注入方法（例如水平井或地下水的生产），或者因法律和监管的变化使其允许开发，那么基于这些标准所判定的不适合的地点可能成为合适的。

5.3 场地选择

选址应建立在5.2节的初始筛查过程基础上进行，包括地质评估和土地利用考虑。在筛查过程中获得的数据、信息和认识应纳入选址过程。在有足够数据（直接和/或模拟数据）的地区，可以应用或发展地质和流体流动模型。这些模型可用于识别数据缺口，以及量化二氧化碳封存能力和注入能力的初步估计的不确定性。在选择过程中，应对通过筛查阶段的土地进行下列评估：

- a) 地下标准：
- 1) 容量—随着更多信息的收集和对注入潜力的更好理解，场地封存容量会更加准确；
 - 2) 注入性—影响井的数量、井设计（水平井或者垂直井）、注入压力；
 - 3) 封存安全与保障（二氧化碳和置换流体的密封），包括泄漏的可能性：
 - i) 密封不良，包括断层和裂缝，
 - ii) 遗留井；
 - 4) 可用的孔隙空间所有权（确定审查区域内的孔隙空间所有者）、钻探特许权和勘探许可；

- 5) 对其他地下活动的接近度和潜在影响,如其他封存项目、处置作业、油气生产作业、采矿、天然气封存,及主力盖层或次级盖层内或附近的压裂(如用于页岩油或天然气的开采);
 - 6) 邻近有价值的自然资源、能源和矿产资源、可饮用地下水、地热能、页岩油或天然气、溶解矿物和沉积盆地矿物,以及对上述资源的潜在影响;
 - 7) 处理和处置产生的地层流体。
- b) 地面标准:
- 1) (潜在的)二氧化碳源与封存地点之间存在或邻近路权;
 - 2) 是否有建立或有可能建立必要的基础设施,如管道、通路和电线;
 - 3) 在封存地点和沿着二氧化碳运输预计的路径上的人口分布和密度;
 - 4) 审查区域内的土地所有权;
 - 5) 临近的其它工业设施、农业及林业活动;
 - 6) 与机动车辆交通、公路、铁路、飞机或海运的邻近性和暴露度;
 - 7) 靠近受保护的野生动物栖息地(包括濒危物种)和环境敏感地区(野生动物管理区、社区流域、保护区、生态保护区和保护区);
 - 8) 临近的河流及其他淡水资源;
 - 9) 靠近国家公园和其他保护区(如军事基地、原始保护区等);
 - 10) 靠近现有海上项目(如风力和养鱼、砂石开采);
 - 11) 邻近产业的现状及发展预测;
 - 12) 场地地形、天气和海洋条件的变化;
 - 13) 历史文化资源;
 - 14) 社会经济条件。

一些地表选址标准并不一定与封存容量、注入速率和安全性有关,但尽管如此,仍应考虑这些因素,因为它们可能会影响选址。出于经济原因的邻近性并不构成本条款指定的考虑因素的一部分

通过评估现有的地面和地下相关信息,选址应产生一份可供进一步描述的选定的潜在选址清单。

5.4 场地特征描述及评估

5.4.1 通则

场地特征描述应提供建模和风险评估所需的数据。运营商应设计描述计划,收集建模和风险评估所需的数据。应对项目运行阶段通过监测收集到的额外数据加以评价,并用于完善特征描述。

5.4.2 封存单元的地质特征和水文地质特征

为了使容量和注入能力的估计更为合理并进行风险管理,在二氧化碳流注入之前,应完成封存单元的地质特征和水文地质特征描述,描述应包括:

- a) 确定封存单元的范围及其边界,包括识别和确定可能影响封存的断层带和结构特征;
- b) 测绘封存单元的几何形状,并评估其到隐伏露头或露头的距离;
- c) 识别储层单元已知局部圈闭的存在和大小,评价储层单元大规模垂直、水平地层的非均质性;
- d) 储层孔隙度和渗透率的空间分布评价;
- e) 封存单元三维地质模型的建立;
- f) 估算二氧化碳和封存单元中流体的润湿性、相对渗透率和毛细管压力;
- g) 在注入二氧化碳流之前,评估封存单元内的温度分布;
- h) 评估封存单元内的初始压力分布(可能的话在人类活动之前),以及如果初始压力受到生产或注入流体(如油、气或者水)的影响,则评估当前的压力分布。

5.4.3 封闭地层特征

5.4.3.1 主力盖层

在注入二氧化碳流之前，主评估主力盖层的密封能力，合格后再注入二氧化碳流，以确保封存的二氧化碳流的安全性。应对主力盖层进行详细的表征，包括：

- a) 根据可用数据确定主力盖层的地层、岩性、厚度和横向连续性；
- b) 评估主力盖层的完整性，包括孔隙度和渗透率，并在可能的情况下进行测试（见 5.4.5），评估盖层矿物学以确定是否适合封存二氧化碳流（见 5.4.4）；
- c) 识别潜在的泄漏通道，如裂缝、断层和井，及其传输流体的潜力，可能需要在项目的操作阶段进行风险管理和进一步监测；
- d) 估算二氧化碳的毛细管压力；
- e) 评估直接覆盖在封存单元上方的主力盖层和次级盖层下方的多孔和可渗透单元中的压力分布。

5.4.3.2 二氧化碳泄漏的次级屏障

应评估是否存在防止二氧化碳泄漏的次级屏障，其特征包括：

- a) 识别位于封存体和其他地下资源（如陆地上的保护地下水或海上海底的资源）之间的上覆渗透层和次级盖层；
- b) 根据地层流体的流动、组成和地质力学性质，对储层和上覆沉积序列中存在的渗透性地层进行表征；
- c) 对次级盖层进行表征，主要是根据其几何形状和岩性。

5.4.3.3 从浅层含水层底部到地表的沉积序列

浅部含水层的水资源、包气带和土壤以及地表的表征对于风险管理和监测计划的制定至关重要，应予以执行。

5.4.4 地球化学基线特征

应对拟注入的二氧化碳流和封存单元中流体的化学成分进行表征。此外，还应应对储层、主力盖层以及紧邻储层和主力盖层的最接近渗透性单元的岩石进行矿物学特征分析。描述应包括：

- a) 二氧化碳流组分及其变化；
- b) 储层和主力盖层岩石的主要、次要和微量矿物学成分；
- c) 封存单元中地层流体（包括溶解气体）的成分和变化性；
- d) 根据风险评估，由运营商决定的对地圈和生物圈进行的额外基线取样。

5.4.5 基本地质特征

根据项目运营商确定的风险级别，对封存单元、主盖层和上覆层进行现场特定的地质力学表征。地质力学表征应包括：

- a) 对潜在封存单元所在地区的自然地震活动和构造活动进行评估。因此，应收集和分析与地震活动和构造活动有关的可用信息；
- b) 原位应力状态的表征（主应力的大小和方向）。与 5.5.5 中描述的地质力学建模程序相结合的原位应力状态的知识被应用于评估最大二氧化碳注入压力限制；
- c) 确定封存单元和上覆盖层的岩石力学特性，其中包括：
 - 1) 根据观察到的相关岩石的材料行为（例如泊松比和杨氏模量）的强度和变形特性；
 - 2) 热力学性能（如热膨胀系数、比热容和导热系数）；
 - 3) 弱面和不连续性（例如层理和天然裂缝和断层）的属性（例如方向、间距、粗糙度、孔径、填充和矿化）；

- 4) 估计裂缝延伸（传播）压力；
- d) 建立力学性质的地质模型（包含地质力学特性的地质模型），包括对封存单元、主要盖层和封存体的充分详细描述，以及对上覆沉积地层的简化描述。力学地质模型的几何形状应基于项目地质模型中所代表的地层、裂缝和断层的空间分布。其组成部分应具有本小节中解释的力学性能和原位应力。

5.4.6 井特征描述

不同井段的性能不佳会对二氧化碳封存造成很高的风险。井的特征描述是识别、修复和管理井漏风险的主要手段。因此，应在审查区域内对可能影响封存项目的遗留井进行描述。

5.5 模拟

5.5.1 通则

基于原位地质、水动力、地球化学、地热和地质力学条件的数值模拟，以了解、预测和交流注入二氧化碳流的迁移和潜在影响以及相应的压力增加。应对建模目标建立档案，重点是建模结果和性能目标。

注：可以考虑石油和天然气行业建模软件包，这些软件包具有广泛的储层和不确定性表征能力，以及数值状态方程（EOS），能够模拟二氧化碳和其他流体的多相流动。

5.5.2 静力学模型

5.5.2.1 通则

应建立地质模型作为流动、地球化学和地质力学模型的先决条件，并应描述沉积序列中的封存体和所有其他相关单元，及其流动、矿物学、化学和力学特征（见5.4）。建立二氧化碳封存体模型，以提供用于评估封存体潜在行为的框架。模型应包含足够的细节，以预测和描述系统随时间的行为（见8.2.3）。应说明在建立地质模型时所使用的粗化方法。该模型应可以利用在现场描述过程中获得的新数据时加以细化更新（见5.4.1）。

5.5.2.2 关键模型参数

地质静态模型应描述储层和主力盖层的关键地质、水文地质、地热和地质力学特征，其他地质单元应酌情描述。根据所用模型的数据要求，应该包括：

- a) 展布范围；
- b) 地层、岩性和相分布；
- c) 构造顶部和等厚图；
- d) 地质特征（包括断层和裂缝、隐伏露头、岩溶、大型沉积特征，如河道、倾角和方向）；
- e) 孔隙度分布；
- f) 渗透率分布；
- g) 地层流体组分；
- h) 初始地层压力分布；
- i) 初始温度分布；
- j) 初始地层应力分布；
- k) 岩石力学性质；
- l) 对各种数据和参数及结果所作的假设和不确定性或可信度。

5.5.3 流动模型

5.5.3.1 通则

应在开始以封存为目的二氧化碳流注入之前对封存体中存在的二氧化碳和其他流体的流动进行建模，以预测封存的二氧化碳的地下运动并评估封存容量、注入能力和由二氧化碳注入活动产生的风险（见8.2.3）。建模应该：

- a) 利用真实的注入场地来评估二氧化碳封存的潜在有效的总容积；
- b) 在项目实施的任何阶段，定量预测二氧化碳在储层内的空间分布和捕获机制；
- c) 评价封存项目的压力累积量及其分布范围；
- d) 评估二氧化碳以及任何相关成分（如 H_2S 、 SO_x 、 NO_x 等）的垂向移动和横向扩散（面积范围）（对设计有效的监测方案至关重要）；
- e) 评价置换地层流体的状态；
- f) 评估注入井的数量和位置，以达到所需的注入速度，确保有效利用孔隙空间，最大限度地减少注入井之间的压力干扰；
- g) 评估优先布置减压井是否有利于和有效控制二氧化碳羽流的压力积累和扩散，以及如何管理生产的地层流体；
- h) 检查涉及二氧化碳或其他感兴趣组分在、或地层流体在封存体内部和或沿裂缝、断层或井泄漏的潜在迁移情景；
- i) 评估温度对二氧化碳注入井完整性的影响。

