ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р ИСО 27914— 2023

УЛАВЛИВАНИЕ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Подземное размещение

(ISO 27914:2017, IDT)

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным государственным бюджетным учреждением науки ордена Трудового Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук (ИНХС РАН) на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 239 «Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 февраля 2023 г. № 87-ст

4 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ИСО 27914:2017 «Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа. Геологическое размещение» (ISO 27914:2017 «Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Geological storage», IDT)

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© ISO, 2017
© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения 2
4 Системы менеджмента 7
5 Оценка, выбор и характеристика участка 11
6 Управление рисками 20
7 Скважинная инфраструктура 27
8 Закачка CO_2 33
9 Мониторинг и верификация 39
10 Закрытие проекта 42
Библиография 45

Введение

Подземное размещение диоксида углерода (CO_2) признано ключевой технологией сокращения выбросов CO_2 в атмосферу и является важной частью любого проекта по улавливанию и размещению диоксида углерода (CCS) (см. [1]). Целью настоящего стандарта является предоставление рекомендаций по безопасному и эффективному размещению CO_2 в подземных геологических образованиях на всех этапах жизненного цикла проекта по размещению (рисунок 1). CCS-технологии являются сравнительно молодыми, и поэтому настоящий стандарт основан на широком эксплуатационном опыте, полученном в ходе реализации пилотных проектов по размещению диоксида углерода в промышленных масштабах, в которых использовали методы и технологии, в основном разработанные и широко применяемые в нефтегазовой отрасли, включая добычу нефти с помощью закачки диоксида углерода в нефтяные пласты. Настоящий стандарт применим для процессов закачки CO_2 в геологические (подземные) образования с целью его размещения и не применяется к закачке CO_2 для увеличения извлечения углеводородов. Процессы закачки диоксида углерода в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи (CO_2-EOR) рассмотрены в ИСО 27916. Настоящий стандарт следует использовать в качестве дополнительного документа к практическим руководствам по размещению CO_2 и многочисленным стандартам и техническим рекомендациям, разработанным для нефтегазовой отрасли (см. [1]—[12]).

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УЛАВЛИВАНИЕ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Подземное размещение

Carbon dioxide capture, transportation and geological storage. Geological storage

Дата введения — 2023—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт:

a) устанавливает требования и рекомендации по подземному размещению углекислого газа (далее — CO_2; диоксид углерода), целью которого является обеспечение коммерчески реализуемой, безопасной и долгосрочной сохранности диоксида углерода таким образом, чтобы свести к минимуму риски для окружающей среды, природных ресурсов и здоровья человека;

b) применим как для сухопутных, так и морских подземных хранилищ с проницаемыми пористыми подземными пластами, включая резервуары углеводородов, где CO_2 не закачивают с целью увеличения нефтеотдачи;

c) содержит сведения о деятельности, связанной с оценкой и выбором участков, характеристикой участков, проектированием и эксплуатацией участков, и подготовке к закрытию участков;

d) устанавливает, что подходы к выбору участка и управление уникальны для каждого проекта и что технические риски и неопределенности должны быть определены для каждого конкретного участка;

e) устанавливает, что разрешение и одобрение со стороны регулирующих органов необходимы на протяжении всего жизненного цикла проекта, включая период закрытия, в настоящий стандарт не включено описание процесса получения разрешений;

f) устанавливает требования и рекомендации по разработке систем управления, взаимодействию с общественностью и другими заинтересованными сторонами, оценке рисков, управлению рисками и информированию о рисках;

g) не применим, не изменяет, не интерпретирует, не заменяет любые национальные или международные правила, договоры, протоколы или инструменты, применимые к деятельности, рассматриваемой в настоящем стандарте;

h) не распространяется и не изменяет какие-либо имущественные права или интересы на территории или в недрах (включая права на добычу полезных ископаемых), а также любые ранее действовавшие коммерческие контракты или договоренности, касающиеся такого имущества.

Жизненный цикл проекта по размещению CO_2 охватывает все аспекты, периоды и этапы проекта от начальных этапов проекта (включая оценку участка, выбор, характеристику, проектирование, получение разрешений и строительство), закачки и последующих операций до прекращения закачки и период после закачки, включая период закрытия проекта. На рисунке 1 приведена область применения настоящего стандарта.

Примечание 1 — В настоящем стандарте не рассмотрены периоды после закрытия проекта и не приведены требования к периодам после закрытия.

Настоящий стандарт не распространяется:

- на период после закрытия;
- закачку CO_2 для повышения нефтеотдачи;

Издание официальное

- утилизацию других кислых газов, за исключением случаев, когда они рассматриваются как часть потока CO_2;
- утилизацию отходов и других материалов;
- закачку и размещение CO_2 в угольных, базальтовых, сланцевых и соляных кавернах;
- подземное размещение с использованием любых форм заглубленных контейнеров.

Примечание 2 — Настоящий стандарт может не подходить для исследовательских проектов, например для проектов, основной целью которых является апробация технологий или методов мониторинга.

Примечание 3 — Период закрытия в настоящем стандарте пересекается с этапом после закрытия в соответствии с нормативным определением ЕС. Настоящий стандарт не касается вопросов передачи ответственности.

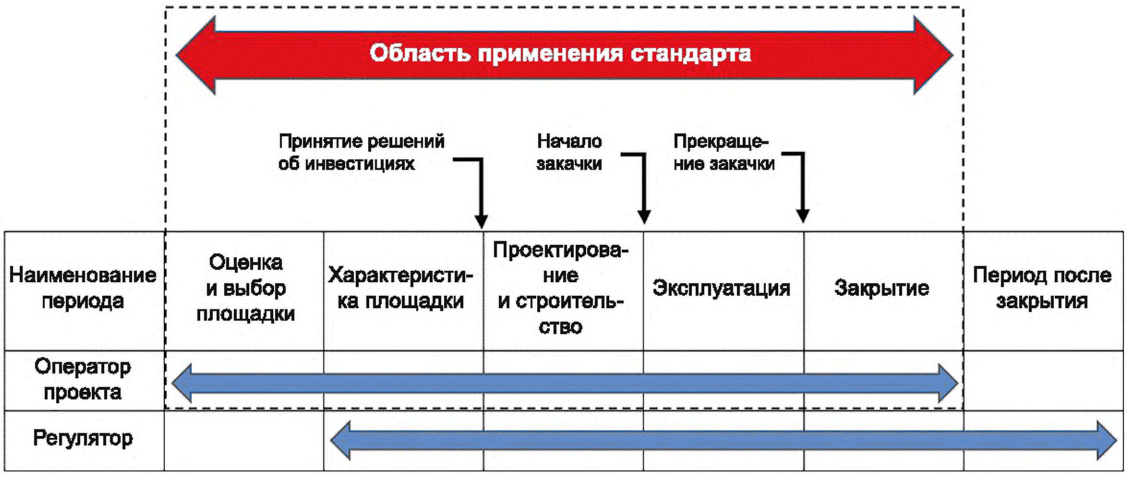

Рисунок 1 — Область применения настоящего стандарта

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте нормативные ссылки отсутствуют.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями.

ИСО и МЭК поддерживают терминологические базы данных для использования в стандартизации по следующим адресам:

- платформа онлайн-просмотра ИСО, доступна по адресу: gost.e-ecolog.ru ;
- Электропедия МЭК, доступна по адресу: gost.e-ecolog.ru .

3.1 **ликвидация скважины** (abandonment): Процессы и процедуры, осуществляемые для окончательного прекращения эксплуатации скважины.

Примечание 1 — Ликвидация скважины направлена на устранение физической опасности скважины (отверстия в породе), устранение пути миграции загрязнений и предотвращение изменений в гидрогеологической системе.

3.2 **приемлемый риск** (acceptable risk): Риск (3.39), который несет оператор проекта (3.33) и другие лица, с учетом юридических обязательств и политики управления.

3.3 **границы проекта по улавливанию, транспортированию и размещению диоксида углерода** [area of review (AOR)]: Географический(е) район(ы) проекта по улавливанию, транспортированию и размещению диоксида углерода или его части, предназначенный(е) для оценки того, в какой степени проект или его часть может повлиять на жизнь и здоровье человека, окружающую среду, конкурентоспособное развитие других ресурсов или инфраструктуры.

Примечание 1 — Границы проекта определяются внешним периметром на поверхности земли, воды или морском дне, в пределах которого будет проводиться оценка, которая может потребоваться регулирующим органам.

3.4 **исходный уровень** (baseline): Эталонная основа для сравнения, относительно которой отслеживается или измеряется статус проекта.

3.5 **биосфера** (biosphere): Живые организмы, обитающие в атмосфере, на поверхности земли, в почве, океанах и морях, в поверхностных водах (реках и озерах) и недрах, располагающихся над комплексом по размещению диоксида углерода (3.54).

3.6 **шлейф диоксида углерода (CO_2)** [carbon dioxide (CO_2) plume]: Область в пределах геологического пласта, в которой CO_2 присутствует в свободной фазе.

3.7 **поток диоксида углерода** (CO_2 stream): Поток, состоящий преимущественно из диоксида углерода.

Примечание 1 — Поток диоксида углерода обычно включает примеси и может содержать вещества, добавляемые в поток для повышения производительности процессов по улавливанию, транспортированию и размещению диоксида углерода и/или для обнаружения диоксида углерода.

3.8 **обсадная колонна** (casing): Труба, помещаемая внутрь пробуренной скважины для предотвращения обрушения окружающих пластов в эту скважину.

Примечание 1 — Существует множество вариантов конструкции обсадных колонн, но типичными в большинстве нагнетательных скважин являются:

a) кондуктор, используемый для защиты скважины от грунтовых вод (3.37);

b) промежуточная обсадная колонна — одна или несколько труб, устанавливаемых между наружной обсадной колонной и последней (длинной) колонной по различным конструктивным соображениям;

c) эксплуатационная обсадная колонна — непрерывная труба, идущая от поверхности до продуктивных пластов.

3.9 **башмак обсадной колонны** (casing shoe): Армирующая стальная манжета, навинчиваемая на нижнее соединение обсадной трубы (3.8) для предотвращения истирания или деформации обсадной колонны при проталкивании вдоль скважины.

3.10 **период закрытия проекта по улавливанию и размещению диоксида углерода** (closure period): Период между прекращением подачи диоксида углерода и подтверждением соответствия установленным критериям размещения для объекта, на котором не осуществляются операции по закачиванию диоксида углерода (3.52).

3.11 **сохранность** (containment): Удержание CO_2 и пластовых флюидов в комплексе по размещению (3.54).

3.12 **корректирующие действия** (corrective action): Действия, предпринимаемые для исправления существенных нарушений или для предотвращения утечек с целью предотвращения, или сведения к минимуму возможного ущерба при утечке CO_2 из комплекса размещения (3.54).

Примечание 1 — Корректирующие действия осуществляются после того, как произошло нарушение, чтобы предотвратить или минимизировать ущерб.

3.13 **вывод из эксплуатации** (decommission): Перевод в нерабочее состояние, демонтаж или дезактивация инженерной системы или элемента проекта.

3.14 **проблемный элемент** (elements of concern): Элементы проекта, для которых оценивают риски (3.39) и разрабатывают программу по управлению рисками.