5.5.3.2 关键模型参数

流动模型关键参数应该包括：

- a) 在封存单元内：
 - 1) 压力、温度和流体饱和度；
 - 2) 地层流体的盐度及化学组分；
 - 3) 流体的状态方程及其他流体性质；
 - 4) 孔隙度分布；
 - 5) 渗透率分布；
 - 6) 地层几何性质（如地层厚度及倾角）；
 - 7) 相对渗透率曲线；
 - 8) 毛管压力曲线；
 - 9) 流体与岩石压缩系数；
 - 10) 流体和岩石的热特性（在非等温流动模拟的情况下）；
- b) 主盖层：渗透率、毛细管入口压力和其他特性[尤其在 a) 中提及的]，取决于主盖层的建模水平；
- c) 流体：二氧化碳流注入速度，组分和浓度，物理性质及相态特征；

5.5.3.3 模型结果

建模的结果应提供风险评估（见第6条）、操作设计（见8.2.3）和监测（见第9条）所需的信息，并应与以下内容有关：

- a) 圈闭机制及其随时间变化对二氧化碳圈闭和总封存能力的贡献；
- b) 注入速率和注入场景；
- c) 二氧化碳注入时间演化，包括溶解和矿物沉淀；
- d) 压力积聚；
- e) 驱替流体的运移；
- f) 动态封存能力、在给定注入方案、监管限制、井的数量和类型（垂直井和水平井）下可以封存的二氧化碳量。特定场地的封存效率因子是流动模拟的结果；

- g) 敏感性分析（指出哪些参数对不确定性影响最大）；
- h) 各种结果的假设和不确定性或可信度水平；
- i) 可能的泄漏路径，以及泄漏液体的通量；
- j) 井底最大注入压力、井口注入压力、射孔段位置和高度、油管尺寸等井设计和注入操作要求。

5.5.4 地质化学模型

5.5.4.1 通则

应对注入的二氧化碳流、井的构建材料以及封存单元和主封闭层的岩石和流体之间可能发生的地球化学反应进行评估。可用模型或分析可用于预测基线地球化学条件的变化，并预测这些变化对注入能力、封存容量和封存完整性（安全性）的潜在影响，并为风险评估和监测计划提供信息。模型应：

- a) 评价储层对地球化学反应的响应，包括二氧化碳封存、孔渗变化等；
- b) 评估主力盖层对地球化学反应的响应，包括可能导致流体通过主力盖层流动的渗透率改变；
- c) 评估井对地球化学反应（包括水泥和套管降解）的响应，这些反应可能导致二氧化碳或饱和二氧化碳地层流体的潜在流动；
- d) 评估与水泥环接触的流体的预测 pH 值和化学成分，以便为新井选择合适的水泥和管状冶金，以抵抗化学降解。如果需要证明，则需要同样的评估来为遗留井选择补救材料（见 7.6.2.g）；
- e) 评价封存单元、盖层、浅部含水层和土壤中的化学反应，包括重金属运移，并按照 6.8 进行风险管理。

操作者应根据 6.7 进行的风险评估，评估对地球化学变化进行额外地球化学建模的必要性，包括在地球圈和生物圈（例如浅层含水层）中对环境重要的金属的潜在运移。这些还可能对可能影响储层、密封层和井的地质力学稳定性的岩石蚀变产生影响。

5.5.4.2 关键模型参数

地球化学模拟的关键参数应包括：

- a) 静力学模型；
- b) 固体：
 - 1) 矿物及各岩性单元的相对数量；
 - 2) 粒度及组分（矿物）；
 - 3) 热力学数据库；
 - 4) 反应速度和比表面；
 - 5) 实验数据；
- c) 流体：
 - 1) 水、气和油的相对含量；
 - 2) 水的组分；
 - 3) 气体组分；
 - 4) 油组分；
 - 5) 压力；
 - 6) 温度；
 - 7) 热力学数据库；
 - 8) pH。

5.5.4.3 模型结果

5.5.4.3.1 封存单元的化学反应性

模型的结果应提供以下方面的资料：

- a) 脱水、溶解和沉淀反应以及流体在岩石中的迁移；
- b) 与二氧化碳流的长期地球化学反应的影响（最好来自 2D 和 3D 反应运移模型）；
- c) 地层流体成分和特征的变化（例如与溶解和残留烃类物质的相互作用，以及有毒有机物和重金属的释放）；
- d) 地球化学反应引起的孔隙度和渗透率变化的预测；
- e) 所做的假设以及各种结果的不确定性或可信水平。

5.5.4.3.2 主盖层的化学反应性

假设扩散和流动是主盖层中的主要传输过程，其中扩散在基质中占主导地位，而流动主要沿着主盖层中的不连续性（裂缝）（预先存在或由注入二氧化碳流期间的地质力学失效产生）。模型的结果应证明原始密封的原始矿物学以及流体和流动特性是否存在变化（即孔隙度和渗透率变化，因为它影响岩石基质和裂缝/断层）在短期和长期的时间范围内通过暴露于游离二氧化碳流（例如粘土脱水反应），在扩散和对流流动状态下，包含来自二氧化碳流（例如矿物溶解/沉淀）的溶解组分的地层流体。

5.5.4.3.3 井中材料的化学反应性

饱和二氧化碳的地层流体或饱和水的二氧化碳很可能会与井内材料发生反应，特别是当流体在力的作用下沿井筒运移时。对于有机缺陷的井，应制定全生命周期监测和修复计划，包括：

- a) 固井、套管、桥塞性能预测；
- b) 用实验室材料电阻试验验证模型预测；
- c) 对容易出现故障的油井进行监测和修复的需求进行优先排序；
- d) 假设和不确定性或可信度水平。

5.5.5 地质力学模型

5.5.5.1 通则

地质力学建模应在风险管理环境中进行，以预测因为计划注入二氧化碳而导致的应力变化、变形和诱发地震活动的可能性和影响。建模应该：

- a) 根据历史和预测的未来应力变化，评估主力盖层的完整性；
- b) 可能情况下评估断层或裂缝产生或重新激活的可能性；
- c) 评估诱发地震活动的可能性；
- d) 评估注入导致的地表变形（例如隆起）；
- e) 全面评估油井的力学方面；
- f) 评估审查区域内的应力应变变化和流体压力的耦合变化，为现场特定监测计划的设计提供参考数据。

地质力学建模方法的设计应旨在了解模型内应力和变形的演变。

5.5.5.2 模型关键参数

地质力学建模所需的许多参数是在力学地球模型（见5.1.5）和流动模型（见5.5.3）的开发中获得的。关键地质力学建模参数应包括：

- a) 地质模型，作为在地质力学模型内建立力学地层单元的基础，并确定现有断层和裂缝的存在和方向；
- b) 封存单元、主力盖层和上覆沉积序列的初始地应力状态（方向和大小）；
- c) 初始流体压力状态和分布，建立地质力学建模所需的初始有效应力分布；

- d) 模型中地质单元的地质力学特性，包括岩石的强度和变形特性；
- e) 由于注入二氧化碳流的温度与原位温度之间的差异而产生热应力时，封存系统中各单元的热特性，如导热系数、热容和热膨胀系数；
- f) 额外的关键地质力学建模参数，控制封存单元的强度和孔隙结构如何发生地球化学变化，这取决于 5.5.4.3.1 中指定的建模结果，该模型模拟了封存单元与注入的二氧化碳流的化学反应性。

5.5.5.3 模型结果

建模的结果应提供以下方面的信息：

- a) 确保主力盖层完整性不受损的最大二氧化碳注入压力（例如，二氧化碳注入不会导致新的拉伸或剪切裂缝，或重新打开或激活现有的不连续面，如断层）；
- b) 地质力学过程对注入能力的影响；
- c) 钻井过程中井筒稳定性，可能影响井筒完整性和主力盖层近井渗透率；
- d) 封存单元、主盖层和上覆沉积序列的变形，包括变形对地面设施的任何影响或基于地面变形的压力积累监测的可行性；
- e) 注入和操作期间地质力学过程引起的潜在井完整性问题；
- f) 敏感性分析（指出哪些地质力学参数对不确定性影响最大）；
- g) 所做的假设以及各种结果的不确定性或可信度水平。

6 风险管理

6.1 通则

在全生命周期内，应对封存项目的每个环节实施结构化和系统化的风险管理。风险管理应当成为项目管理中不可或缺的一部分，贯穿项目运营商的企业文化和实践活动，并成为企业的商业内容。

项目的运营商应承担风险管理责任，但相应的工作任务可分配给其他单位并由其管理。

6.2 目标

风险管理的目的是确保运营商以全面、准确、均衡、透明和可追溯的方式有效管理和记录封存过程中的风险不确定性和风险情景。有效的风险管理应贯穿项目的整个生命周期。为确保风险降低至并保持在可接受的水平，有效的风险管理策略应当：

- a) 有助于指导目标的实现并改善相关关注要素的影响；
- b) 支撑项目管理系统的战略规划和发展；
- c) 帮助决策者做出可靠的选择，提前确定补救措施，并优选出备用预案；
- d) 解释不确定性，即不确定性的本质及解决方法；
- e) 识别可能阻碍或支持目标实现的外部 and 内部利益相关方的能力、认知和意图。

6.3 流程

本文件提供的风险管理一般流程的步骤指导，如图2所示。该流程与ISO31000中描述的风险管理流程保持一致。风险管理举措应当在初始场地筛查、选择和表征阶段实施，并在整个项目生命周期中以不断迭代的形式保持实施策略的一致性、透明性和可追溯性。风险管理决策的每次迭代都应考虑风险管理环境的变化（见6.4）。

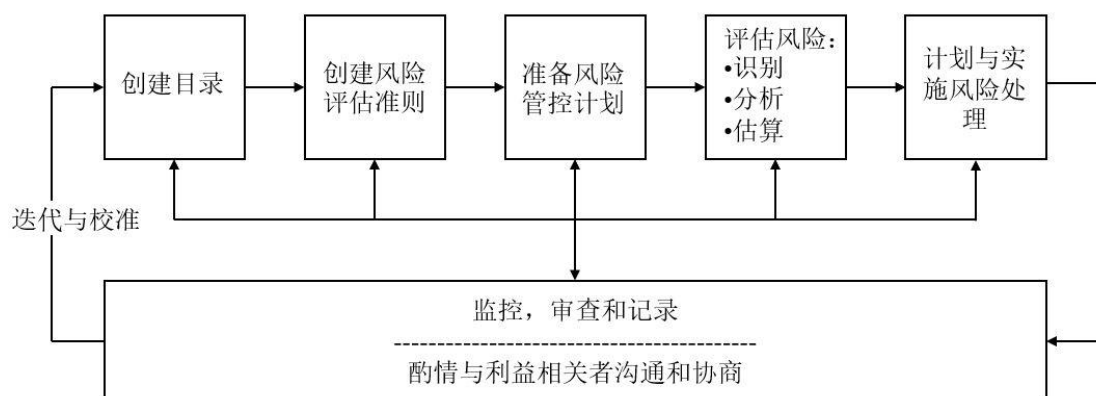


图2 二氧化碳地质封存项目风险管理流程示意图

6.4 环境

6.4.1 通则

在制定具体项目的风险管理计划之前，应该确定项目风险管理的环境。项目风险管理的环境应包括可能影响风险评估或认知的所有要素。当环境要素或不断发展的知识以及对现场特定情况的理解发生变化，应对环境进行更新，从而改变对风险的评估或认知。

为了在二氧化碳地质封存项目中建立项目风险管理的环境，项目运营商应清晰地阐明项目的目标，并定义风险管理过程的范围、条件和标准。

6.4.2 环境要素

根据对封存项目的充分表征和理解，环境要素应以结构化的形式体现出来。在建立风险管理环境时，应评估以下要素：

- a) 自然环境与灾害；
- b) 区域自然资源和活动；
- c) 基础设施和设备；
- d) 社会、政治和经济背景；
- e) 政策、法律和监管环境；
- f) 业界推荐的有效风险管理方法；
- g) 项目运营商和分包商，他们各自的职能、职责和责任，以及他们各自的风险管理系统之间的关系；
- h) 项目各个方面（包括封存系统组件、封存计划、社会政治环境等）的认知状态和不确定性；
- i) 项目规模和持续时间、项目阶段、决策点和各自的时间尺度。

6.5 风险评估标准

项目运营商应确定项目所关注的合理要素。关注的要素应包括人类健康和安全、环境和系统性能（例如注入能力、容量、密封和服务可靠性）。考虑的因素还包括成本、基础设施、进度和项目运营商的声誉。

项目运营商应为每一个关注要素建立风险评价标准，从而为封存项目制定合理的界定范围和目标。评价标准建立过程中，可能需要使用定性或定量的可能性和结果类别。

无论建立任何相关要素的风险评价标准，运营商应向监管部门进行咨询并获得其批准。在为项目活动可能对利益相关方产生实质性影响的任何关注要素建立风险评估标准时，由于项目的变动会对利益相关方产生实质性的影响，因此当为任一相关要素建立风险评价标准时，运营商应咨询利益相关方。

风险评价标准应具有区分可接受、可容忍和不可接受风险的功能（分别见3.2, 3.61, 3.64）。这些标准的分类可以是基于社会和政治方面的考虑，也可以是通过增加额外的风险控制策略，进一步降低风险发生的经济考虑。社会和政治因素可包括内部或外部的要求或期望、明确的政策声明和监管要求。经济因素的考虑可包括效益成本和时间成本、投入成本、成功的可能性，以及风险处理可能涉及的次级风险情景。在封存项目进行到风险情景发生之前时，运营商应通过风险控制策略降低不可接受风险的发生概率，从而使其转变为可接受的风险事件（包括发现可容忍的风险）。

6.6 风险管理计划

项目运营商应制定并实施适合其运营的风险管理计划。在项目组织内部，个体负责人可对风险管理初始方案进行审查和批阅，并对相关方案做出实质性的改变。风险管理方案应与监管机构和相关利益相关方讨论。风险管理方案的内容应包括：

- a) 应用于风险管理的组织规程和操作，包括资源的选择和可获得性以及责任的分配；
- b) 执行迭代风险评价和支撑风险评价活动的时间表；
- c) 用于加强风险评估的彻底性、准确性、透明度和可追溯性的原则和指导方针；
- d) 如何设计特定场景下的监控计划以支持迭代风险管理活动（见第9条）；
- e) 具体的场景建模和模拟程序如何纳入新的监测结果，如何设计以评估不确定性的影响和支持风险迭代分析；
- f) 风险评估方法如何解释影响封存项目性能的不确定性；
- g) 应急响应方案；
- h) 迭代审查和更新项目风险登记册的方案（见6.9.2.3）；
- i) 处理过程与安排：
 - 1) 监控和审查风险管理的整体计划，识别风险管理环境的变化，跟踪已实施风险处理的有效性，整合经验教训以寻求方案的持续改进，与条例4.3一致的（见6.9.1）；
 - 2) 绘制和记录风险管理的过程（见6.9.2）；
 - 3) 针对风险管理，向外部交流和咨询（见6.10）。

6.7 风险评估

6.7.1 通则

风险评估应包括风险识别的综合过程、技术可靠性风险分析，以及旨在避免偏见的透明化、可追溯和一致的风险评估过程。风险评估的结果应设定风险处理的等级要求，并应用于流程的设计，以便进行监测和核查方案的合理性（见第9条）。

应用于风险评估的严格程度应取决于可获得的信息和对项目相关阶段所需的风险情景的了解程度。一般来说，风险评估中的必要环节应该随着图2中风险管理过程中的每一次成功验证而逐渐细化，直到确定的风险场景得到彻底评估完成。

6.7.2 风险识别

6.7.2.1 原则

项目运营商应对风险识别进行全面分析。风险识别的过程和结果应以可追溯和一致的方式记录下来。相关文件阐明的实施方案应使人们相信风险识别过程已得到充分评估。

6.7.2.2 流程

风险识别过程应包括以下内容：

- a) 识别满足表1中列出的标准的潜在危险因素；

表1 识别风险的标准

序号	标准
1	场地具有能够满足所需二氧化碳注入量的容量。
2	场地具有可注性，能够满足既定注入速率要求。
3	场地能实现长期密封，即防止二氧化碳造成不利影响或超过当地法规或许可条款规定的限制速度或总泄漏量。
4	二氧化碳注入作业不能产生地震活动或地层变形，造成不利影响。
5	建模和成本效益监测是可行的 a) 允许及时实施适当的风险处理； b) 优选适合持续二氧化碳注入的可靠封存场地 c) 确保符合场地封闭的相关标准。
6	项目操作流程确保操作安全和环境保护。例如，避免因钻井和项目地面基础设施的建造和操作，以及因项目与项目现场和周边地区的非项目人类活动的相互作用，而对健康、安全 and 环境造成影响。

- b) 识别和描述每个风险场景；
- c) 评估和描述可能受二氧化碳注入作业影响的地壳生物圈和经济资源。应该包括对基线的评估和描述，以便将二氧化碳注入操作引起的变化与注入前的背景变化或自然或其他人为来源引起的变化区分开来；
- d) 确定不同风险情景之间的相互依赖关系，包括潜在的风险恶化可能性或严重程度的级联效应；
- e) 为项目的新影响因素制定威胁识别标准，即场地所独有的元素或项目运营商在以前的操作中未遇到的因素。

6.7.3 风险分析

6.7.3.1 原则

风险分析应当为风险评估提供技术依据。风险分析应基于最佳的理论知识和科学推理，旨在确定每个风险情景潜在的后果可能性和严重性。

如果风险情景的不确定性水平影响风险评价或风险处理的选择，则应分析和记录不确定性对评价风险水平的影响。

6.7.3.2 流程

项目运营商应以透明、可追溯和统一的方式记录在风险分析过程中如何确定下列各要素：

- a) 风险情景；
- b) 每种风险情景的可能性；
- c) 对每个风险场景所关注的要素，其潜在后果的严重性；
- d) 每种风险情景背后的可能性及潜在后果严重程度的不确定性来源；
- e) 减少或管理不确定性对风险评估和/或风险处理选择影响的措施；
- f) 风险控制以预防或减轻已识别的风险情景；
- g) 用于及时实施适当风险处理所需的监测位置、参数和检测阈值；
- h) 支持风险分析的数据需求和模拟研究（包括预测风险处理有效性的数据需求和建模研究，以及与风险控制有效性相关的不确定性）；
- i) 已识别风险情景的组合对每个关注要素产生重大影响的总体可能性。

6.7.4 风险评价

6.7.4.1 原则

风险评价是评价风险水平、风险可承受性和可接受性的过程。对于每个风险，减缓前的风险评价结果为相应的风险处理策略设定了绩效要求。

项目经营者应在风险评价中识别并尽量减少偏差的来源。在能够获得足够的相关数据时，对可能性和后果的量化应基于科学推理或可审计的统计和/或计算。否则，量化应基于在具有适用专业知识和项目经验的专家的书面判断。

6.7.4.2 流程

项目经营者应以透明、可追溯且一致的方式，记录在风险评价过程中如何对下列各要素进行评价：

- a) 任何风险处理前的风险水平。如果风险处理的成本效益或不可行性被用作确定风险可容忍性的基础，项目经营者应确定并记录支持使用该基础的基本原理；
- b) 风险处理的效果。应包括评价可容忍风险的风险处理方案是否合理可行，即参考风险不应超过工业活动潜在收益的原则是否合理；
- c) 风险处理后的预期风险水平，即视风险处理的实施情况而定；
- d) 与风险水平相关的不确定性程度，包括缓解前后；
- e) 支持在潜在影响可能性极低和/或重要性不大的基础上进行进一步评估，以排除确定风险情景的理由。

6.8 风险处理计划

项目运营商应根据6.7.4.2 e)的规定，为尚未从进一步评价中排除的每一个已识别的风险情景制定风险处理计划。风险处理计划的设计应确保风险被降低到并保持在可接受的水平。该计划应描述以下内容：

- a) 通过实施风险处理达到的目标风险水平；
- b) 风险处理的首选方案及其实施过程，包括在相关情况下应实施个别风险控制的优先顺序。项目经营者应解释如何考虑不确定性，并说明为什么所选策略在风险处理的性能要求方面是稳健的；
- c) 应指导并由应急监测程序（见9.4.3）制定的应急风险处理计划，以及旨在支持按照6.7.3进行的风险分析的具体现场建模；
- d) 负责实施风险处理计划中风险控制的具体个人，以及他们所在组织与风险登记中相关风险场景的各自风险所有者之间的关系（见6.9.2.3）。

6.9 审查与记录

6.9.1 审查

风险管理计划、风险评估结果和相应的风险处理计划由项目运营商根据需要进行审查和修改，以确保风险在整个项目生命周期得到妥善管理。风险管理计划的重大修订应与监管机构和相关利益相关方讨论。

为确保风险管理计划的实施和必要的调整，风险管理过程的跟踪和评审应符合以下准则：

- a) 明确定义项目组织内的跟进和审查职责；
- b) 风险管理过程的审查确保
 - 1) 所关注的要素是适当的，
 - 2) 风险控制有效、高效，并根据需要及时实施，
 - 3) 根据需要收集数据和信息并进行相关分析，以实现持续降低风险并改进风险评估和管理，
 - 4) 记录和分析所吸取的经验教训，

- 5) 检测环境中的变化,包括风险评估标准和风险本身的变化(可能需要修订风险处理措施和优先级),
- 6) 及时识别出现的风险情景;
- c) 实施风险处理计划的进展是根据各自的风险降低目标来衡量的[见 6.8 a)]。应该遵循周期性的评估过程
 - 1) 实施的风险处置的效果
 - 2) 剩余风险水平是否可接受,如果不可接受,则生成或应用新的风险处置措施并评估其有效性;
- d) 对风险管理过程的评审结果予以记录,并酌情向外部和内部报告,并作为风险管理计划评审的输入。

6.9.2 记录

6.9.2.1 通则

风险管理过程的记录应透明且可追溯。

6.9.2.2 透明度

应记录每个关注要素的风险评价标准。文件应规定每个关注要素的可接受风险的标准。

记录应包括监测和建模的输出结果,这些输出构成了风险评估的基础,并描述了监测检测阈值和风险评估结果的敏感性的影响。

6.9.2.3 可追溯性

6.9.2.3.1 风险登记

风险评估的结果应以一致的方式记录在项目风险登记册中,以使风险评估随着时间的推移具有可比性。对于每个记录的风险情景,风险登记册应包括以下信息:

- a) 风险情景描述;
- b) 指定的风险负责人;
- c) 为减轻风险场景而计划或实施的风险处理措施的描述;
- d) 对风险处理中每个风险控制的评估有效性的描述;
- e) 风险处理中负责执行风险控制的人员;
- f) 及时执行风险处理的时间表;
- g) 在实施风险处理和描述风险评估的基础或理由后,对每个相关关注要素估计的剩余风险。

6.9.2.3.2 记录

运营商应以一致的方式记录以下信息:

- a) 建模和监测程序的假设和设计的变化,以及证明这些变化的相应理由;
- b) 现有数据库的实际或数字位置,包括监测数据、风险评估、建模和监测结果报告;
- c) 参与基于专家征求的风险评估过程的专家名称。

如果采用了不同的风险评估方法,则更新后的评估结果应与最近的评估进行比较。如果更新的风险评估的结果与先前的评估显著不同,则应记录差异的原因。

6.10 风险沟通与咨询

6.10.1 通则

应与内部和外部利益相关方就项目机会和风险进行沟通 and 磋商。

6.10.2 目标

风险沟通和磋商应根据有关人员对二氧化碳地质封存的知识水平而定，并应旨在实现以下目标：

- a) 促进对与二氧化碳封存有关的风险的性质、风险的可能原因、潜在后果以及正在采取的风险管理措施的了解；
- b) 向相关各方提供有关二氧化碳封存的准确和客观信息，特别是关于该项目的信息，包括对机会和风险的平衡描述；
- c) 识别并记录利益相关方对风险及其可能影响基于风险考虑的决策的价值、需求、假设、概念和关注；
- d) 为内部和外部利益相关方提供对风险容忍度和可接受性决策的基础的共同理解，以及为什么需要采取特定的行动来充分管理机会和风险；
- e) 解决风险评估的彻底性、准确性、透明度、可追溯性和一致性，以及对已知或感知风险情景的性质和理解程度。

6.10.3 风险沟通和咨询活动的范围

风险沟通和咨询活动的范围因接受者和潜在目标而异。应制定沟通和协商计划以支持以下三个目标：

- a) 在许可证申请和审查期间促进与监管机构的公开和有效对话：
 - 1) 选址和特性描述的过程和理由；
 - 2) 支持选址和概念选择基础的认知和理解；
 - 3) 风险管理的迭代过程；
 - 4) 监测和核查程序；
 - 5) 场地和风险管理性能；
 - 6) 场地封闭计划；
 - 7) 在运营商和监管当局之间进行风险沟通和协商的角色协调；
- b) 促进与利益相关方和公众的公开和有效沟通和协商：
 - 1) 选址的理由（封存地点的位置）；
 - 2) 积极主动和对环境负责的风险管理计划；
 - 3) 直接受项目影响的利益相关方提出的关注和问题；
 - 4) 以透明和建设性的方式记录和回应利益相关方和公众的关注的程序；
- c) 对于现场表现与预期或预测的现场行为有偏差的情况，促进公开和有效的回应沟通。应该包括：
 - 1) 通知当局、利益相关方和公众的计划；
 - 2) 评估偏差的规模和来源的计划；
 - 3) 识别和实施适当的风险处理的计划；
 - 4) 经验教训，以及如何预测和避免偏差（如果有的话）；
 - 5) 偏差对环境/或经济资源的影响（如果有的话）；
 - 6) 对现场风险管理计划进行修改（如有必要的话）。

6.10.4 性能目标

沟通和咨询计划应旨在实现以下性能目标：

- a) 建立风险管理的背景已建立；
- b) 了解利益相关方的利益，并在项目范围和资源范围内尽可能满足他们的需求（见 4.3.3）；
- c) 彻底识别和分析风险情景和风险感知；

- d) 在定义关注要素、风险评估标准和评估风险时, 要考虑利益相关方的观点;
- e) 监管机构和相关内部利益相关方一致认为, 包括变更管理程序在内的风险管理计划是稳健的。

7 井筒基础设施

7.1 通则

7.1.1 范围

与二氧化碳地质封存相关的井筒的材料、设计和建造是基于石油和天然气行业开发的原理和方法。与井筒基础设施相关的流程和程序, 包括材料要求、设计和施工, 在现行行业标准和行业推荐现行文件中进行了详尽的描述。本条款涉及特定于二氧化碳地质封存的井筒基础设施, 而没有涉及相关的烃类化合物生产。本条款涉及的井筒基础设施范围包括从二氧化碳输送点到封存设施, 也包括到井口和井筒的组成部分。本条款不考虑其他地上或地面设施, 如压缩机和储罐。井筒的详细设计应符合每个二氧化碳封存项目注入作业的具体要求(见8.2)。

7.1.2 记录文件

应准确记录所有与井筒相关的活动, 如设计、钻井、测试、修井、修复和废弃, 并在封存项目的整个生命周期内保持记录。

7.2 材料

7.2.1 使用条件

根据本条款所选择、建造和用作井筒基础设施部分的材料和设备应能适应它们将经受的环境条件, 包括在预期的情况下暴露于二氧化碳环境中。

7.2.2 材料选择

地面基础设施和井筒的材料选择, 例如管道、油管、套管、泵、水泥、电气和安全设备、仪表、弹性体和所有其他组件, 应评估以下要素的影响:

- a) 待处理、运输和封存的二氧化碳流的状态和组成;
- b) 工作压力范围;
- c) 工作温度范围;
- d) 部件或项目的计划运行寿命;
- e) 现场特定的环境条件;
- f) 异种金属之间的电偶腐蚀;
- g) 暴露于二氧化碳流的可能性。

应使用石油和天然气行业推荐的方法评估腐蚀余量以及压力和温度等级。应特别注意设计温度, 在这种情况下, 由于二氧化碳膨胀会引起焦耳-汤姆逊效应, 突然爆裂或大的压降可能会产生冷却现象。

7.2.3 材料要求

一般来说, 纯二氧化碳对碳钢没有腐蚀性, 但二氧化碳与游离水混合产生的碳酸对碳钢具有腐蚀性, 以及可能会使二氧化碳流具有腐蚀性的其他成分。应确定与二氧化碳流具有腐蚀性的潜在腐蚀性成分, 然后确定材料要求, 例如自由水、二氧化碳和硫化氢。碳钢可用于不含游离水或其他腐蚀性组分的二氧化碳流的管道和设备、地面管道和井筒管柱。

对于暴露在组分浓度足以使其具有腐蚀性的二氧化碳流中的基础设施，其材料应具有抗腐蚀性，并且可能需要进行化学处理以保持力学完整性。化学防腐工艺的性能应按照行业推荐的方法进行监管，以确认其有效性。

所需弹性体应在二氧化碳存在的条件下具有化学和力学稳定性，其选择标准应基于操作压力和温度条件、二氧化碳流的组分以及对二氧化碳扩散特性的评估。

注1：并非所有弹性体密封元件都适用于二氧化碳环境。

固井水泥在侯凝过程中不应收缩，并具有足够的延展性，以承受在井的预期条件下压力和温度变化而产生的变形。水泥组分应具有较好的抗二氧化碳腐蚀性能。水泥应在储层的主要密封处实现水力隔离。

7.3 设计

7.3.1 通则

基础设施设计应促进安全有效的二氧化碳封存。

7.3.2 安全

进入二氧化碳井口封闭区时必须遵守适用的规定，包括设置带有井名或封存设施名称、项目运营商名称、紧急情况下的联系信息以及其他警告标志的指示标志。风向指示标志应清晰可见，以便在紧急情况下指示风向（即在紧急情况下提供援助）。

所有现场活动都应以最大限度减少环境影响，并避免危及受保护地下水。应准备好安全准备（响应计划）以减轻意外情况引起的泄漏，例如：钻入高压地层将会导致井涌并将地层流体释放到薄弱区域或地表。

7.3.3 井筒

7.3.3.1 井场

井场的选择以及井筒和基础设施的选址应：

- a) 为钻井、检查、维护、修理、改造、处理和测试提供足够的钻机和服务车辆进入井场、井筒和井口的通道；
- b) 避免在地势低的地区，在那里二氧化碳和空气之间的密度差会导致二氧化碳积聚；
- c) 避开接近地表的地下设施，如矿山等。

二氧化碳注入井和监测井的设计，包括垂直、水平还是偏斜，应评估井场对二氧化碳处理的要求，包括空间通道或其他限制。应对所有地表和地下活动及其对封存体完整性的潜在影响进行彻底评估。在建造用于钻井的井场之前，应获得适当的许可。

7.3.3.2 井设计

用于二氧化碳封存项目的井可包括将二氧化碳输送到封存单元的注入井、用于测量和记录必要信息的监测井以及用于封存单元压力管理的泄压（地层流体提取）井。在一些封存场地中，与垂直井相比，水平井和斜井可以更有效地输送封存所需的二氧化碳量。井的设计、规划和钻井应遵守既定的项目目标，并尽量减少对任何受保护地下水或其他已确定资源的影响。钻井计划应标明在通过目标封存单元进行钻井时流体侵入和地层损坏的可能性。

钻井和固井计划应基于类似于油气井中使用的工程标准，并考虑二氧化碳封存项目的特定因素，包括：

- a) 井的寿命和废弃要求；
- b) 中长管柱套管要求和耐腐蚀合金的需要；
- c) 水泥配方和浇筑；

d) 从封存单元到附近地质构造的潜在迁移路径的位置和方向。

所有井的设计应根据其存储地点的具体功能评估位置、封存复杂特性和材料要求，具体如下：

- 将二氧化碳输送到封存单元的注入井设计，应评估封存单元的注入能力、渗透率和孔隙度，以避免地层压力过大产生干扰、并确保能够封存预期的二氧化碳体积（见 5.5.3）。
- 用于储层压力管理的减压井的设计应评估井间距、储层内的连通性以及处理或回注产出地层流体的地面设施要求。
- 监测井的设计应满足规定的监测目的和测量目标，包括使用寿命和修复或更换的途径。

7.3.4 管件

7.3.4.1 通则

套管、生产油管和衬管等管柱是井筒的重要组成部分，对井筒长期完整性以及流体的注入和生产至关重要，可提供保护地下水和在储层地层温度压力条件下二氧化碳注入或流体生产的安全运行屏障。

7.3.4.2 导管

导管或套管可防止井底塌陷和冲蚀（井壁材料流失），并将表层套管的水泥包裹在地面上。一旦到位，应将导管固定并粘合，以保持套管周围的完整性并防止冲蚀。如果有必要保护遇到的任何地下水，则应通过导管将井钻到受保护地下水以下，并通过使用单个或多个套管和水泥将表层套管下入并用水泥固定回地面。

7.3.4.3 表面套管

井表面套管应在足够深的地方设置和固结，以确保

- a) 隔离受保护地下水源；
- b) 在下一个套管之前将井筒控制在最大地层压力和操作压力下。

7.3.4.4 中长管柱套管设计

二氧化碳封存项目中陆上和海上井筒应使用推荐等级、重量和尺寸的套管，以实现井筒安全注入、生产或监测的既定目标。套管方案设计应确保其在井筒设计寿命内，在预期物理和化学环境下安全运行。

7.3.4.5 管柱设计

管柱设计应采用与套管相同的材料 and 环境要求，包括是否需要耐腐蚀合金（见 7.3.3.2）及其在管柱位置。

管柱最小直径的确定需要考虑满足项目目标所需二氧化碳最大注入速率。应使用最大注入压力来确定井管柱的重量和等级。如果在注入井使用期间可能需要进行后续电缆作业，则应使用具有足够内径的封隔器。

7.3.4.6 衬管

衬管可用于补救目的或在初始施工期间安装，设计要求应与套管柱和油管相同（见 7.3.4.4 和 7.3.4.5）。

7.4 建造和完井

7.4.1 通则

二氧化碳封存项目中涉及所有井的建造和完井方式应满足项目目标，同时保持井筒完整性。应制定详细的完井计划并接受利益相关方审查，以实现项目目标。所有使用材料应满足7.2中总则要求。