3.15 **зона повышенного давления** (elevated pressure zone): Зона в пределах комплекса размещения (3.54), где присутствует достаточное давление, чтобы спровоцировать перемещение пластовых флюидов из объекта размещения (3.59) за пределы комплекса размещения в области нахождения экономических ресурсов, защищаемых подземных вод (3.37) или биосферу (3.5).

3.16 **событие** (event): Изменение в конкретном стечении обстоятельств.

3.17 подземное размещение (geological storage): Долгосрочная сохранность (3.11) потоков CO_2 (3.7) в подземных геологических образованиях.

Примечание 1 — Долгосрочное означает минимальный период, необходимый для того, чтобы подземное размещение CO_2 считать эффективным и экологически безопасным вариантом смягчения последствий изменения климата.

Примечание 2 — В ряде стран и организаций используют термин «секвестр» вместо термина «размещение» (например, «Форум руководителей по секвестру углерода»). Эти два термина считают синонимами, в настоящем стандарте используют термин «размещение».

Примечание 3 — В контексте настоящего стандарта подземное размещение:

a) применимо к проницаемым и пористым пластам, не содержащим защищенных грунтовых вод (3.37);

b) применимо к непродуктивным углеводородным резервуарам;

c) не относится

1) к закачке и размещению CO_2 в неизвлекаемых угольных, базальтовых, сланцевых и соляных кавернах,

2) закачке и размещению CO_2 в любые пласты, содержащие извлекаемые углеводороды;

3) подземному размещению с использованием любых форм искусственных контейнеров.

3.18 **геосфера** (geosphere): Твердая оболочка, располагающаяся под поверхностью земли, дном рек и других водоемов на земле и под дном шельфа морей.

3.19 **приемистость** (injectivity): Расход и давление, при которых флюид может быть закачен в хранилище (3.59) без его разрушения.

3.20 **утечка диоксида углерода** (leakage): Непреднамеренный выброс диоксида углерода из пространства, окруженного защитной оболочкой.

Примечание 1 — В настоящем стандарте под заранее определенным объектом размещения понимают комплекс по размещению (3.54).

3.21 **переходящая скважина** (legacy well): Ранее действовавшая скважина в области (3.3) проекта по размещению CO_2 (3.56), которую пробурили для целей, отличных от закачки CO_2 или мониторинга (3.27).

3.22 **правдоподобная вероятность** (likelihood): Вероятность того, что что-то произойдет, выраженная качественно или количественно и описанная с использованием общих терминов или математически, например, путем указания вероятности или частоты возникновения за определенный период.

3.23 **хвостовик** (liner): Обсадная (3.8) колонна, не доходящая до устья скважины.

3.24 **контроль за изменениями** (management of change): Процедура, используемая при внесении изменений в работу технологического оборудования, или рабочие процедуры для детализации внесенных изменений и документирования шагов, предпринятых для информирования и обучения персонала и соответствующих заинтересованных сторон по вопросам такого изменения.

3.25 **механическая целостность** (mechanical integrity): Механическое состояние скважины, при котором ее компоненты сохраняют свои первоначальные размеры и функции, твердые геологические породы не попадают в ствол скважины, а флюиды, включая CO_2, не перемещаются в виде неконтролируемого потока в, из, вдоль или поперек ствола скважины, цементного кольца, кольцевого пространства, обсадной колонны (3.8), насосно-компрессорной трубы (3.62) и/или пакеров (3.30).

3.26 **испытания на механическую целостность** (mechanical integrity test, MIT): Испытание скважины, проводимое для подтверждения того, что она сохраняет внутреннюю или внешнюю механическую целостность (3.25).

Примечание 1 — Испытания на механическую целостность — это способ измерения целостности конструкции скважины и способ обнаружения проблем в ней.

3.27 **мониторинг** (monitoring): Непрерывная или повторяющаяся проверка, надзор, критическое наблюдение, измерение или определение состояния системы для выявления изменений по сравнению с исходным уровнем (3.4) или отклонений от ожидаемого уровня.

Примечание 1 — При подземном размещении диоксида углерода (3.17) мониторинг не должен ограничиваться инфраструктурой конкретного объекта, его проводят на более широкой территории наземного и/или подземного хранилища (3.58).

3.28 **период эксплуатации** (operational period): Период с момента первого поступления потока CO_2 в устье скважины до прекращения закачки.

3.29 **вскрышная порода** (overburden): Пустая порода, лежащая над интересующей геологической формацией.

3.30 **пакер (**packer): Механическое устройство, используемое для герметизации наружной части насосно-компрессорной трубы (3.62) внутри обсадной колонны (3.8) и изолирующее кольцевое пространство.

3.31 **период после закрытия проекта по улавливанию и размещению диоксида углерода** (post-closure period): Период, начинающийся после подтверждения соответствия установленным критериям размещения, для объекта, на котором не осуществляют операции по закачиванию диоксида углерода (3.52).

Примечание 1 — В некоторых странах для подтверждения соответствия установленным критериям может потребоваться одобрение третьей стороны.

3.32 **первичная покрышка** (primary seal): Непрерывное геологическое тело над объектом, используемым для размещения (3.59), который является частью комплекса по хранению (3.54), и способное эффективно ограничивать миграцию флюида из объекта хранения или утечку (3.20) из комплекса хранения.

3.33 **оператор проекта** (project operator): Лицо, несущее юридическую ответственность за все или часть операций по улавливанию, транспортированию и размещению диоксида углерода (3.56).

3.34 **организация, реализующая проект** (project organization): Оператор проекта (3.33) и любой субподрядчик или другое лицо, или организация, осуществляющие свою деятельность в рамках проекта под контролем или от лица оператора проекта.

3.35 **персонал проекта** (project personnel): Лицо или лица, нанятые любой организацией, реализующей проект (3.34).

3.36 **заинтересованная сторона проекта** (project stakeholder): Лицо, группа лиц или организация, интересы которых затронуты или могут быть затронуты проектом по улавливанию, транспортированию и размещению диоксида углерода (3.56).

Примечание 1 — К заинтересованным сторонам могут относиться лица, принимающие решения, сотрудники, акционеры, научные организации, страховые компании, банки, местные жители, поставщики, клиенты, неправительственные организации, правительственные ведомства, регулирующие органы, профсоюзы и другие лица или группы лиц.

3.37 **защищенные подземные воды** (protected groundwater): Вода, находящаяся ниже уровня грунтовых вод, которая используется для потребления людьми, сельскохозяйственных или промышленных целей либо защищена от загрязнения законодательством.

3.38 **регулятор** (regulatory authority): Юридическое лицо или юридические лица, которые имеют полномочия разрешать, утверждать и/или иным образом санкционировать один или несколько видов деятельности в рамках проекта по улавливанию, транспортированию и размещению диоксида углерода и/или контролировать соблюдение условий разрешительной документации.

3.39 **риск** (risk): Влияние неопределенности на цели.

Примечание 1 — Влияние — это отклонение от ожидаемого положительного и/или отрицательного результата.

Примечание 2 — Цели могут иметь различные аспекты (например, финансовые и экологические цели, цели в отношении здоровья и безопасности) и применяться на различных уровнях (стратегических, в масштабах организации, проекта, продукта или процесса).

3.40 **анализ риска** (risk analysis): Систематическое использование информации для определения источников и количественной оценки риска (3.39).

3.41 **оценка риска** (risk assessment): Процесс идентификации риска (3.45), анализа риска (3.40) и оценки риска (3.43).

3.42 **контроль риска** (risk control): Мероприятия, целью которых является снижение конкретного риска (3.39) или предотвращение эскалации риска.

3.43 **оценивание риска** (risk evaluation): Процесс сравнения результатов анализа риска (3.40) с критериями оценки риска (3.44) для определения того, являются ли риск (3.39) и/или его величина приемлемыми, либо требуется принятие мер для снижения риска.

3.44 **критерии оценки риска** (risk evaluation criteria): Система условий, по которым оценивается значимость риска (3.39).

3.45 **идентификация риска** (risk identification): Процесс обнаружения, распознавания и описания риска (3.39).

3.46 **план управления рисками** (risk management plan): Схема, определяющая подходы, элементы управления и ресурсы, применяемые для управления сценариями риска (3.48).

3.47 **ответственный за риск** (risk owner): Физическое или юридическое лицо, обладающее ответственностью и полномочиями по управлению риском (3.39).

3.48 **сценарий риска** (risk scenario): Совокупность или ряд обстоятельств, при которых угроза (3.60) может привести к возникновению события, последствия которого могут оказать негативное влияние на элементы проекта (3.14).

3.49 **воздействие на риск** (risk treatment): Процесс минимизации риска (3.39) путем внедрения средств управления рисками (3.42).

3.50 **вторичная покрышка** (secondary seal): Геологический объект, который способен эффективно сдерживать миграцию флюида в осадочной толще между первичной покрышкой (3.32) и защищенными грунтовыми водами (3.37), ресурсами или морским дном.

3.51 **характеристика участка** (site characterization): Детальная оценка одного или нескольких участков — кандидатов для размещения CO_2, определенных на этапе оценки и выбора участка для размещения CO_2 (3.56), для подтверждения и уточнения вместимости и приемистости (3.19) комплекса по размещению (3.54) и разработки исходных данных для начального моделирования, геохимических реакций, геомеханических эффектов, оценки рисков (3.41), а также разработки программы мониторинга (3.27) и верификации (3.65).

3.52 **закрытие объекта** (site closure): Окончание периода закрытия проекта (3.10), которое происходит в момент, когда оператор проекта (3.33) продемонстрировал соблюдение критериев, установленных для периода закрытия.

3.53 **оценка и выбор участка** (site screening and selection): Первоначальная оценка пригодности подземного образования в региональном или субрегиональном масштабе путем выявления и сравнения возможных геологических образований, пригодных для размещения.

3.54 **комплекс для подземного размещения диоксида углерода** (geological storage complex): Участок недр, простирающийся в вертикальном и горизонтальном направлениях, включающий инженерно-технические сооружения в пластах — коллекторах геологических структур, горных выработках, первичные и вторичные флюидоупоры.

Примечание 1 — Пределы комплекса могут быть определены естественными геологическими границами.

3.55 **площадка объекта размещения** (storage facility): Площадь на поверхности земли или, в случае морского размещения, в море или на морском дне, определяемая оператором и/или регулирующим органом, где располагаются установки для закачки CO_2 и осуществляется операционная деятельность [включая мониторинг (3.27)].

Примечание 1 — Во многих случаях границы объекта размещения в хранилище и область действия настоящего стандарта (3.3) могут совпадать.

3.56 **проект размещения** (storage project): Деятельность, направленная на осуществление геологического (подземного) размещения (3.17) CO_2, включая выбор и оценку участка, сбор исходных (3.4) данных, получение разрешений, проектирование и строительство объектов на участке (трубопроводы, компрессоры и т. д.), бурение скважин, прием CO_2 на участке размещения (3.58) и закачку CO_2 на этапе активной закачки и закрытие участка (3.52), включая ликвидацию скважин и сооружений.

Примечание 1 — Также содержит проведение мониторинга (3.27) на всех этапах проекта.

3.57 **жизненный цикл проекта по размещению диоксида углерода** (storage project life cycle): Совокупность этапов проекта по размещению (3.56), включающая этапы, необходимые для начала проекта (включая выбор и оценку участка, проектирование и получение разрешений), и начало закачки, за которыми следуют операции до прекращения закачки и период закрытия (3.10).

Примечание 1 — Настоящий стандарт не распространяется на периоды после закрытия (3.31).

3.58 **участок объекта по размещению** (storage site): Участок, включающий объект по размещению (3.55), скважины (3.56) и комплекс для подземного размещения диоксида углерода (3.54).

3.59 **объект размещения** (storage unit): Геологический пласт(ы), в который(е) CO_2 закачивается с целью размещения.

3.60 **угроза** (threat): Действие или состояние, которое само по себе или в сочетании с другими может причинить ущерб или оказать другое негативное воздействие.

3.61 **допустимый риск** (tolerable risk): Риск (3.39), рассматриваемый в качестве временного или условно приемлемого.

3.62 **насосно-компрессорная труба** (tubing): Труба, обычно спускаемая внутри нагнетательной или эксплуатационной колонны (3.8) и выполняющая роль основного трубопровода для флюидов.

3.63 **передача ответственности** (transfer of responsibility): Передача другой организации всех прав, обязанностей и обязательств, связанных с проектом по размещению (3.58) после закрытия.

3.64 **неприемлемый риск** (unacceptable risk): Риск такого характера и уровня, который рассматривается оператором проекта и другими лицами или регулятором, одобрение которого требуется для реализации проекта в качестве неприемлемого.

3.65 **валидация** (validation): Процесс оценки обоснованности допущений, ограничений и методик, поддерживающих заявление о результатах намечаемой деятельности.

3.66 **верификация** (verification): Процесс оценки заявления в отношении данных и информации прошлых периодов для определения того, является ли это заявление в существенном отношении правильным и соответствует ли оно критериям.

Примечание 1 — С позиции механизма чистого развития (CDM) верификация — независимый контроль сокращений антропогенных выбросов, назначаемый управляющим органом.

4 Системы менеджмента

4.1 Область деятельности

4.1.1 Общие положения

Системы менеджмента необходимы для реализации проектов по размещению диоксида углерода и обеспечения общественного доверия к ним. Системы менеджмента должны быть гибкими, чтобы оператор мог вносить необходимые изменения в ходе реализации проекта, и достаточно надежными, чтобы гарантировать соответствие конкретным проектным и нормативным требованиям. Системы менеджмента для проекта по размещению диоксида углерода должны быть взаимосвязаны на всех этапах проекта и обеспечивать проверяемый процесс принятия решений.

Цель внедрения систем менеджмента состоит в том, чтобы обеспечить соблюдение существующих рекомендованных практик и способствовать улучшению управления местом размещения CO_2 в соответствии с 4.3. Системы менеджмента также помогают обеспечить интеграцию контроля качества, соблюдение нормативных требований, усовершенствование процессов и повышение эффективности в процессе управления и принятия решений, а также обеспечить прозрачность проекта, чтобы заинтересованные стороны проекта, регулирующие органы и общественность были уверены в том, что управление и реализация проектов находятся на должном уровне. Еще одной важной функцией систем менеджмента является выстраивание процесса управления рисками, чтобы гарантировать выявление и управление событиями, которые могут повлиять на достижение целей проекта.

4.1.2 Обязанности оператора проекта

Оператор проекта должен спроектировать необходимые операции по закачке на участке для размещения CO_2 (см. 7.3 и 8.2) и нести ответственность за эти операции, проводимые в границах проекта, как определено в 4.2.

В частности, оператор проекта несет ответственность:

a) за все действия, связанные с реализацией проекта по размещению, а также с координацией и интеграцией этих действий, особенно действий, связанных с обращением с CO_2;

b) определение принципов, ценностей и количественных показателей проекта по размещению и доведение этих сведений до проектных организаций, заинтересованных сторон проекта и регулирующих органов;

c) координацию, интеграцию и информирование о деятельности и обязанностях проектной организации, заинтересованных сторон и регулирующих органов;

d) координацию деятельности участников проекта;

e) контроль за соблюдением настоящего стандарта проектной организацией;

f) определение четких границ с операторами улавливания и транспортирования и установление обязанностей, необходимых для надлежащего взаимодействия между разными элементами проекта;

g) управление рисками проекта в течение жизненного цикла проекта;

h) определение и обеспечение доступности и эффективности энергетических, физических, финансовых и человеческих ресурсов, необходимых для достижения целей (см. 4.3) проекта по хранению CO_2.

В течение жизненного цикла проекта до закрытия объекта может меняться оператор проекта. В таких случаях бывший оператор проекта несет ответственность за передачу всей необходимой документации, материалов и процессов следующему оператору проекта. Последующий оператор проекта несет ответственность за эффективный переход систем и процессов управления. Переданные данные должны храниться последующим оператором проекта, а копии переданных данных — бывшими операторами проекта до окончания периода закрытия.

4.1.3 Выявление заинтересованных сторон и взаимодействие с ними

Оператор проекта должен определить заинтересованные стороны проекта на ранней стадии жизненного цикла проекта по размещению и взаимодействовать с ними на всех этапах проекта.

Примечание — Примеры заинтересованных сторон проекта включены в определения.

4.1.4 Описание проекта по размещению

Оператор проекта должен описать ключевые этапы проекта. Эти этапы могут соответствовать этапам, приведенным на рисунке 1. Описание каждого этапа должно отражать соответствие целям проекта (см. 4.3).

Оператор проекта должен распределять человеческие ресурсы в соответствии с периодами проекта, указанными в данном подпункте. Оператор проекта может определить этапы проекта, отличные от указанных в этом подпункте, но при этом должен описать и задокументировать альтернативные периоды со ссылкой на периоды, указанные в данном подпункте.

Как указано в других пунктах настоящего стандарта, на оператора проекта возлагают особые обязанности в течение конкретных периодов проекта, в т. ч.:

a) в период оценки и выбора участка: выявление и устранение предполагаемых участков, непригодных для размещения, в соответствии с 5.2;

b) в период характеристики участка для размещения:

1) проведение геологической и гидрогеологической характеристики в соответствии с 5.4.2 для обеспечения разумной оценки емкости и приемистости, а также для оценки возможных рисков;

2) оценку и квалификацию герметизирующей способности первичного непроницаемого пласта в соответствии с 5.4.3.1;

3) характеристику химического состава потока CO_2 в соответствии с 5.4.4 и проведение геомеханической оценки хранилища и покрышек в соответствии с 5.4.5;

c) в период проектирования, строительства и эксплуатации:

1) разработку и внедрение системы управления рисками в соответствии с разделом 6;

2) разработку и применение протоколов, способствующих эффективному комплексному функционированию проекта;

3) выбор подходящих материалов и методов обустройства участка в соответствии с разделом 7;

4) применение рекомендуемых отраслевых практик для проектирования, обустройства и эксплуатации участков, включая проектирование буровых участков, бурение скважин, строительство необходимых объектов, установку оборудования для мониторинга, а также разработку мер, направленных на обеспечение безопасности на участке, и выполнение аварийных протоколов в соответствии с разделами 7 и 8;

5) разработку планов эксплуатации и технического обслуживания с целью повышения производительности проекта в течение жизненного цикла проекта в соответствии с 7.6, 8.3 и 9.4;

6) разработку предварительного плана закрытия участка, как описано в 10.3, и разработку ключевых количественных показателей эффективности, которые, как ожидается, будут использованы для демонстрации соответствия критериям закрытия участка, описанным в 10.2;

d) в период закрытия:

1) окончательную доработку критериев закрытия участка, установленных в 10.2, и плана закрытия, описанного в 10.3;

2) продолжение реализации системы управления рисками и планов по снижению рисков, как описано в 6.6 и 6.8;

3) закрытие и ликвидацию нагнетательных, наблюдательных и контрольных скважин в соответствии с планом закрытия и с требованиями 7.8;

4) выполнение программы мониторинга на период закрытия, описанной в 9.2.4; выполнение процесса квалификации закрытия объекта, как описано в 10.4; архивирование отчетов, результатов и других данных, которые составляют основу для процесса квалификации закрытия объекта.

Примечание — Период после закрытия: в настоящий стандарт не включен период после закрытия (см. рисунок 1).

4.2 Границы проекта

4.2.1 Ответственность

Оператор проекта несет ответственность за все действия, осуществляемые в границах проекта, определенные юридическими нормами, контрактами, условиями разрешений, операциями на поверхности, морском дне и/или недрах, а также физическими последствиями (текущими или ожидаемыми) проекта.

4.2.2 Организационные границы

Должен быть определен оператор проекта по размещению, а конкретные обязанности в отношении отчетности — разграничены между оператором проекта и другими сторонами, реализующими проект. Если контроль над проектом по размещению разделен между несколькими организациями, должны быть определены внутренние границы проекта между организациями и установлены зоны ответственности.

4.2.3 Эксплуатационные границы

Эксплуатационные границы проекта по хранению содержат объект по хранению и комплекс хранения. Оператор проекта должен планировать потенциальное воздействие на операционную деятельность проекта, связанную с границами проекта по улавливанию, транспортированию и размещению диоксида углерода и других элементов CCS-проекта и потенциальными изменениями в этих компонентах.

4.3 Приверженность руководства принципам

4.3.1 Общие положения

Лицо или группа лиц, отвечающие за проект по размещению, на самом высоком уровне должны демонстрировать свою приверженность рекомендуемым отраслевым практикам долгосрочного безопасного подземного размещения CO_2 путем включения действий, указанных в 4.3.2—4.3.4, в перечень своих действий и принимаемых решений.

4.3.2 Внутренние принципы

Оператор проекта должен:

a) действовать, используя достижения современной науки и техники;

b) вести поиск экономически эффективных средств с учетом необходимости обеспечения достаточной безопасности и защиты окружающей среды;

c) обеспечивать безопасное обращение с CO_2;

d) внедрять систему управления рисками;

e) внедрять системы, обеспечивающие мониторинг участка на протяжении всего жизненного цикла проекта для того, чтобы можно было оперативно устранять незапланированные события (см. 9.4.3).

4.3.3 Внешние принципы

Оператор проекта должен:

a) работать открыто и прозрачно с заинтересованными сторонами проекта и регулирующими органами, чтобы обеспечить общественное понимание, доверие и авторитет;

b) разработать стратегию взаимодействия с местными заинтересованными сторонами и регулярно (перед началом каждой фазы проекта, а затем не реже одного раза в год или при возникновении значительных изменений) взаимодействовать с местными заинтересованными сторонами и запрашивать их мнение;

c) предоставлять общественности отчеты о достижении важных результатов или о значительных незапланированных событиях;

d) проводить независимую оценку значимой деятельности по проекту для обеспечения соответствия применимым стандартам и рекомендуемым отраслевым практикам.