7.4.2 固井

二氧化碳封存项目完井应设计成在套管和围岩之间从套管鞋到水泥顶部放置一个粘结良好的水泥环。

固井设计应：

- a) 结构上支持套管；
- b) 抵抗所有预期的井和地层载荷；
- c) 完全密封环空以隔离覆盖区域的孔隙压力或隔离不同的储层层段；
- d) 保护套管免受相关区域腐蚀性流体的影响。

7.4.3 地下水保护

二氧化碳封存项目设计的水泥和套管，应在封存单元上方的所有地层中保持水力隔离，特别是在封存单元上方的所有受保护地下水源区之间。

7.4.4 固井后评价和修复

将水泥放入环空后，应对水泥环进行评价，检测以确定没有泄漏。套管的压力测试只能在水泥浆凝胶强度显著提高后进行。评价应确认水泥顶部符合设计深度。

注1：可以使用其他方法来确定胶结环的密封是否合适并且没有泄漏或缺陷，例如：电缆测井，可通过测量温度、噪音、氧活化水和二氧化碳分子流动检测套管后面的流动。有缺陷的水泥环应使用选定的补救方法和材料进行修复，这些方法和材料应符合初次固井设计结构支撑和密封要求。

7.4.5 完井与增产

应通过穿孔或其他方式提供穿过套管的通道，以建立足够的连通，以便将二氧化碳流注入封存单元。如果需要增产或增注处理，则应以确保井筒和初次密封完整性的方式进行处理。

7.4.6 井孔监测要求

井筒设计应便于使用连接连续或定期监测设备，包括按照8.5.2和8.5.3进行测井和压力测试。

注入井应有与其相关联配置计量装置，以监测注入的流体质量。注入温度和压力表可用于确定注入流体密度，以便估算井底注入压力（见8.5.3.3）

应根据井筒中预期的条件设计井监测设备，以便监测设备提供有关井况的数据。

监测设备可包括井口压力和温度计、环空压力和温度计（见8.5.3.1）、井下压力和温度计（见8.5.3.3）以及其他需要与油管一起下入井内的设备，其他需要在井下使用管件运行的设备。

7.5 腐蚀控制

7.5.1 通则

除了二氧化碳外，二氧化碳流还可能包含腐蚀性成分，例如 NO_x 、 SO_x 、 H_2S 、 H_2O 和 O_2 ，这些成分可能腐蚀钢部件，因此应定期评估井的整体力学完整性。

7.5.2 维护保养

应监测二氧化碳流以确定腐蚀性成分的存在，帮助保持井筒和组件的完整性。持续维护应包括外部涂层和定期目视检查所有容器内部的腐蚀和旨在防止钢部件内外腐蚀的化学程序。外部腐蚀会受到天

气、管道保持外部涂层能力以及钢材是否暴露在空气中（例如地埋管与管架中管道）的影响。应评估海上管道和结构钢，并根据需要采用规范以适应含盐空气。

应使用监测程序来确定缓蚀措施的有效性。该计划可以包括但不限于以下内容：

- a) 注入流体的化学分析以发现微量金属；
- b) 放置在注入流中的腐蚀试样；
- c) 容器和管道壁厚（金属）损失的超声波或其他无损检测。

7.5.3 阴极保护系统

应根据行业推荐做法或适用法规，使用阴极保护来充分保护管道和容器免受电偶腐蚀。

7.5.4 环境兼容性

注入二氧化碳流的成分（即二氧化碳和微量成分）应确定与现有封存单元环境兼容，以确保井筒附近的地层和井筒部件不会因注入-封存单元的相互作用而受损。可通过实验室模型或地球化学模拟来检查兼容性。

7.6 井的评价

7.6.1 通则

在二氧化碳封存项目的生命周期内，可能需要修井和再完井来维护或修复井组件，或获取有关井筒完整性的信息（见7.4.5和7.4.6）。在开始任何修井作业之前，应制定详细的修井计划，并考虑储层中的二氧化碳。在开始修井作业之前，必须获得所有相关监管机构的必要许可和批准。

具有已知显著力学缺陷（例如水泥裂缝和裂缝、水泥脱粘、表面套管排气流、持续套管压力、气体运移、套管损坏等）以及在近中期作业期间可能被注入的二氧化碳或高压区接触的井，应进行修复。其他井的修复可能会推迟到条件允许时进行。

7.6.2 老井

应使用所有可用记录对审查区域中确定的所有老井进行评估，以确定井历史，包括被封堵的井以及封堵方法是否满足7.8.1的目标。审查区域内的弃置井应作为潜在的泄漏通道进行评估（见5.4.6）。评估应包括：

- a) 识别在审查区域内穿过封存单元的井；
- b) 确定审查区域内井的状态（勘探、生产、注入、暂停或废弃）和所有权；
- c) 按年份、施工类型、机械缺陷的类型和程度对老井的数量进行表征，并确定有问题的井（如果有）；
- d) 对井泄漏可能性的评估以及需要观察和/或修复的井；
- e) 确定审查区域内穿透比封存单元或相邻结构更浅的井位（包括使用调查来定位旧的、未记录的井眼）及其状态和特征；
- f) 识别没有足够或没有可用堵塞记录的井，以评估在二氧化碳封存期间堵塞密封的完整性；
- g) 测定与含二氧化碳的流体接触井材料的化学成分。

7.6.3 检查和测试

在转换为二氧化碳封存之前，长管柱套管应通过以下方式检查和测试其全长的完整性：

- a) 获取和评估水泥完整性日志；
- b) 编制和评估套管腐蚀或损坏的套管检查日志；
- c) 根据现场压力测试技术对套管进行压力测试，而不会损坏水泥或水泥-套管粘结。

d) 此外，应获得基线饱和度日志以确定井筒附近的气体饱和度。

7.7 再完井和修井

7.7.1 通则

改造现有井的再完井设计应确保满足其功能和本文件要求。只有在仔细评估后才能将老井转换为用于封存项目。所有的完井工作都应确保井控和井筒安全。

7.7.2 再完井和修井条件

下列情况应重新完井或修井：

- a) 整个封存体未显示水力隔离；
- b) 需要进行补救性固井；
- c) 发生力学完整性损失，可能通过以下方式表明：
 - 1) 压力测试失败；
 - 2) 油管 and 套管环空发生连通，表明油管或封隔器有泄漏。

7.7.3 井筒完整性

7.7.3.1 通则

在完井和修井活动期间或紧随其后，应根据行业推荐方法对井筒完整性进行测试和评估。

7.7.3.2 套管完整性

现有井的完井应取决于原井的施工细节。改造井应使用符合7.3.4要求的套管。应考虑套管的使用年限和状况，以便在不能满足7.3.4要求的井中不进行重新完井。应修复套管泄漏。在沿套管检测到流动的情况下，应重新建立水泥完整性。如果在套管外检测到流体运动，应在安装衬管或套管补片之前确定水泥完整性。在这些情况下，可用的选项可能仅限于那些涉及在不更换管道的情况下修理套管的选项，例如。安装可膨胀的衬垫和水泥或化学密封胶挤压。

套管修复后应进行压力测试。然后将封隔器和油管重新下入井中，并通过对油管和套管环空进行压力测试来重新建立力学完整性。

7.7.3.3 油管和封隔器的完整性

泄漏的油管或封隔器应通过制定和实施修井计划进行修复，如果需要，应由适当的监管机构审查和批准。如不能修复，应按7.8封堵弃用。

7.8 弃井

7.8.1 通则

弃井设计应确保对潜在的二氧化碳封存单元进行保护和隔离，防止泄漏，并确保地表恢复到接近原始状态。此活动应由颁发井许可证的监管机构以及10.4中的要求指导。

7.8.2 现有废弃井的评价

应使用所有可用记录对审查区域中确定的所有废弃井（包括弃置井）进行评估，以确定其历史，包括井是如何封堵的以及封堵方法是否符合7.8.1的目标。如果无法识别油井且无法找到油井封堵的记录，或者油井的封堵方式不符合7.8.1的目标，则应尽可能对油井进行审查，评估泄漏风险，并且使其符合封存项目的预期功能。如果无法进行此类评估，则应通过风险评估方法考虑此类井的潜在影响。

7.8.3 弃井

在施工期间或与项目相关的井的寿命结束时，弃井应以符合7.8.1目标的方式进行。在封堵期间，应始终注意保持井控，避免注入的流体释放到井筒或大气中。所有的二氧化碳都应从井筒中排出，井筒中应充满密度能保持井控的流体。套管和水泥完整性日志应重新制定并与原始基准日志进行比较，以确认水泥和井筒的完整性。如果发现水泥或套管有缺陷，则应根据需要进行修复以保持密封，以便成功封堵以满足7.8.1的目标。所有开放的穿孔都应密封，然后根据适当的规定进行封堵或隔离。

8 CO₂封存场地注入作业

8.1 通则

8.1.1 目标

二氧化碳封存场地注入作业的主要目标是在封存项目的计划期间，安全高效地以要求的速率向封存单元注入工程设计封存量的二氧化碳流。与地下流体注入相关的作业是基于石油和天然气行业制定的标准和方法，这些标准和方法在现有行业标准和行业推荐实践文件中进行了描述。本条款是专门为二氧化碳地质封存注入作业活动而设置的。

场地选址和表征模型结果（见5.5）对二氧化碳注入作业的设计和操作都至关重要。应使用这些模型，并根据需要加以改进，以协助校准注入模型，从而能够预测二氧化碳的注入作业。

8.1.2 作业范围

地质封存的二氧化碳注入作业是在封存场地内进行。作业范围包括将二氧化碳的保管权转移给封存项目运营商的作业位置变化。二氧化碳的注入作业发生在从二氧化碳流首次进入封存场地的井口开始，直到二氧化碳注入停止的这段运行期间（见图1）。注入作业的初始计划和设计发生在封存竣工典礼之前的设计和运行阶段[见图1和4.1.4 c)]。

注：对于个别项目来说，监管交接可以以不同的方式进行认定，例如在二氧化碳进入封存场地管线的最后一个流量或质量计位置，或在圈定的封存项目合法使用的土地范围内，或者其他交付方式。

本条款不考虑与作业期间以外可能发生的二氧化碳注入无关的作业活动，例如在项目关闭期间注入井的废弃（见图1）。本条款也不考虑在运行期之前进行用于场地特征描述的二氧化碳的注入测试。非注入井，例如监测井，不在本条款的考虑范围内；然而，本条款中描述的许多作业和维护原则也适用于其他类型的井。

8.2 CO₂注入作业方案

8.2.1 通则

注入作业方案应达到项目目标。在注入开始之前，应为所有二氧化碳封存场地制定并记录相关计划和设计方案[见4.1.4 c)]。

8.2.2 作业方案的组成部分

封存场地运行设计的组成应包括以下内容：

- a) 封存体的参数；
- b) 封存设施的运行设计参数，如工厂、集输管线和井；
- c) 作业规程和维护计划；
- d) 通信规程；
- e) 安全规程；

f) 场地安全。

8.2.3 注入方案参数

8.2.3.1 通则

在场地特征描述和评估过程中，应确定、收集和记录二氧化碳注入作业和维护方案涉及的封存体与封存设施的要素和参数（见5.4）。

8.2.3.2 封存体的设计参数

应评估封存单元和主盖层的水力、地球化学和地质力学特征，以确定二氧化碳注入作业的约束和限制条件（见5.4）。应建立静态地质模型（见5.5.2），以支持地球化学模拟（见5.5.4）、地质力学模拟（见5.5.5），并通过渗流模拟（见5.5.3）为封存设施组件的设计提供框架。封存设备部件的最终规格（例如，压缩机出口压力和温度）应参考模拟的场景。

除了5.4中描述的信息外，注入作业的设计还应评估：

- a) 现有的压力和生产历史数据、钻完井数据，以及位于拟封存体及可能与封存单元连通地层中的老井的测试信息；
- b) 所有可用来评价钻井设计、井作业动态相关的井历史记录；
- c) 通过进行必要的测试以确定封存项目的最大运行压力和温度，以确保可接受和安全的运行条件（例如，阶梯式速率测试以确定封存单元或盖层的破裂压力）；
- d) 井口在运行期间预期的操作压力和温度范围，包括注入的启动和停机标准；
- e) 与注入引起的封存单元压力预期变化相关的二氧化碳流的相包络线特征。

8.2.3.3 预注入的流动模拟

在注入开始之前，应进行二氧化碳注入封存体的流动模拟，以辅助场地设施的设计与制定作业和维护方案。流动模拟应描述地下二氧化碳的预测行为，并评估封存能力、注入能力以及二氧化碳注入带来的风险（见5.5.3.2和5.5.3.3）。流动模拟应评估实现所需注入速率所需的注入井数量和部署位置，并评估是否优先部署减压井来有效控制压力积聚和二氧化碳羽的扩散（见5.5.3.1）。

8.2.4 封存设施的设计方案

8.2.4.1 通则

封存设施的设计方案应明确为实现目标的二氧化碳注入速率和累计注入量所需的注入井位置和数量（见7.3.3.2）。该方案还应说明集输管线和地面设施的要求，这些设施可以是新研发或对现有设施的改造。方案里应包括有注入和监测的基础设施[见4.1.4 c)，7.3和7.4]。

8.2.4.2 二氧化碳接收设施和二氧化碳组分

应确定二氧化碳流的组分以及二氧化碳的接收设施（如封存场地计量仪表）的预期压力、温度和流速范围（见5.4.4）。

8.2.4.3 二氧化碳注入要求和时间表

单井二氧化碳流的目标注入速率应根据场地的目标速率和单井的最大注入速率确定。注入的持续时间或封存场地的寿命，以及每口井的注入速率，应在封存单元的估算容量的合理范围内。

应根据封存体的设计参数和预注入的模拟结果，预测各注入井的注入速率。如果涉及多口井，则注入速率计划应考虑将输送的二氧化碳重新分配至其他注入井，或进行排气或燃烧，以确保不超过注入压力阈值。

8.3 作业和维护方案

8.3.1 通则

应根据封存场地的设计制定作业和维护方案，以安全高效的流程实现项目目标。作业和维护方案可以记录在一系列维护、作业和规划文件中，并应符合所有适用的监管许可和行业推荐的实践规范。项目运营商和项目主管人员应了解与二氧化碳流注入直接相关的许可要求。

项目运营商应制定作业和维护方案的使用政策，并应将该政策清晰地传达给所有项目人员。

作业和维护方案应明确项目人员所需的能力。

作业和维护方案应定期审查并在作业流程或设备使用发生变化时进行更新（见8.3.3）。

8.3.2 作业规范和维护方案

作业和维护方案应制定陆上和海上设施设备的检查、维护和更换的计划时间表，遵循行业推荐的实践规范，以确保现场作业的安全和高效。作业和维护方案应制定相应的规范，确保维护问题能够及时由具有资质的人员处置。

8.3.3 变更管理记录

项目运营商应保存封存设施的日常和预防性维护记录。这些记录应包括作业中的决策变更。对许可、最初设计或常规操作的偏离应予以记录。作业和维护方案应更新以反映这些变化，应建立并维护变更管理数据库（见3.24）。

8.3.4 沟通方案

封存项目运营商应制定沟通方案，以便与运输项目运营商、捕集项目运营商及项目其他组成部分的运营商进行联系和沟通。封存项目运营商还应制定与相关监管机构和利益相关方的沟通方案。沟通程序应向控制中心人员提供。

8.3.5 安全预案

应制定封存场地的安全预案，作为作业和维护方案的一部分。安全预案的实施应与日常操作、维护程序和应对二氧化碳的应急响应相结合（见7.3.2和8.4.3.2），全面的安全预案应包括以下内容：

- a) 应急响应程序；
- b) 应急响应团队；
- c) 针对特定场地的健康与安全管理程序；
- d) 安全培训的要求。

安全预案应确保制定安全作业程序，并确保所有项目人员经过适当培训，能够安全地处理二氧化碳并遵循这些操作程序。

安全预案应包括授权和明确程序，允许任何员工向管理层报告安全隐患，并在必要时停止注入，以防止人身伤害、设备损坏或环境破坏。

8.3.6 安保方案

安保方案应作为作业和维护方案的一部分，以限制对封存设施的未经授权访问，包括井口、监测设备及相关作业设施。

8.4 注入作业

8.4.1 通则

二氧化碳注入作业的目的是在封存项目的计划期间，以预定的速度向封存体注入二氧化碳流，以安全的方式实现项目目标质量的二氧化碳封存。

8.4.2 注入

8.4.2.1 通则

对在作业和维护方案中涉及的关键参数的监测应由运行控制人员负责。

所有现场设施的详细流程图应提供给项目人员，并附有关键的操作节点（例如，最大注入压力）和防护预案。

8.4.2.2 注入（启动）

启动二氧化碳流注入的流程应在作业和维护方案中有明确说明，具体包括相关注入井和设施部件操作的详细说明。

项目运营商应确保在启动（即二氧化碳流进入注入管线和井口）之前，提前将相关信息传达给管道操作人员、二氧化碳捕集设施操作员及所有项目人员。

现场监督员、控制室监督员和场地指挥员在开始二氧化碳注入之前，应当了解注入管线和井内流体的类型及成分。

8.4.2.3 连续作业规范

二氧化碳注入系统的设计应提供注入规范和作业指南，明确注入速率、环空压力和注入压力的限制。上述参数应由自动数据记录系统进行记录，并自动、持续地监测，以确保其保持在作业限制范围内。

自动停机系统应根据作业和维护方案进行测试。停机前的任何情况应进行总结和评估。

8.4.3 停机

8.4.3.1 通则

在本文件中，停机是指因计划、非计划或紧急情况而暂时中止二氧化碳流注入的阶段。

8.4.3.2 有计划、非计划和紧急停机

有计划停机由项目人员发起，可能因测试、例行维护或预计的二氧化碳流供应中断而进行，有计划停机的目的应在作业和维护方案中明确说明（见8.3），并记录在变更管理数据库中。

非计划停机不是由项目人员发起的，可能由于设备故障、自动安全停机或意外的二氧化碳流供应中断而发生。

紧急停机由项目人员根据对现场或系统内部或外部的观测或沟通发起。

针对有计划停机的停机程序应在作业和维护方案中明确规定。

应对非计划或紧急停机的短期和长期作业影响进行评估。评估应确定是否需要对作业阈值限制或作业步骤进行更改。应根据需要进行作业更改，并按照变更管理程序进行记录（见8.3.3）。

注1：任何性质的停机通知可能需要告知监管机构，并遵循许可条件。

注2：使用隔离阀、压力释放阀和井下关闭装置以防止二氧化碳从井口、管线或其他设施不受控制地释放，取决于封存设施的设计和位置。

8.4.3.3 停机后的启动

在作业和维护方案中应说明启动流程，以便在有计划停机后进行。启动流程应根据需要进行审查和更新。

在启动注入流程之前，应确定非计划停机的原因。与停机及随后的启动相关的所有安全问题应与项目人员进行讨论。在发生非计划停机的情况下，应评估采用逐步递增的启动速率的必要性。

在有计划停机后所有的启动流程执行之前，应立即与管道操作员、压缩作业人员、捕集设施操作员及所有现场员工进行沟通。

8.5 数据采集、监测和测试

8.5.1 通则

作业、维护及监测方案应明确在作业过程中需要采集的压力、温度和注入流体数据，以评估注入系统的性能，确保注入作业的安全和有效。这些数据还可作为流体流动模型的输入源，以便进行预测和性能验证。

8.5.2 地面设备和注入管线数据

8.5.2.1 二氧化碳接收监测

送达现场的二氧化碳流应进行持续的计量，并在交接转移或接收点定期取样，以满足安全、监管和会计的要求。计量应该包括：

- a) 按照制造商和行业推荐的做法，定期（至少每年一次）对计量仪器进行校准；
- b) 记录校准测量数据，以便进行会计审计；
- c) 定期（至少每年一次）确定二氧化碳流的成分，以估算注入的二氧化碳质量；
- d) 测量二氧化碳流的压力和温度，以考虑二氧化碳的密度变化，确保计量的准确性和仪表的正常功能；
- e) 记录注入的二氧化碳流量，以满足会计、工程和监管的要求。

8.5.2.2 注入管线计量

对各个二氧化碳注入管线和/或井口的计量应包括8.5.2.1中列出的明细清单。

在监管交接计量的下游有多个注入井的情况下，应该在每个井上安装单独的计量仪。应对所有井口计量仪的质量流量读数总和与监管交接计量的质量流量读数进行比较。

注：任何与设计标准的流体成分偏差可能需要对工艺或设备进行更改；这些更改应通过变更管理流程进行记录。

8.5.3 井筒监测

8.5.3.1 环空压力和温度

井口应监测二氧化碳注入管柱与套管之间的环空压力和温度，以提供数据支持对套管、注入管道和封隔器完整性的评估（见7.4.1）。

井口的环空压力不得超过井筒设计压力等级或规定的最大压力。井口的环空温度不得超过井筒设计温度等级或规定的最大或最小温度。

应定期检查井筒，以确保注入流体未进入环空，以及环空内流体未进入注入管柱或与井接触的上覆岩层（见8.5.4.4.2）。

8.5.3.2 注入管柱的地面压力和温度

注入管柱的地面压力和温度应在井口持续监测和记录，以确保这些参数保持在作业设计规范范围内。这些数据可用于估算注入流体的密度和质量。

8.5.3.3 井下注入压力和温度

应评估永久或临时井下压力计或传感器的使用，能否直接测量井下压力和温度，要确保这些参数在作业限制范围内。如果使用井下压力计，应尽可能放置在主力封存单元附近。

在未安装井下压力计或其功能不正常的情况下，应直接使用从注入井口获取的数据来估算底部注入压力。

8.5.4 井的测试

8.5.4.1 通则

井测试应旨在确定注入井是否处于适合安全持续注入二氧化碳流的状态，并确保符合相关法规要求。每项具体测试应记录井控程序。在所有测试之前，应立即召开安全会议。

8.5.4.2 已下套管的钻孔测井

应确认注入管柱和井筒的完整性，以确保二氧化碳流注入作业的安全和高效。作业和维护方案应包括井筒检查环节，需详细说明检查的技术手段和频率。

作业和维护方案应包括对测井结果的后续处置程序，这些程序可以包括对已识别缺陷的防护措施，或对后续测试的识别以验证可能对二氧化碳流注入作业产生不利影响的井筒组件的变化。