4.3.4 Принципы охраны труда, техники безопасности и защиты окружающей среды

Оператор проекта должен:

a) обеспечить охрану здоровья и безопасность для персонала проекта и местных сообществ, включая экосистемы, и это должно быть наивысшим приоритетом проекта;

b) разработать и внедрить план аварийного реагирования и обеспечить необходимым оборудованием или определить поставщиков такого оборудования и услуг. Планы реагирования должны быть согласованы с местными аварийно-спасательными службами и ответственными регулирующими органами;

c) гарантировать, что воздействие проекта по размещению на окружающую среду и здоровье человека будет сведено к минимуму на протяжении всего жизненного цикла проекта;

d) обеспечить наличие необходимых ресурсов для постоянного улучшения здоровья персонала, обеспечения безопасности и защиты окружающей среды.

e) документировать на основе оценки рисков проекта потенциальное воздействие проекта на окружающую среду и представлять оценки воздействия всем заинтересованным сторонам проекта.

4.4 Планирование и принятие решений

4.4.1 Общие положения

Достижение оператором проекта последовательных результатов может быть реализовано путем внедрения систем менеджмента.

Примечание — Примерами стандартов для систем менеджмента являются ИСО 9001 (Системы менеджмента качества) и ИСО 14001 (Системы экологического менеджмента). ИСО 31000 содержит принципы и общие рекомендации по управлению рисками

4.4.2 Интеллектуальная собственность

Оператор проекта должен проработать и заключить на раннем этапе жизненного цикла проекта размещения необходимые соглашения, касающиеся прав собственности на существующую и потенциальную интеллектуальную собственность.

4.5 Ресурсы

4.5.1 Общие положения

Оператор проекта должен через регулярные промежутки времени оценивать и документировать имеющиеся потребности в ресурсах, находящихся в сфере его ответственности.

4.5.2 Компетентность персонала

Оператор проекта должен определить необходимый уровень компетентности персонала, который может повлиять на принципы, ценности и цели проекта, особенно в части охраны здоровья, обеспечения безопасности и охраны окружающей среды и обеспечить компетентность персонала за счет соответствующего обучения, формирования навыков или опыта. Оператор проекта должен обеспечить обучение или предпринять другие действия, необходимые для достижения и поддержания соответствующего уровня компетентности персонала проекта.

Оператор проекта должен хранить соответствующие документы в качестве доказательства компетентности персонала.

Персонал проекта должен быть обучен технике безопасности и наделен полномочиями по прекращению работ в случае необходимости обеспечения безопасности.

4.5.3 Управление оборудованием

Оператор проекта должен иметь и должным образом управлять достаточным количеством оборудования для реализации всех этапов проекта. Оператор проекта должен документировать распределение оборудования в процессе реализации проекта. Оператор проекта должен разработать положения о реагировании в случае чрезвычайных ситуаций и восстановлении в случае потери работоспособности или иного сбоя оборудования.

4.6 Коммуникации

4.6.1 Общие положения

Оператор проекта должен разработать план взаимодействия с заинтересованными сторонами в начале жизненного цикла проекта. В плане взаимодействия с заинтересованными сторонами должен быть указан ответственный представитель по связям со средствами массовой информации, а также дополнительные представители для связи со сторонами, не связанными с проектом, например исследовательскими центрами, министерством природных ресурсов или научными/образовательными учреждениями.

Оператор проекта должен обеспечить четкость, эффективность и простоту процесса коммуникации с целью достижения целей проекта.

4.6.2 Связь с общественностью

Оператор проекта должен разработать открытую стратегию взаимодействия с общественностью, чтобы обеспечить общественное понимание, доверие и авторитет. Стратегия взаимодействия должна включать предоставление четкой и точной информации о планах и мероприятиях проекта, включая вопросы выполнения требований стандартов, а также обеспечения безопасности и охраны окружающей среды (см. 6.10 и 4.3.4) на протяжении всего жизненного цикла проекта. Оператор проекта должен получать обратную связь от общественности об эффективности процесса взаимодействия и должен назначить ответственное лицо для ответа на запросы от общественности, контактная информация о котором должна быть в открытом доступе.

4.6.3 Внутренние коммуникации

Персонал проекта должен быть проинформирован в полном объеме о характере и обстоятельствах проекта, его целях и задачах, а также о прогрессе в достижении целей.

Все внутренние коммуникации должны быть четкими, прямыми и точными.

Персонал проекта должен быть проинформирован о нормативных требованиях, а также о любых руководящих указаниях или операционных процедурах.

Персонал проекта должен быть проинформирован обо всех группах заинтересованных сторон и об их проблемах, связанных с проектом, что может способствовать уменьшению общественного сопротивления по спорным вопросам.

Сведения о внутренних коммуникациях должны быть переданы подрядчикам проекта и консультантам, если это необходимо.

4.7 Документооборот

4.7.1 Общие положения

Система документооборота должна быть разработана и внедрена как для использования оператором проекта в процессе его операционной деятельности, так и регулирующими органами, и может быть использована для сбора необходимых данных и формирования отчетности.

4.7.2 Система управления информацией

Система управления информацией должна включать:

a) сведения о целях и задачах системы;

b) планы, процедуры и иные сведения, установленные настоящим стандартом, включая план управления рисками, план мониторинга, взаимодействия с заинтересованными сторонами и план закрытия;

c) проектную документацию, включая документы, записи и другие сведения, определенные оператором проекта как необходимые для эффективного планирования, эксплуатации и контроля процессов.

5 Оценка, выбор и характеристика участка

5.1 Основные положения

Цель оценки и выбора участков состоит в том, чтобы определить предполагаемые места размещения CO_2, собрать необходимую информацию о предполагаемых местах размещения и использовать эту информацию для выбора участков — кандидатов для дальнейшей характеристики. Целью последующей характеристики участков является уменьшение неопределенности, вызванной геологической неоднородностью и ограниченностью доступных исходных данных. Характеристика должна продемонстрировать, что место-кандидат способно принять поток CO_2 с прогнозируемой скоростью закачки (см. 8.2.4.3) и имеет соответствующие характеристики комплекса по размещению, которые обеспечат эффективную сохранность закачиваемого CO_2 в течение срока, установленного действующими нормативно-правовыми актами.

Кроме того, на основе научно обоснованных подходов, методологии наилучших практик и имеющихся данных процесс определения характеристик и оценки должен продемонстрировать, что размещение CO_2 на объекте(ах)-кандидате(ах) не представляет неприемлемого риска:

- для других объектов;

- окружающей среды;
- существующей инфраструктуры;
- здоровья человека;
- оператора проекта, собственников и персонала.

5.2 Оценка участка

В процессе оценки участков следует учитывать и использовать критерии для выявления и исключения участков, непригодных для размещения. Потенциальные места размещения должны быть проверены и ранжированы в соответствии с ключевыми техническими [5.2 a)] и нормативно-правовыми [5.2 b)] критериями, перечисленными ниже. При оценке участка следует также учитывать законодательные и нормативные требования и ограничения для размещения CO_2. Существующие правила или требования могут определять, что несоответствие определенным критериям делает место непригодным для размещения CO_2.

a) Технические критерии, не позволяющие выбрать участок:

1) невозможность осуществлять закачку транспортируемого CO_2 с необходимой динамикой, соответствующей темпу поступления CO_2 от эмитента;

2) отсутствие, исходя из существующей информации, возможности обеспечения сохранности CO_2 в течение требуемого периода времени;

3) расположение в гидродинамической системе, где начальное поровое давление (естественное или в результате предварительной закачки) близко к давлению разрыва или реактивации разлома и где невозможно минимизировать такой риск или удерживать давление в безопасных значениях ниже этого предела;

4) расположение в зоне межформационных трансмиссивных разломов и трещин, которые могут повлиять на эффективность обеспечения сохранности;

5) участок расположен в районе, где текущая сейсмичность и тектоническая активность могут оказать неблагоприятное воздействие, хотя наличие сейсмичности само по себе не должно исключать пригодность участка для размещения CO_2, если запланированные операции соответствуют стандартам сейсмостойкости;

6) участок расположен в пластах с локальными (короткими) гидродинамическими системами;

7) отсутствует надлежащий потенциал мониторинга в отношении воздействия закачиваемого CO_2;

8) механическая целостность переходящих скважин, проникающих в комплекс хранения, не может быть подтверждена или, если известна, не может быть приведена в соответствие требованиям.

b) Нормативно-правовые критерии, не позволяющие выбрать участок:

1) участок расположен в пределах горизонтов охраняемых подземных вод, определенных в соответствующей правовой системе;

2) участок расположен в районе, где может произойти гидравлическая связь с охраняемыми подземными водами, что может оказать негативное воздействие на охраняемые подземные воды;

3) участок расположен в районе, где разрабатываются или подлежат сохранению другие природные ресурсы и где можно продемонстрировать гидравлическую связь с этими ресурсами и ожидать негативного воздействия на эти ресурсы;

4) участок расположен в районе, используемом для размещения природного газа или захоронения отходов, или где может быть продемонстрирована гидравлическая связь с такой деятельностью и можно ожидать негативного воздействия на эту деятельность;

5) участок расположен на охраняемых территориях, определенных регулирующими органами, на которые может быть оказано негативное воздействие;

6) участок расположен в районах, в которых невозможно получить права на землю и/или подземное пространство или разрешение на эксплуатацию, например военные базы и районы размещения коренных народов, если они не одобрены соответствующими властями;

7) участок расположен в местах, где невозможно обеспечить доступ к участку для мониторинга.

В процессе оценки участка, в случаях, когда альтернативные варианты недоступны, участки, обладающие одной или несколькими из вышеперечисленных характеристик, могут по-прежнему подходить для размещения CO_2, если в ходе последующего процесса определения характеристик и проектирования можно продемонстрировать, что риски, обусловленные этими специфическими характеристиками,

могут быть снижены до приемлемого уровня и соответствующего учета рисков при проектировании и эксплуатации участка.

Примечание — Оценка участка включает определенный уровень характеристики участка, но эта характеристика может быть основана на доступных данных и предварительном моделировании и может не требовать получения новых данных и значительных усилий по оценке. В некоторых случаях участки, признанные неподходящими на основе таких критериев, могут быть признаны подходящими, если будут получены дополнительные данные или будут применены альтернативные схемы закачки, или нормативные изменения смогут допустить дальнейший выбор участка.

5.3 Выбор участка

Сведения, полученные на этапе оценки участка, должны быть использованы в процессе выбора участка. Если имеется достаточный объем исходных данных, могут быть разработаны геологические модели и модели потоков флюидов. Эти модели могут быть полезны для устранения пробелов в данных, необходимых для количественной оценки неопределенности в отношении первоначальных оценок емкости хранилища CO_2 и его приемистости.