采用电缆测井需要测量以下内容：

- a) 注入管柱的内表面；
- b) 套管的内表面；
- c) 水泥的完整性，包括与套管和地层的结合带；
- d) 注入井穿过的地层中的二氧化碳（饱和度）；
- e) 注入井穿过的地层内流体的运移（地层流体和二氧化碳）。

测井结果的解释应旨在解决以下问题：

- 封存单元中主力盖层下方和上方的流体饱和度变化；
- 注入管柱厚度的变化；
- 套管厚度的变化；
- 水泥的变化。

注：虽然测井的独立解释是标准做法，但对测井结果最有价值的解释是对不同时间点下测井结果的比对。在运营的头几年，测井的频率需要比后续数年更加频繁。

8.5.4.3 压力瞬态测试

压力瞬态测试可用于确定封存单元的年平均压力。将年度测量值与封存单元的预测压力进行比较。数据的对比可用于评估主盖层的完整性、地面压缩以及地面管线的输送压力。

另外，如果运营商能够证明有足够的关井时间以达到接近静态的条件，则可以用关井期的数据代替压力瞬态测试结果。

8.5.4.4 井筒完整性测试与监测

8.5.4.4.1 套管-管柱环空、水泥、表层套管

项目运营商应维护井筒的完整性，并遵守所有关于井筒完整性的规定。

应进行机械完整性测试（MIT），以防止井筒流体（环空或注入的流体）通过管柱-套管环空或套管外部进入封存单元以外的地层。

作业和维护方案应说明项目人员如何定期收集和分析有关井筒机械完整性的数据。

8.5.4.4.2 注入剖面测试

应使用注入剖面测试来确定流体从井筒流入地层的位置，识别井关闭（不注入）时流体的迁移，并估算注入封存单元的二氧化碳总量。

注入剖面测试应以足够的频率进行，以记录注入的二氧化碳在垂直剖面上分布的变化。

8.5.5 腐蚀防护

作业和维护方案应包括的环节，以监测井筒、井口、地面管线及设施的腐蚀防护措施的有效性（见7.5.2，7.5.3，7.6.3）。

8.6 井干预（维修）

由于维护和性能原因，需要进行干预（修井）。主要措施包括提高注入速度、降低注入压力、清洗注入管柱内壁、清除可能阻塞或覆盖射孔的井底填充物，以及修补泄漏点（见7.7）。任何井工作制度的变更应按照变更管理程序进行记录（见8.3.3）。

9 监测和核查

9.1 目的

监测和核查（M&V）的主要目的是：（1）协助管理健康、安全和环境风险；（2）评估封存性能。M&V活动应作为风险管理的组成部分，能够对封存项目的运行效果进行评估，为二氧化碳减排的有效性提供信心。需要注意的是，应在风险评估框架内了解特定地点的地质情况和特定项目的条件，以定制最有效的M&V方案。

监视是指为确保安全封存所需的所有测量和监视活动，包括以下活动：

- a) 评估封存体、井和特殊地质特征的完整性；
- b) 检测密封失效并评估泄漏的潜在影响；
- c) 确定注入二氧化碳的迁移和范围，压力场和地层流体替换；
- d) 评估风险控制措施（例如缓解、补救）的性能和有效性。

核算是指确定一个封存项目的减排量，为分配封存额度提供依据。。M&V通过提供必要的数据支撑核算，但本文件未涉及与核算相关的具体步骤。

9.2 M&V 计划时间

9.2.1 通则

M&V方案应灵活，以适应储注条件的变化、适应储注项目不同时期和地质特征的具体要求，与相关科学认识和现有技术相适应。监测和核查活动不应增加不可接受的项目风险（例如，污染或泄漏到非用于封存的单元）。M&V方案应涵盖项目期间的所有活动。项目运营商应根据项目生命周期的不同时期（即预注入期、注入期和关闭期）分阶段计划和实施活动。每个阶段都有不同的M&V要求，与项目生命周期中的各个阶段相关（见图1），因此，在整个项目生命周期中要求适应。本文件不包括封闭期。

9.2.2 注入前监测

在注入前阶段（发生在持续注入开始之前，对应图1中场地筛查和选择、场地特征描述、设计和开发阶段），应识别项目潜在的风险，明确需要监测的参数，提出能减轻已识别出风险的解决方案，并确定监测任务。应制定一个M&V方案，获取特定场地的实地数据，以建立注入前的条件，为未来封存项目的性能评估提供支持。

9.2.3 注入期监测

在注入期间（对应图1的运行期间，也可以包括先导注入测试），M&V活动应提供足够的信息，以管理注入操作的安全性和泄漏风险，评估封存复合体的完整性，并校准预测的封存和注入性能。在注入过程中，应评估和调整监测方案，以确保监测活动持续保存准确性和有效性。

9.2.4 关闭期监测

在关闭期，M&V活动应该：

- a) 提供足够的信息以管理泄漏风险；
- b) 展示对封存过程的理解，预测模型方法的稳健性，并通过与关键性能指标的对比，核查监测观察结果与预测模型的一致性；基于与关键性能指标的对比，论证对储层过程的理解、预测建模方法的稳定性，以及监测结果和预测模型之间的一致性
- c) 持续监测泄漏情况，以核查封存体的完整性。

特别地，M&V活动应设计和执行，以支持证明10.2中列出的场地封闭验收标准。

9.3 M&V 项目目标

项目运营商应制定和实施适合于封存项目的M&V方案，并根据第9.2节中规定的封存项目阶段来制定。M&V方案的制定应服务项目至场地关闭的以下目标：

- a) 通过提供充分证据核查二氧化碳或地下流体未泄漏至封存体之外，以保护健康、安全和环境；
- b) 为支持风险管理（见 6.6），包括评估纠正措施的有效性；
- c) 提供充足信息用于：
 - 1) 项目内决策支撑，包括项目运营商和主要项目合作伙伴之间，以及与监管机构的沟通（见 4.3）；
 - 2) 与项目外部的其他利益相关方沟通，包括当地社区或当地土地所有者（见 4.6.2）；
- d) 确定监测活动的频率和持续时间；
- e) 确定二氧化碳羽流的地下分布，校准和验证动态模型，并支持证明达到场地封闭验收标准；
- f) 根据项目环境的变化、行业推荐做法和技术进度，不断改进 M&V 方案以保证与 4.3 条款的数据可比性；
- g) 为注入和封存二氧化碳的定量计算提供必要的数据库（并在发生泄漏时检测、定位、核算泄漏量），以符合为核算目的需求（见 8.5.2.1）；
- h) 通过收集信息，证明封存现场的操作在项目运营商和监管当局接受的性能范围内，以安全和环保的方式支持二氧化碳注入操作的管理，并符合适用的法律法规；
- i) 支持提升或改进封存项目的效率、安全性和经济性能（见 8.4.2.3）。

9.4 M&V 项目设计

9.4.1 M&V 项目程序和实践

M&V方案应该：

- a) 描述监测活动的明确目的和性能指标；
- b) 定义监测活动的程序和实施过程，评估监测结果与原定目的及预设操作指标的一致性；
- c) 描述 M&V 方案与项目经营者根据现有法律法规建立的风险管理政策的一致性，并规定支持风险管理计划的监测活动的责任和职责（见 6.6）；
- d) 接受外部检查和审查，并在适用情况下，接受监管机构的批准；
- e) 适当地与内部和外部利益相关方沟通 M&V 的要求；
- f) 描述运作程序，以确保监测活动按照谨慎和及时的方式执行。

9.4.2 M&V 方案规范

M&V方案应进行评估，并在适用于具体现场条件时描述：

- a) 场地风险评估；
- b) 相关的监控位置、参数和检测阈值：
 - 1) 处理项目风险评估中关注的要素；
 - 2) 确定何时需要对数值预测模型或监测协议进行修改；
 - 3) 管理二氧化碳流体注入作业，包括注入成分、注入速率、注入量和储层压力。
 - 4) 核查是否达到了场地关闭的标准（见第 10 条）；
- c) 大气、近地表和地下监测方案的设计，明确监测计划所基于的假设条件和预期情况；
- d) 可观察到的参数变化，以及每个监测参数和位置的监测频率、空间分辨率和监测持续时间；
- e) 性能评估指标（即用于评估监测计划成功与否的标准）；
- f) 用于评估二氧化碳流体运移的方法；
- g) 审查和更新 M&V 方案的进展和频率；
- h) 文件合规性报告的时间安排和程序，以满足适用法规的 M&V 要求或根据监管机构的要求或协议；
- i) 对超出预期范围的观测结果的响应；
- j) 补救策略，包括必要情况下基于通过应对计划调查收集的信息，重新评估风险情景、监测方案和操作。

注：项目的具体监控需求的案例，可包括以下收集的数据进行评估：

- 项目井筒的完整性（见 8.5.3）；
- 老井的完整性；
- 封闭区域的完整性；
- 封存体内的压力；
- 高压区域的空间分布；
- 储层主盖层上方最深可渗透性地层的压力变化，以及储层下方的可渗透性地层的压力变化；
- 储层或相邻地层中地层水的位移；
- 诱发地震活动或微地震活动；
- 审查区域内地表的变形（图隆起、沉降）；
- 大气、近地表和地下条件的特征和变化；
- 二氧化碳注入期间储层的地球化学变化。

9.4.3 M&V 项目应急监控

M&V方案应说明项目如何应对观察到的封存系统和监测系统与正常预期不符的观察结果。

M&V方案应描述在发生特定异常运行条件时，可能需要采取的运营调整措施，并制定基于风险的准备方案以适应这些调整。

10 闭场

10.1 通则

本条款的目的是明确场地关闭的标准，以确保在满足相关条件时，可高度保障注入的二氧化碳稳定封存于封存体内，并将项目相关风险控制在最低水平。同时，本条款规定了项目运营方证明其符合上述标准的流程要求。关闭期结束后，封存设施应具备用于其他用途的条件，且不需要预期未来的干预。

10.2 场地关闭标准

本分条款提出了项目运营商在关闭期间应达到的场地关闭通用标准。标准应以明确的方式加以细化（例如通过设立量化的绩效指标），以确保其合规性能够作为关闭验收流程的一部分得到验证（见 10.4.1）。场地关闭的具体标准如下。

- a) 项目运营商应证明场地符合既定的项目目标，包括与不可检测泄漏相关的因素，以及对人类健康、环境和经济资源的影响。
- b) 应充分了解整个二氧化碳封存体，以高可信度评估其未来演化情况。要特别注意封存体的以下几个方面：
 - 1) 二氧化碳羽流的扩散与迁移规律及其对封存体内二氧化碳未来长期分布的影响；
 - 2) 储层压力的历史演化情况及其未来压力变化的预测；
 - 3) 运行期间地层流体的位移及其成分变化情况，以及对未来流体移动的影响。
- c) 应证明注入的二氧化碳在未来发生泄漏的可能性以及对人类健康、环境和经济资源的潜在负面影响符合项目制定的验收标准[见 6.8 a)]。
- d) 除监管部门另有指示外，所有井都应按照 7.8 的要求进行封堵和废弃处置。
- e) 与封存项目相关的地面设施和设备应予以拆除。对于与其他作业密切相关或拟用于其他用途的地面设施，可予以保留。

10.3 关闭计划

项目运营商应制定封存项目的关闭计划，明确场地关闭的关键性能指标并详细记录关闭审查流程。该计划应在注入开始前制定，并在项目生命周期内定期审查，根据需要进行更新，且应在项目进入关闭期之前完成。该计划：