Для участков, прошедших этап оценки, необходимо определить следующие критерии:

a) Подземные критерии:

1) вместимость — дальнейшее уточнение вместимости хранилища участка по мере сбора дополнительной информации и лучшего понимания потенциала закачки;

2) приемистость — влияет на количество необходимых скважин, конструкцию скважин (горизонтальная или вертикальная) и давление нагнетания;

3) безопасность размещения, включая возможность утечки через ненадежные покрышки, включая разломы и трещины, и старые скважины;

4) права собственности на подземное пространство там, где это применимо (определение владельцев подземного пространства в рассматриваемой области) концессии на бурение и разрешения на разведку;

5) близость и потенциальное воздействие на другие виды деятельности с недрами, например другие CCS-проекты, добыча нефти и газа, добыча полезных ископаемых, размещение природного газа и операции по разрыву пласта (например, для добычи сланцевой нефти или газа);

6) близость и потенциальное воздействие на ценные природные, энергетические и минеральные ресурсы, пригодные для питья подземные воды, геотермальную энергию, сланцевую нефть или газ, растворенные минералы и минералы осадочных бассейнов;

7) обращение с любыми добытыми пластовыми флюидами и их утилизацию;

b) Наземные критерии:

1) наличие и близость полосы отчуждения между (потенциальными) источником(ами) CO_2 и местом размещения;

2) наличие или возможность оформления полосы отвода под строительство необходимой инфраструктуры, такой как трубопроводы, подъездные пути и линии электропередачи;

3) распределение и плотность населения в районе над хранилищем и вдоль предполагаемого шлейфа CO_2;

4) право собственности на землю в районе участка;

5) близость к другим промышленным, сельскохозяйственным или лесохозяйственным объектам;

6) близость и воздействие транспортных магистралей: автомобильных дорог, железных дорог, воздушного и морского транспорта;

7) близость к охраняемым местам обитания диких животных (включая виды, находящиеся под угрозой исчезновения) и экологически уязвимым территориям;

8) близость к рекам и другим водоемам с пресной водой;

9) близость к национальным паркам и другим закрытым зонам (например, военным базам, районам размещения коренных народов);

10) близость к существующим оффшорным проектам (например, ветроэнергетика, рыбоводство, добыча песка и гравия и др.);

11) существующее и прогнозируемое развитие соседних объектов;

12) топография участка и изменчивость погодных и океанических условий;

13) культурно-исторические ресурсы;

14) социально-экономические условия.

Некоторые критерии выбора участка не обязательно должны быть связаны с вместимостью хранилища, скоростью закачки и безопасностью, однако их следует учитывать, поскольку они могут повлиять на выбор участка. Путем оценки доступной информации при выборе участка должен быть составлен перечень потенциальных участков для их дальнейшей характеристики.

5.4 Характеристика участка

5.4.1 Общие положения

Характеристика участка должна содержать данные, необходимые для моделирования и оценки рисков. Оператор должен разработать план определения характеристик и сбора необходимых данных для моделирования и оценки риска. Для улучшения характеристики участка должны быть оценены и применены дополнительные данные, собранные в ходе мониторинга на этапе эксплуатации.

5.4.2 Геологическая и гидрогеологическая характеристика

Геологическая и гидрогеологическая характеристика участка для обеспечения обоснованной оценки вместимости и приемистости, а также для управления рисками должна быть завершена до момента начала закачки CO_2.

Характеристика должна включать:

a) определение протяженности и границ объекта хранения, включая идентификацию и характеристику зон разломов и структурных особенностей, которые могут повлиять на сохранность;

b) построение геометрии хранилища и оценку расстояния до выходов на поверхность;

c) выявление наличия и размеров известных локальных ловушек в хранилище и оценку крупномасштабной вертикальной и горизонтальной стратиграфической неоднородности хранилища;

d) оценку пространственного распределения пористости и проницаемости;

e) разработку трехмерных геологических моделей комплекса по размещению;

f) оценку смачиваемости, относительной проницаемости и капиллярного давления CO_2 и жидкостей, присутствующих в комплексе по размещению;

g) оценку распределения температуры перед вводом потока CO_2;

h) оценку начального распределения давления в хранилище (до деятельности человека, если таковая имела место) и текущего распределения давления, если на начальное давление влияет добыча или закачка флюидов (например, нефти, газа или воды).

5.4.3 Характеристика вмещающих пластов

5.4.3.1 Первичная покрышка

Герметизирующую способность первичной покрышки следует оценить и аттестовать перед закачиванием CO_2, чтобы обеспечить достаточную уверенность в возможности удерживания закачанного CO_2. Должна быть выполнена подробная характеристика первичной покрышки, включающая:

a) определение стратиграфии, литологии, мощности и латеральной непрерывности первичной покрышки на основе имеющихся данных;

b) оценку целостности первичной покрышки, включая пористость и проницаемость, и, по возможности, испытания (см. 5.4.5), а также оценку минералогического состава покрышки для определения его пригодности для изоляции CO_2 (см. 5.4.4);

c) идентификацию потенциальных путей утечки, таких как трещины, разломы и скважины;

d) оценку входного (вытесняющего) капиллярного давления для CO_2;

e) оценку распределения давления в пористом и проницаемом блоке, непосредственно находящемся над первичной покрышкой над объектом хранения и под вторичной покрышкой.

5.4.3.2 Вторичные барьеры, препятствующие утечке CO_2

Необходимо оценить наличие вторичных барьеров, препятствующих утечке CO_2, их характеристика может включать:

a) выявление вышележащих проницаемых пластов и вторичных покрышек, находящихся между комплексом по хранению и другими подземными ресурсами, а также защищаемыми грунтовыми водами или морским дном;

b) характеристику проницаемых пластов (при наличии) в пределах комплекса по хранению и в вышележащей осадочной толще в терминах потока и состава пластовых флюидов и геомеханических свойств;

c) характеристику вторичных покрышек с точки зрения их геометрии и литологии.

5.4.3.3 Характеристика неглубоких водоносных горизонтов

Характеристика неглубоких водоносных горизонтов, используемых в качестве водных ресурсов, имеет важное значение для управления рисками и разработки программы мониторинга и должна быть обязательно выполнена.

5.4.4 Базовая геохимическая характеристика

Должен быть охарактеризован химический состав потока CO_2, предполагаемого для закачки, и имеющихся в хранилище флюидов. Кроме того, необходимо охарактеризовать минералогический состав пород хранилища, первичной покрышки и ближайших проницаемых пород, непосредственно залегающих над хранилищем и первичной покрышкой. Характеристика должна включать:

a) состав потока CO_2 и его изменчивость;

b) главные, второстепенные и микроминералогические компоненты горных пород хранилища и первичной покрышки;

c) состав и изменчивость состава пластовых флюидов, в т. ч. содержание растворенных газов;

d) информацию о необходимости дополнительного отбора проб из геосферы и биосферы, по решению оператора.

5.4.5 Базовая геомеханическая характеристика

Геомеханическую характеристику хранилища, первичной покрышки и вскрышных пород для конкретных участков следует проводить в зависимости от уровня риска, определенного оператором проекта. Геомеханическая характеристика должна включать:

a) оценку природной сейсмичности и тектонической активности в районе размещения предполагаемого хранилища. Соответственно, необходимо собирать и анализировать имеющуюся информацию о сейсмичности и тектонической активности;

b) характеристику режимов напряжений участка (величина и ориентация главных напряжений). Данные режимов напряжений в сочетании с геомеханическим моделированием, описанным в 5.5.5, следует использовать для оценки пределов максимального давления закачки CO_2;

c) определение механических свойств горных пород, которое включает:

1) прочностные и деформационные свойства в соответствии с наблюдаемым поведением материала рассматриваемой породы (например, коэффициент Пуассона и модуль Юнга);

2) тепловые свойства (например, коэффициент теплового расширения, удельная теплоемкость и теплопроводность);

3) свойства (например, ориентация, расстояние, шероховатость, апертура, минерализация) неоднородностей (например, слоистость и естественные трещины и разломы);

4) оценку давления, при котором возможны распространения трещины;

d) разработку механической модели недр (геологическая модель, наполненная геомеханическими свойствами), которая включает детальное описание хранилища, первичной покрышки, и комплекса по размещению, а также упрощенное представление вышележащих осадочных толщ. Геометрия механической модели недр должна быть основана на пространственном распределении пластов, трещин и разломов, представленных в геологической модели проекта.

5.4.6 Характеристика воздействия скважин

Неприемлемая работа различных компонентов скважин создает высокий риск для размещения CO_2. Характеристика скважин является основным инструментом в выявлении, устранении и управлении рисков, связанных с утечкой CO_2 из скважины. Следовательно, должна быть проведена характеристика старых скважин, которые могут повлиять на проект размещения (см. 7.6.2).

5.5 Моделирование

5.5.1 Общие положения

Численное моделирование, основанное на геологических, гидродинамических, геохимических, геотермических и геомеханических данных, применяют для понимания и прогнозирования потенциального воздействия закачиваемого потока CO_2 и соответствующего повышения давления. Цели моделирования должны быть задокументированы.

Примечание — Можно применять пакеты программного обеспечения, используемые при моделировании в нефтегазовой отрасли, поскольку они имеют широкие возможности определения характеристик коллектора, а также численные уравнения состояния, позволяющие моделировать многофазный поток CO_2 и других флюидов.

5.5.2 Геостатическая модель

5.5.2.1 Общие положения

Геологические модели могут быть использованы в качестве исходных данных для гидродинамического, геохимического и геомеханического моделирования и должны отражать комплекс по размещению и другие элементы в осадочной толще, а также их гидрологические, минералогические, химические и механические характеристики (см. 5.4). Модели должны быть построены так, чтобы их можно было использовать для оценки потенциального поведения комплекса по размещению. Модель должна содержать достаточно подробностей для прогнозирования и описания системы с течением времени (см. 8.2.3). Следует указать методологию масштабирования, используемую при разработке геологической модели. Модель должна уточняться по мере получения новых данных в процессе характеристики участка (см. 5.4.1).

5.5.2.2 Исходные данные для моделирования

Геолого-статическая модель должна описывать ключевые геологические, гидрогеологические, геотермические и геомеханические особенности хранилища и первичной покрышки, а также описывать указанные особенности для других геологических единиц по мере необходимости. В зависимости от модели исходные данные могут включать:

a) территориальную протяженность;

b) стратиграфию, литологию и фациальное распространение;

c) структурные вершины и изопахиты;

d) геологические особенности (включая, например, разломы и трещины, субкультуры, карст, крупные осадочные образования, такие как каналы);

e) распределение пористости;

f) распределение проницаемости;

g) состав содержащихся флюидов;

h) начальное распределение давления;

i) начальное распределение температуры;

j) начальное распределение напряжения;

k) механические свойства горных пород;

l) предположения (допущения) и уровень неопределенности или достоверности различных данных и параметров, а также результатов.

5.5.3 Моделирование потока

5.5.3.1 Общие положения

Моделирование потока CO_2 и других флюидов, присутствующих в комплексе по размещению, следует выполнять до начала закачки потока CO_2 с целью размещения для прогнозирования подземного перемещения хранящегося CO_2 и оценки вместимости хранилища, приемистости и рисков, возникающих в результате деятельности по закачке CO_2 (см. 8.2.3).

Моделирование должно:

a) оценить потенциальный общий объем, эффективно доступный для размещения CO_2, используя реалистичные сценарии закачки;

b) спрогнозировать количественно пространственное распределение и механизмы удерживания CO_2 в комплексе по размещению на любом этапе жизненного цикла проекта;

c) оценить рост давления в результате реализации проекта по размещению;

d) оценить вертикальное движение и горизонтальное распространение CO_2 (важно для разработки эффективных программ мониторинга) и любых представляющих интерес компонентов (например, H_2S, SO_x, NO_x и т. д.);

e) оценить судьбу вытесненного пластового флюида;

f) оценить необходимое количество и места размещения нагнетательных скважин для достижения необходимой скорости закачки, обеспечения эффективного использования порового пространства и минимизации влияния давления между нагнетательными скважинами;

g) оценить, является ли размещение скважин для сброса давления выгодным и эффективным для контроля за повышением давления и распространения потока CO_2;

h) изучить потенциальные сценарии миграции внутри хранилища и утечки из комплекса по размещению CO_2 и других представляющих интерес компонентов и/или вытесненного пластового флюида по трещинам, разломам и/или скважинам (для оценки риска);

i) оценить влияние температуры на целостность скважины при закачке CO_2.

5.5.3.2 Исходные данные для моделирования

Исходные данные для гидродинамического моделирования должны включать:

a) Для хранилища:

1) давление, температуру и насыщенность флюидами;
2) минерализацию и химический состав пластовых флюидов;
3) уравнения состояния и другие свойства жидкостей;
4) распределение пористости;
5) распределение проницаемости;
6) геометрию пласта (например, толщина и угол наклона);
7) кривые относительной проницаемости;
8) кривые капиллярного давления;
9) сжимаемость флюидов и горных пород;
10) тепловые свойства флюидов и горных пород (в случае моделирования неизотермических течений);

b) Для первичной покрышки: проницаемость, капиллярное давление на входе и другие свойства [например, как указано в a)], в зависимости от модели первичной покрышки;

c) Для флюидов: скорость закачки потока CO_2, состав и концентрации, физические свойства и фазовое поведение.

5.5.3.3 Результаты моделирования

Результаты моделирования должны предоставлять информацию, необходимую для оценки рисков (см. раздел 6), планирования операционной деятельности (см. 8.2.3) и мониторинга (см. раздел 9), и должны быть взаимоувязаны:

a) с механизмами улавливания и их вкладом во времени в улавливание CO_2 и оценку общей емкости размещения;

b) темпом(ами) закачки и сценариями закачки;

c) эволюцией закачиваемого CO_2 во времени, включая растворение и осаждение минералов;

d) повышением давления;

e) движением вытесненных жидкостей;

f) динамической емкостью размещения, т. е. количеством CO_2, которое может храниться при заданных сценариях закачки, нормативных ограничениях, а также количеством и типом скважин (вертикальных и горизонтальных). Фактор эффективности размещения для конкретного места является результатом моделирования потока;

g) анализом чувствительности (с указанием того, какие параметры оказывают наибольшее влияние на неопределенность);

h) сделанными допущениями и уровнем неопределенности или достоверности различных результатов;

i) потенциальными путями утечки и, по возможности, потоками просачивающихся жидкостей;

j) требованиями к конструкции скважины и операции нагнетания, такие как максимальное давление нагнетания на забое, давление нагнетания на устье, расположение и высота интервала перфорации, размер НКТ и т. д.

5.5.4 Геохимическое моделирование

5.5.4.1 Общие положения

Должна быть выполнена оценка возможных геохимических реакций между закачиваемым CO_2, конструкционными материалами скважины, породами и флюидами хранилища и первичного непроницаемого пласта. Имеющиеся модели можно использовать для прогнозирования изменений исходных геохимических условий и для прогнозирования потенциального влияния этих изменений на приемистость, объем размещения и безопасность размещения, а также для обоснования оценки рисков и создания программы мониторинга. Геохимическое моделирование должно:

a) оценивать изменения пористости и проницаемости в зависимости от возможных геохимических реакций;

b) оценивать воздействие CO_2 на первичный непроницаемый пласт, включая изменения его проницаемости, которое может привести к потенциальному прохождения флюидов через него;

c) оценивать реакцию скважины (скважин) на возможные геохимические реакции, включая разрушение цемента и/или обсадной колонны, что может привести к потенциальной утечке CO_2 или насыщенного CO_2 пластового флюида;

d) оценивать прогнозируемый pH и химический состав флюидов, контактирующих с цементом скважины, чтобы выбрать подходящие марки цемента и трубный металл для новых скважин для минимизации их химической деградации. Такая же оценка необходима для выбора ремонтных материалов для старых скважин [см. 7.6.2 g)];

e) оценивать химические реакции, включая реакции тяжелых металлов в хранилище, вскрышных породах, неглубоких водоносных горизонтах и почве для управления рисками, в соответствии с 6.8.

Оператор должен оценить необходимость дополнительного геохимического моделирования изменений, включая потенциальную мобилизацию экологически значимых металлов в геосфере и/или биосфере (например, в неглубоких водоносных горизонтах), на основе оценки риска, проведенной в соответствии с 6.7. Полученные результаты также могут быть использованы для оценки последствий, связанных с изменением горных пород.

5.5.4.2 Исходные данные для моделирования

Исходные данные для геохимического моделирования должны включать следующее:

a) геостатическую модель;

b) информацию о породах:

1) минералогический состав и относительные количества каждой литологической единицы;
2) размер и состав зерен;
3) термодинамические данные;
4) скорости реакций и значения удельных поверхностей;
5) экспериментальные данные;

c) информацию о флюидах:

1) относительные количества воды, газа и нефти;
2) состав воды;
3) состав газа;
4) состав нефти;
5) давления;
6) температуры;
7) термодинамические данные;
8) pH.

5.5.4.3 Результаты моделирования

5.5.4.3.1 Химическая реактивность хранилища

Результаты моделирования должны включать:

a) реакции дегидратации, растворения, осаждения и миграции флюидов через горные породы;

b) описание влияний длительных геохимических взаимодействий с CO_2 (предпочтительно полученное из 2D и 3D моделей реактивного переноса);

c) изменения в составе и поведении пластового флюида (например, взаимодействие с растворенными и остаточными углеводородами и выделение токсичных органических веществ и тяжелых металлов);

d) прогнозы изменения пористости и проницаемости, вызванные геохимическими реакциями;

e) сделанные допущения и уровень неопределенности или достоверности различных результатов.

5.5.4.3.2 Химическая активность первичного непроницаемого слоя

Предполагается, что диффузия и непосредственно поток CO_2 являются доминирующими транспортными процессами в первичной покрышке. Диффузия преобладает в материале покрышки, поток распространяется вдоль неоднородностей (трещин) первичной покрышки (ранее существующих или возникших в процессе геомеханического разрушения во время закачки CO_2). Результаты моделирования должны демонстрировать наличие или отсутствие изменений в исходной первичной покрышке в краткосрочной и долгосрочной перспективе за счет воздействия CO_2 (например, реакции дегидратации глины) и пластовых флюидов, содержащих растворенные компоненты из потока CO_2 (например, растворение/осаждение минералов) в режимах диффузионного и адвективного течения. Должны быть представлены сделанные допущения и уровни неопределенности или достоверности.

5.5.4.3.3 Химическая активность материалов скважины

Насыщенный CO_2 пластовый флюид или водонасыщенный CO_2, вероятно, будет реагировать с материалами скважины, особенно если нарушение механических свойств позволяет флюидам мигрировать вдоль ствола скважины. Для скважин с механическими дефектами должен быть разработан план мониторинга и восстановления их жизненного цикла, который должен включать:

a) прогнозирование характеристик скважинного цемента, обсадных труб, перемычек;

b) проверку модельных прогнозов с помощью лабораторных испытаний на устойчивость материалов;

c) приоритизацию потребностей в мониторинге и ремонте скважин, в которых обнаружены дефекты;

d) уровни неопределенности или достоверности полученных данных.

5.5.5 Геомеханическое моделирование

5.5.5.1 Общие положения

Геомеханическое моделирование должно выполняться в рамках реализации стратегии по управлению рисками для прогнозирования возможности и последствий изменений напряжений, деформаций и возникновения индуцированной сейсмичности в результате планируемой закачки CO_2. Это моделирование должно:

a) оценить целостность первичной покрышки на основе исторических и прогнозируемых будущих изменений напряжения;

b) оценить, если это возможно, возможность образования или реактивации разломов и/или трещин;

c) оценить потенциал индуцированной сейсмичности;

d) оценить деформацию поверхности грунта (например, подъем) в результате закачки;

e) оценить механические аспекты целостности скважины;

f) оценить изменения напряжений и деформаций, а также связанные с ними изменения давления флюида, чтобы получить данные для разработки планов мониторинга для конкретных участков.

5.5.5.2 Исходные данные для моделирования

Основные исходные данные, необходимые для геомеханического моделирования, возникают при разработке механической модели недр (см. 5.4.5) и модели течения (см. 5.5.3). К основным исходным данным для создания геомеханической модели следует отнести:

a) геологическую модель, которая служит основой для установления механических свойств пород стратиграфических подразделений в рамках геомеханической модели и устанавливает наличие и ориентацию существующих разломов и/или трещин;

b) начальные режимы напряжений (направления и величины) в пределах хранилища, первичного непроницаемого пласта и вышележащей осадочной толщи;

c) режим и распределение начального давления жидкости, которые устанавливают начальное эффективное распределение напряжений, необходимое для геомеханического моделирования;

d) геомеханические свойства, включающие прочностные и деформационные свойства горных пород;

e) тепловые свойства хранилища, такие как теплопроводность, теплоемкость и коэффициенты термического расширения;

f) дополнительные параметры, такие как прочность и поровая структура хранилища, которые определяются в ходе геохимического моделирования (5.5.4.3.1).

5.5.5.3 Результаты моделирования

Результаты моделирования должны содержать следующую информацию:

a) максимальное давление закачки CO_2, которое не приведет к потере целостности первичной покрышки (например, закачка CO_2 не вызовет новых разрывов, а также не активирует существующие разломы);

b) влияние геомеханических процессов на приемистость;

c) устойчивость ствола скважины во время бурения, которая может повлиять на целостность скважины и околоскважинную проницаемость первичной покрышки;

d) сведения о деформациях хранилища, первичного непроницаемого слоя и вышележащих осадочных толщ, включая любое влияние деформации на наземные сооружения;

e) потенциальные проблемы с целостностью скважины, возникающие из-за геомеханических процессов во время закачки и эксплуатации;

f) анализа чувствительности (с указанием того, какие геомеханические параметры оказывают наибольшее влияние на неопределенность);

g) уровень неопределенности или достоверности результатов.

6 Управление рисками

6.1 Общие положения

Структурированный и систематический процесс управления рисками должен быть реализован для каждого проекта размещения на всех этапах жизненного цикла проекта. Процесс управления рисками должен быть неотъемлемой частью управления проектом, включенным в бизнес-процессы оператора проекта.

Ответственность за управление рисками возлагается на оператора проекта, но определенные задачи могут быть делегированы другим организациям и управляться ими.

6.2 Цели

Цель внедрения систем управления рисками состоит в том, чтобы обеспечить эффективное управление рисками и их документирование точным, сбалансированным, прозрачным и отслеживаемым способом. Эффективное управление рисками должно осуществляться на протяжении всего жизненного цикла проекта. Эффективное управление рисками, обеспечивающее снижение риска до приемлемого уровня и поддержание его на приемлемом уровне, должно:

a) помогать продемонстрировать достижение целей и улучшить работу по отношению к элементам, вызывающим озабоченность;

b) поддерживать стратегическое планирование и разработку надежных систем менеджмента;

c) помогать лицам, принимающим решения, сделать осознанный выбор, расставить приоритеты действий и выбрать при необходимости альтернативные варианты действий;

d) учитывать неопределенность, характер этой неопределенности и способы ее устранения;

e) признавать возможности и намерения внешних и внутренних заинтересованных сторон, которые могут препятствовать или способствовать достижению целей.