- a) 应明确衡量场地关闭标准（见 10.2）的定量关键性能指标，其中应包括：
 - 1) 在封存项目生命周期内根据更新情况制定的运行要求；
 - 2) 由管理部门针对场地关闭提出的任何特定场地要求；
 - 3) 适用法规中规定的场地关闭的通用程序性要求；
- b) 应规定临时关闭审查的流程及其时间安排；
- c) 应制定与 9.2.4 和 10.2 b) 一致的持续场地监测计划，具体应：
 - 1) 确定合适的监测技术；
 - 2) 提出计划监测活动的时间表；
- d) 应制定临时修正措施计划，其中应包括应对通过井迁移出封存体的流体（二氧化碳或地层流体）的计划；
- e) 应制定收集、审查、评估和整理必要信息的计划，以便获得监管部门批准拆除封存场地基础设施的必要信息；
- f) 应制定拆除封存场地基础设施的临时计划，包括封堵和废弃井（见 7.8），以及与二氧化碳流注入和监测作业相关的地面设施的拆除计划；
- g) 应明确告知未来土地所有者和（如适用）资源所有者关于封存的二氧化碳及保留的地下基础设施。

10.4 关闭审查过程

10.4.1 过程

在关闭审查过程中，运营商应最终确定关闭计划（见 10.3）并执行计划中的各项活动。关闭审查过程应具有合理的结构和透明性，应充分考虑项目利益相关方的意见，并证明在整个项目生命周期内，风险和不确定因素已逐步降低并得到管理。关闭审查流程应包括：

- a) 项目运营商和监管部门之间应开展对话，明确终止注入、启动关闭计划执行的意图，并就关闭计划中规定的任何场地关闭相关监管要求的解释达成一致意见[（见 10.3 a）2）]；
- b) （必要时）对关闭计划进行修订，以最终确定关闭计划，该计划应详细说明证明符合场地关闭标准的相关过程，并向相关监管部门申请必要的批准；
- c) 汇编报告、结果和其他数据，作为评估符合场地关闭标准及风险和不确定因素发展趋势的依据[见 10.4.1 f）]，包括：
 - 1) 记录封存项目历史的操作日志；
 - 2) 记录和绘制监测及核查活动历史的监测日志；
 - 3) 更新项目风险数据库，记录项目整个生命周期内经过分析和管理的各个单项风险情景的演变情况，并说明项目期间风险评级上调或下调的具体原因；
 - 4) 描述在整个项目生命周期中如何分析和管理关键不确定因素；
 - 5) 整合监测、建模和风险评估的结果与结论，证明符合场地关闭标准；
 - 6) 历史封存性能与建模和模拟迭代预测结果的对比分析与描述；
- d) 更新封存性能预测和识别残余健康、安全和环境风险，包括因弃井和现场拆除对未来封存可能造成的风险；
- e) 核查封存性能预测和环境影响；
- f) 针对场地关闭相关的风险情景，证明符合场地关闭标准及风险减缓目标[见 6.8 a)]的要求。

10.4.2 记录

场地关闭后，应将作为场地关闭资格认证过程依据的报告、结果及其他数据，包括10.4.1 c)中建议的内容，进行归档保存。

10.4.3 相关活动

本文件中的其他条款为项目运营商在关闭期间提出了要求。在关闭期间应包括下列活动：

- a) 风险管理（见条款 10）：
 - 1) 执行风险管理计划（见 6.6）；
 - 2) 执行和审查风险处置计划（见 6.8）；
- b) 井筒基础设施（见条款 7）：
 - 1) 监测井作业和维护（见 7.6 和 8.5.4.4）；
 - 2) 注入、观察和监测井的最终废弃和关闭（参见 7.8）；
- c) 监测和核查（见条款 9）：
 - 执行关闭期监测项目（见9.2.4）。

参 考 文 献

- [1] DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/ EC, 2008/1/EC and Regulation. (EC) No 1013/2006.
- [2] Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 1. CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework. © European Communities, 2011. ISBN-13978-92-79-19833-5 DOI: 10.2834/9801.
- [3] Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 2. Characterisation of the Storage Complex, CO₂ Stream. Composition, Monitoring and Corrective Measures. © European Communities, 2011. ISBN-13 978-92-79-19834-2. DOI: 10.2834/98293.
- [4] Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 3. Criteria for Transfer of Responsibility to the Competent Authority. © European Communities, 2011. ISBN-13 978-92-79-18472-7 DOI: 10.2834/21150.
- [5] Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 4. Article 19 Financial Security and Article 20 Financial Mechanism. © European Communities, 2011. ISBN-13 978-92-79-19835-9 DOI:10.2834/99563.
- [6] The Commonwealth of Australia - Regulations under the Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006. - Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Resource Management and Administration) Regulations 2011 e select Legislative Instrument 2011 No. 54.
- [7] BRGM/RP-60369-FR Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO₂, 2011(in French).
- [8] CANADIAN STANDARDS ASSOCIATION. Z741-12 Geological Storage of Carbon Dioxide. CSA, Mississauga, 2012, pp 73.
- [9] JAPAN MINISTRY OF ENVIRONMENT. Regulatory Framework for Carbon Dioxide Sub-seabed Storage-Safety and Potential Environmental Impact, Office of Marine Environment, et al., Editors. 2011.
- [10] USEPA Vulnerability Evaluation Framework for Geologic Sequestration of Carbon Dioxide, in Technical Support Document. 2008, US EPA. p. 85.
- [11] USEPA Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Project Plan Development Guidance, US EPA. Office of Water, 2012, pp. 104.
- [12] DNV.RP-J203 Geologic Storage of Carbon Dioxide, DNV, Editor. 2012 (Amended 2013), Det Norske Veritas AS. p. 56.
- [13] ISO 9001 Quality management systems—Requirements.
- [14] ISO 14001 Environmental management systems—Requirements with guidance for use
- [15] ISO 31000 Risk management—Principles and guidelines.

- [16] API (American Petroleum Institute), RP 5B1 (R2010)–1999, Gauging and Inspection of Casing. Tubing and Pipe Line Threads, 1999.
- [17] API (American Petroleum Institute), Bull 5C2–1999, Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drilling Pipe, 1999.
- [18] SAE International/ASTM International, Metals and Alloys in the Unified Numbering System {UNS}, 11th Edition {2008}, 2008.
- [19] API (American Petroleum Institute), RP 15TL4–1999, Care and Use of Fiberglass Tubulars, 1999.
- [20] ANSI (American National Standards Institute)/API (American Petroleum Institute), ANSI/API Spec 1SHR–2001, Specification for High Pressure Fiberglass Line Pipe, 2001.
- [21] API (American Petroleum Institute), Spec 15LR (R2008)–2001, Low Pressure Fiberglass Line Pipe and Fittings, 2001.
- [22] ANSI (American National Standards Institute)/API (American Petroleum Institute), ANSI/API Spec 6A–2010, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 2010.
- [23] API (American Petroleum Institute), Spec 60–2008, Specification for Pipeline Valves, 2008.
- [24] ISO 14313 Petroleum and natural gas industries– Pipeline transportation systems– Pipeline valves.
- [25] API (American Petroleum Institute), Bull 6J–1992, Testing of Oilfield Elastomers (A Tutorial), 1992.
- [26] API (American Petroleum Institute), Spec 1101 Ed2–2009, Packers and Bridge Plugs 2009.
- [27] ISO 14310 Petroleum and natural gas industries – Downhole equipment – Packers and bridge plugs.
- [28] CSA Group CAN/CSA–2662–11, Pipeline Design and Management Systems.
- [29] API (American Petroleum Institute), SPEC 5CT–2011, Specification for Casing and Tubing, 2011.
- [30] API (American Petroleum Institute), SPEC 5CRA–2010, Specification for Corrosion Resistant Alloy Seamless Tubes for Use as Casing. Tubing and Coupling Stock, 2010.
- [31] ISO 15156 (all parts) Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production.
- [32] ANSI (American National Standards Institute)/NACE International, ANSI/NACE MR0175–2009, Petroleum and natural gas industries1 – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production – Parts 1, 2, and 3, 2009.
- [33] NACE International TM0177–2005, Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H₂S Environments, 2005.
- [34] API (American Petroleum Institute), RP 7G–1998, Recommended Practice for Drill Stem Design and Operation Limits, 1998.

- [35] API (American Petroleum Institute), Bull 75L-2007, Guidance Document for the Development of a Safety and Environmental Management system for Onshore Oil and Natural Gas Production Operations and, Associated Activities, 2007.
- [36] API (American Petroleum Institute), RP 75-2004, Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program (SEMP) for Offshore Operations and Facilities, 2004.
- [37] NORSOK-D 010 Revision 4 Well Integrity in Drilling and Well Operations, 2013.
- [38] API STD 65-2 Isolating potential flow zones during well construction.
- [39] API RP 5A3-2009 Recommended Practice on Thread Compounds for Casing, Tubing, Line Pipe, and Drill Stem Elements, 2009.
- [40] ISO 13678 Petroleum and natural gas industries - Evaluation and testing of thread compounds for use with casing, tubing, line pipe and drill stem elements.
- [41] API RP 108-2 (R2010)-2005 Recommended Practice for Testing Well Cements, 2005.
- [42] ISO 10426-2 Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 2: Testing of well cements.
- [43] API RP 108-4 (R2010)-2004 Recommended Practice on Preparation and Testing of Foamed Cement Slurries at Atmospheric Pressure, 2004.
- [44] ISO 10426-4 Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 4: Preparation and testing of foamed cement slurries at atmospheric pressure.
- [45] ANSI/API RP 108-5-2007 Recommended Practice on Determination of Shrinkage and Expansion of Well Cement Formulations at Atmospheric Pressure, 2007.
- [46] ISO 10426-5 Petroleum and natural gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 5: Determination of shrinkage and expansion of well cement formulations at atmospheric pressure.
- [47] API RP 10D-2 (R2010)-2004 Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing, 2004.
- [48] ISO 10427-2 Petroleum and natural gas industries - Equipment for well cementing - Part 2: Centralizer placement and stop-collar testing.
- [49] ANSI/API RP10F (R2010)-2002 Recommended Practice for Performance Testing of Cementing Float Equipment, 2002.
- [50] ISO 10427-3 Petroleum and natural gas industries - Equipment for well cementing - Part 3: Performance testing of cementing float eqtlipment.
- [51] API (American Petroleum Institute)1 Spec JOA-2010, Specification for Cements and Materials for Well Cementing, 2010.
- [52] ISO 10426-1 Petroleum and natural. gas industries - Cements and materials for well cementing - Part 1: Specification.
- [53] API (American Petroleum Institute), Spec 10D (R2010)-2002, Specification for Bow-Spring Casing Centralizer, 2002.
- [54] ISO 10427-1 Petroleum and natural gas industries - Equipment for well cementing - Part 1: Casing bow centralizers.

- [55] API (American Petroleum Institute), RP 65-2002, Cementing Shallow Water Flow Zones in Deep Water Wells, 2002.
 - [56] API (American Petroleum Institute), 10TR1-2008, Cement Sheath Evaluation, 2008.
 - [57] API Technical Report, Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR) Injection Well Technology.
 - [58] API (American Petroleum Institute), Bull E3 (R2000)-1993, Well Abandonment and Inactive Well Practices for U.S. Exploration and Production Operations, Environmental Guidance Document, 1993.
 - [59] ISO/TR 27915 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Quantification and verification.
-