Примечание — Эти цели соответствуют описанным в ИСО 31000.

6.3 Процесс

Настоящий стандарт отражает управление рисками для этапов проекта, указанных на рисунке 2. Данный процесс управления рисками согласуется с процессом управления рисками, приведенными в ИСО 31000. Процесс управления рисками должен быть разработан во время первоначального выбора и определения характеристик участка и последовательно, прозрачно и отслеживаемым образом актуализироваться на протяжении всего жизненного цикла проекта. Каждая итерация (повторение) по актуализации должна учитывать все предыдущие изменения (см. 6.4).

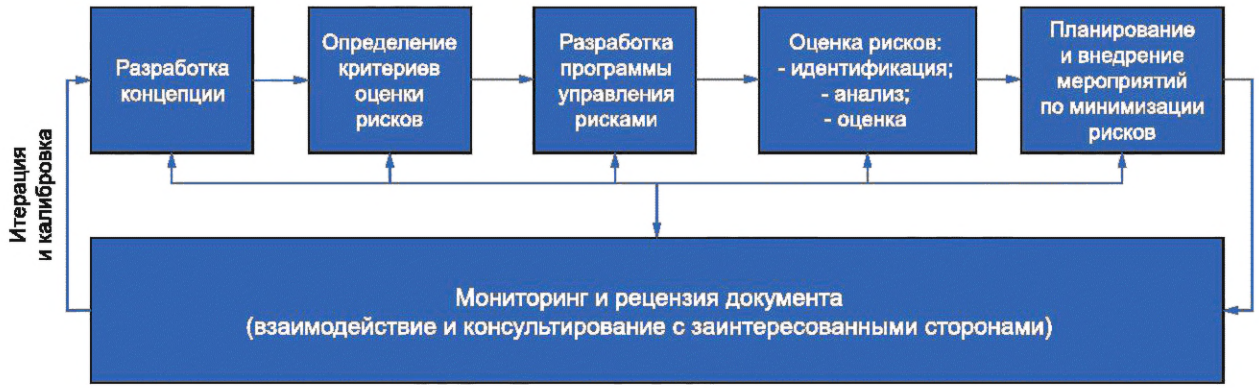

Рисунок 2 — Схема процесса управления рисками для проектов подземного размещения CO_2

6.4 Контекст

6.4.1 Общие положения

Контекст управления рисками проекта должен быть сформулирован до создания плана по управлению рисками для конкретного проекта. Контекст управления рисками проекта должен состоять из элементов, которые могут оказать влияние на оценку или восприятие риска. Контекст следует обнов-

лять, когда элементы контекста или появляющиеся информация и понимание обстоятельств, характерных для конкретного проекта, изменяются таким образом, что это может изменить оценки или восприятие риска.

Чтобы сформировать контекст управления рисками проекта по подземному размещению CO_2, оператор проекта должен сформулировать цели проекта и определить объем, условия и критерии управления рисками.

6.4.2 Элементы контекста

Элементы контекста должны быть определены структурированным образом на основе адекватной характеристики и понимания проекта по размещению CO_2. При определении контекста следует оценивать следующие элементы:

a) природную среду и возможные опасности;

b) региональные природные ресурсы;

c) инфраструктуру и существующие объекты;

d) социальный, политический и экономический контекст;

e) политическую, правовую и регуляторную среду;

f) рекомендуемые отраслевые практики, относящиеся к эффективному управлению рисками;

g) оператора проекта и субподрядчиков, их функции, обязанности и ответственность, а также взаимодействие между их системами управления рисками;

h) уровень знаний и неопределенность в отношении каждого аспекта проекта (включая компоненты системы размещения, планы по размещению, социально-политическую среду и т. д.);

i) масштаб и продолжительность проекта, этапы проекта, точки принятия решений и соответствующие временные рамки.

6.5 Критерии оценки риска

Элементы, вызывающие озабоченность при реализации проекта, должны быть определены оператором проекта.

Оператор проекта должен установить критерии оценки риска для каждого элемента, вызывающего озабоченность, с учетом объема и целей проекта по размещению. Это может повлечь за собой использование качественных или количественных критериев оценки вероятности возникновения неблагоприятных событий и возможных последствий.

Следует консультироваться с регулирующими органами при установлении критериев оценки риска для любых элементов, вызывающих озабоченность, имеющих отношение к области деятельности регулирующих органов. Следует консультироваться с соответствующими заинтересованными сторонами при установлении критериев оценки риска для любых элементов, вызывающих озабоченность, в отношении которых деятельность проекта может оказать влияние.

Критерии оценки риска следует использовать для разграничения приемлемых, допустимых и неприемлемых рисков (см. 3.2, 3.61 и 3.64 соответственно). Эти различия могут быть основаны на сочетании социальных, политических и экономических соображений, связанных с реализацией дополнительных средств контроля рисков с целью их снижения. Социальные и политические аспекты могут включать внутренние или внешние требования, политические заявления и нормативные требования. Экономические аспекты включают экономическую эффективность. Риск, оцененный как неприемлемый, должен быть уменьшен путем внедрения средств управления рисками и оценен как приемлемый (включая риски, признанные допустимыми) до того, как проект размещения перейдет к этапу, на котором может реализоваться сценарий развития такого риска.

6.6 План управления рисками

Операторы проекта должны разработать и внедрить план управления рисками, соответствующий их деятельности. Лицо(а), ответственное(ые) за проект по размещению CO_2, должно(ы) рассмотреть и утвердить первоначальный план управления рисками, а также любые существенные изменения в этом плане. План управления рисками должен обсуждаться с регулирующим органом и со всеми заинтересованными сторонами. План управления рисками должен включать следующее:

a) организационные процедуры и методы, которые следует применять к управлению рисками, включая выбор и доступность ресурсов и распределение обязанностей;

b) график выполнения повторяющихся оценок риска и действий, поддерживающих оценку риска;

c) принципы и рекомендации, которые будут применять для повышения точности, прозрачности и прослеживаемости оценок рисков;

d) план мониторинга для поддержки повторяющихся действий по управлению рисками (см. раздел 9);

e) программу моделирования и имитации, включающую новые результаты мониторинга и предназначенную для оценки влияния неопределенностей и поддержки повторяющегося анализа рисков;

f) методологию оценки риска, учитывающую неопределенность, которая может повлиять на реализацию проекта по размещению;

g) план аварийного реагирования;

h) план пересмотра и обновления реестра рисков проекта (см. 6.9.2.3);

i) график и описание:

1) для мониторинга программы управления рисками для выявления необходимых изменений, отслеживания эффективности реализованных мероприятий по снижению рисков и для учета сделанных выводов в целях постоянного совершенствования в соответствии с 4.3 (см. 6.9.1);

2) процессов управления рисками (см. 6.9.2);

3) консультаций с внешними экспертами с целью управлению рисками (см. 6.10).

6.7 Оценка риска

6.7.1 Общие положения

Оценка рисков должна включать комплексный процесс идентификации рисков, технически оправданный анализ рисков, а также прозрачный, отслеживаемый и последовательный процесс оценки рисков. Результаты оценки риска должны устанавливать требования к эффективности мероприятий по снижению риска и использоваться для разработки программы мониторинга и верификации (см. раздел 9).

Степень строгости, применяемой к оценке риска, должна зависеть от доступной информации и степени знаний о сценариях риска, необходимых для принятия решений на соответствующем этапе проекта. Детализация оценки риска должна постепенно увеличиваться на каждом этапе процесса управления рисками, показанного на рисунке 2, до тех пор, пока не будут тщательным образом оценены выявленные сценарии рисков.

6.7.2 Идентификация риска

6.7.2.1 Принципы

Оператор проекта должен провести комплексный процесс идентификации рисков. Процесс идентификации рисков и результаты должны документироваться прослеживаемым и непротиворечивым образом. В документации должны быть описаны меры, принятые для обеспечения уверенности в том, что процесс идентификации риска был достаточно полным.

6.7.2.2 Процесс

Процесс идентификации риска должен включать следующие действия:

a) выявление угроз в соответствии с критериями, перечисленными в таблице 1;

Таблица 1 — Критерии для идентификации рисков

№	Описание критерия
1	Участок имеет достаточное количество ресурсов для приема необходимых объемов CO_2
2	Участок имеет достаточную приемистость для закачки CO_2 с требуемой скоростью
3	Участок будет обеспечивать долговременную сохранность, т. е. предотвращение утечек со скоростью или общей массой, достаточными для оказания неблагоприятного воздействия или превышения, установленных местными правилами или условиями лицензии концентраций CO_2
4	Операции по закачке CO_2 не приведут к возникновению сейсмичности или деформации грунта, достаточных для оказания неблагоприятного воздействия

Окончание таблицы 1

№	Описание критерия
5	Моделирование и экономически эффективный мониторинг осуществимы и: a) позволяют своевременно проводить необходимые мероприятия по оценке рисков, b) обеспечивают уверенность в том, что место размещения пригодно для продолжения операций по закачке CO_2, и c) обеспечивают выполнение соответствующих критериев для закрытия участка [см. 10.2, перечисления a)—e)].
6	Эксплуатационные процедуры проекта обеспечивают безопасность и защиту окружающей среды, т. е. способствуют предотвращению воздействий на здоровье человека, безопасность и окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией скважин и наземной инфраструктуры проекта, а также с взаимодействием проекта с деятельностью человека, не связанной с проектом, на территории участка и окрестности

b) идентификацию и описание сценариев риска для каждой угрозы;

c) оценку и описание биосферы и экономических ресурсов, которые могут быть затронуты операциями по закачке CO_2. Этот процесс должен включать оценку и описание исходных условий, чтобы можно было отличить изменения, связанные с деятельностью по закачке CO_2, от изменений, связанных с изменением фона перед закачкой или с природными, или другими антропогенными воздействиями;

d) выявление взаимозависимостей между различными сценариями риска, включая возможность каскадного воздействия, которое может увеличить вероятность или тяжесть последствий;

e) индивидуализированную идентификацию угроз для новых элементов проекта, т. е. элементов, уникальных для рассматриваемого участка или не встречавшихся в предыдущей деятельности оператора проекта.

6.7.3 Анализ риска

6.7.3.1 Принципы

Анализ риска должен обеспечить техническую основу для оценки риска. Анализ риска должен основываться на наилучших имеющихся знаниях и научных рассуждениях и быть направлен на определение вероятности и серьезности потенциальных последствий для каждого сценария риска.

Если уровень неопределенности для сценария риска влияет на оценку риска или выбор мероприятий по снижению риска, то следует проанализировать и задокументировать влияние неопределенности на оцененный уровень риска.

6.7.3.2 Процесс

Оператор проекта должен документировать прозрачным, прослеживаемым и последовательным образом, как каждый из следующих элементов был определен в процессе анализа рисков:

a) сценарии риска;

b) вероятность каждого сценария риска;

c) тяжесть потенциальных последствий по отношению к вызывающим озабоченность элементам для каждого сценария риска;

d) источники неопределенности в отношении вероятности и серьезности потенциальных последствий для каждого риска;

e) меры по уменьшению или управлению неопределенностями, влияющими на оценку риска и/или выбор мероприятий по снижению риска;

f) средства управления рисками для предотвращения или смягчения последствий выявленных сценариев риска;

g) места мониторинга, параметры и пороги обнаружения, необходимые для своевременного выполнения мероприятий по снижению рисков;

h) требования к исходным данным и моделям;

i) совокупная вероятность того, что сочетание выявленных сценариев риска может оказать значительное влияние на каждый элемент, вызывающий обеспокоенность.

6.7.4 Оценка риска

6.7.4.1 Принципы

Оценка риска — это процесс оценки уровня, допустимости и приемлемости риска. Для каждого риска результат оценки риска устанавливает требования к эффективности для соответствующей стратегии по минимизации риска.

Оператор проекта должен определить и свести к минимуму источники систематических ошибок при оценке риска. Когда может быть получено достаточно соответствующих данных, количественная оценка вероятности и последствий должна основываться на научных рассуждениях или проверяемой статистике и/или расчетах. В противном случае количественная оценка должна основываться на документально оформленном мнении экспертов, обладающих квалификацией, профессиональным опытом и знаниями о проекте.

6.7.4.2 Процесс

Оператор проекта должен прозрачным, прослеживаемым и последовательным образом задокументировать, как оценивался каждый из следующих элементов в процессе оценки риска:

a) уровень риска до любых мероприятий по его снижению. Если экономическую эффективность мероприятий по снижению используют в качестве основы для определения приемлемости риска, оператор проекта должен подготовить и задокументировать обоснование использования такого подхода;

b) эффект от реализации мероприятий по снижению рисков должен включать оценку того, являются ли варианты снижения допустимого риска разумно осуществимыми, т. е. оправданными, с указанием принципа, согласно которому риск не должен превышать потенциальные выгоды от деятельности;

c) прогнозируемый уровень риска при реализации мероприятий по снижению рисков;

d) степень неопределенности, связанная с уровнем риска, как до, так и после реализации мероприятий по снижению рисков;

e) обоснование исключения выявленных сценариев риска из дальнейшей оценки на основании очень низкой вероятности и/или несущественной значимости потенциальных воздействий при наступлении такого риска.

6.8 План мероприятий по снижению рисков

Оператор проекта должен разработать план мероприятий по снижению рисков для каждого выявленного сценария риска, который не был исключен из дальнейшей оценки в соответствии с 6.7.4.2 e). План мероприятий по снижению рисков должен быть разработан таким образом, чтобы гарантировать снижение риска до приемлемого уровня и его поддержание на этом уровне. План должен содержать следующее:

a) целевой уровень риска, который должен быть достигнут в ходе реализации плана мероприятий по снижению рисков;

b) предпочтительные варианты мероприятий по снижению рисков и процесс их реализации, включая, если применимо, порядок приоритетов, в котором должны быть реализованы отдельные средства контроля риска. При этом оператор проекта должен объяснить, как принимается во внимание неопределенность и почему выбранная стратегия является надежной по отношению к требованиям по эффективности реализуемых мероприятий;

c) план мероприятий по снижению рисков, возникающих при непредвиденных обстоятельствах, который должен быть разработан на основе программы мониторинга непредвиденных обстоятельств (см. 9.4.3), а также моделирования для конкретных объектов 6.7.3;

d) информацию о конкретных лицах, ответственных за реализацию плана мероприятий по снижению рисков, внесенных в реестр рисков проекта (см. 6.9.2.3).

6.9 Документация

6.9.1 Обзор

План управления рисками, результаты оценок рисков и соответствующие планы мероприятий по снижению рисков должны быть разработаны и актуализированы оператором проекта по мере необходимости для обеспечения надлежащего управления рисками на протяжении всего жизненного цикла проекта. Существенные изменения плана управления рисками следует обсудить с регулирующим органом и соответствующими заинтересованными сторонами.

Для реализации плана управления рисками с внесением корректировок (при необходимости) последующая деятельность и анализ процесса управления рисками должны соответствовать следующим критериям:

a) должны быть четко определены обязанности по контролю и анализу в рамках проектной организации;

b) анализ процесса управления рисками гарантирует, что

1) элементы беспокойства уместны,

2) средства управления рисками эффективны, действенны и своевременно внедряются по мере необходимости;

3) данные и информация собирают и, по мере необходимости, проводят соответствующий анализ с целью постоянного снижения риска и улучшения оценки риска и управления;

4) извлеченные уроки (выводы) документируют и анализируют;

5) обнаруживают изменения в контексте, включая изменения критериев оценки риска и самого риска (что может потребовать пересмотра мероприятий по работе с риском);

6) своевременно выявляются возникающие риски;

c) прогресс в реализации планов мероприятий по снижению риска измеряют относительно соответствующих целевых показателей снижения риска [см. 6.8 a)]. Это должно быть сделано путем следования циклическому процессу оценки:

1) эффекта реализованных мероприятий;

2) приемлемости остаточного уровня риска, а если уровень неприемлем, то разрабатывают и внедряют новые мероприятия и оценку их эффективности;

d) результаты проверки процесса управления рисками регистрируют и сообщают внешним и внутренним организациям, в зависимости от обстоятельств, и используют в качестве исходных данных для проверки реализации плана управления рисками.

6.9.2 Документация

6.9.2.1 Принципы

Документация процесса управления рисками должна быть прозрачной и прослеживаемой.

6.9.2.2 Прозрачность

Критерии оценки риска для каждого элемента, вызывающего озабоченность, должны быть задокументированы. В документации должны быть указаны критерии, по которым риск считают приемлемым для каждого элемента, вызывающего озабоченность.

Документация должна включать результаты мониторинга и моделирования, которые формируют основу для оценки рисков.

6.9.2.3 Прослеживаемость

6.9.2.3.1 Реестр рисков

Результаты оценки рисков должны быть последовательно зарегистрированы в реестре рисков проекта, а оценки рисков — сопоставимы во времени. Для каждого зарегистрированного риска в реестре рисков должна быть внесена следующая информация:

a) описание риска;

b) владелец риска;

c) описание мероприятий по управлению риском, запланированных или реализованных;

d) описание оцененной эффективности каждого средства контроля риска при осуществлении мероприятий по управлению риском;

e) лица, ответственные за выполнение контроля при осуществлении мероприятий по управлению риском;

f) график мероприятий по управлению риском;

g) предполагаемый остаточный риск для каждого соответствующего элемента, вызывающего озабоченность, после реализации мероприятий по управлению риском.

6.9.2.3.2 Документация

Оператор должен последовательно документировать следующую информацию:

a) изменения в допущениях при разработке программ для моделирования и мониторинга, а также соответствующие обоснования для этого;

b) физическое или цифровое расположение баз данных с данными мониторинга, отчеты с результатами оценки рисков, моделирования и мониторинга;

c) информация об экспертах, участвующих в мероприятиях с привлечением экспертов для оценки рисков.

Если применяли разные методологии оценки риска, результаты обновленных оценок следует сравнивать с самой последней оценкой. Если результаты обновленной оценки риска значительно отклоняются от предыдущей оценки, причины таких различий должны быть задокументированы.

6.10 Информирование и консультации

6.10.1 Общие положения

Взаимодействия и консультации относительно возможностей и рисков проекта следует проводить как с внутренними, так и с внешними заинтересованными сторонами.

6.10.2 Цели

Информация о рисках должна быть адаптирована к уровню знаний вовлеченных лиц и направлена на достижение следующих целей:

a) способствовать пониманию характера риска, связанного с размещением CO_2, возможных причин риска, потенциальных последствий и мер, принимаемых для управления риском;

b) предоставлять заинтересованным сторонам достоверную и объективную информацию о размещении CO_2 в целом и о конкретном проекте в частности;

c) выявлять и регистрировать восприятие риска заинтересованными сторонами и их потребности, предположения и опасения, которые могут повлиять на решения, основанные на соображениях риска;

d) предоставлять внутренним и внешним заинтересованным сторонам общее понимание об основе для принятия решений о допустимости и приемлемости риска и причин, по которым требуются определенные действия для необходимого управления риском;

e) обращать внимание на тщательность, точность, прозрачность, прослеживаемость и согласованность оценок рисков, а также характер и степень понимания известных или предполагаемых сценариев риска.

6.10.3 Сфера деятельности по информированию о рисках и консультациям

Объем деятельности по информированию о рисках и консультированию варьируется в зависимости от заинтересованных сторон и основных целей проекта. Программа информирования и консультаций должна быть разработана для достижения следующих трех целей:

a) способствовать открытому и эффективному диалогу с регулирующими органами во время подачи заявки на получение разрешения и рассмотрения в отношении:

1) обоснования выбора и характеристики участка;
2) базы знаний, необходимых для выбора места размещения и общей концепции проекта;
3) итеративного процесса управления рисками;
4) программы мониторинга и проверки;
5) эффективности управления рисками;
6) плана закрытия участка;
7) координации функций по информированию о рисках и консультациям между оператором и регулирующими органами;

b) способствовать открытому и эффективному общению и консультациям с заинтересованными сторонами и общественностью по вопросам:

1) обоснования выбора участка (расположения участка);
2) плана экологически ответственного управления рисками;
3) поднятыми заинтересованными сторонами;
4) регистрации и реагирования на опасения заинтересованных сторон и общественности прозрачным и конструктивным образом;

c) способствовать открытому и эффективному обмену информацией о характеристиках участка, которые отклоняются от ожидаемого или прогнозируемого уровня, и должно включать:

1) планы по уведомлению органов власти, заинтересованных сторон и общественности;
2) планы по оценке масштаба и происхождения отклонения;
3) планы по выявлению и внедрению соответствующих мероприятий по управлению рисками;
4) извлеченные уроки и, если применимо, то, как отклонение можно было предсказать и, возможно, избежать;
5) влияние отклонения на окружающую среду и/или экономические показатели проекта, при наличии;
6) внесение изменений в планы управления рисками для конкретных участков, при необходимости.

6.10.4 Целевые показатели результативности

Программа коммуникации и консультаций должна быть направлена на достижение следующих целей:

a) установление контекста управления рисками;

b) удовлетворение интересов заинтересованных сторон, насколько это практически возможно, в рамках имеющихся ресурсов проекта (см. 4.3.3);

c) выявление и глубокий анализ сценариев риска;

d) формирование мнения заинтересованных сторон при определении проблемных элементов и критериев оценки рисков;

e) согласование плана управления с регулирующими органами и соответствующими заинтересованными сторонами.

7 Скважинная инфраструктура

7.1 Общие положения

7.1.1 Область применения

Выбор материалов, проектирование и строительство скважин, связанных с подземным размещением CO_2, основаны на принципах и методах, разработанных в нефтегазовой отрасли. Процессы и процедуры, связанные с инфраструктурой скважин, включая требования к материалам, проектированию и строительству, подробно описаны в существующих отраслевых стандартах (см. [16]—[18]). В разделе приведены аспекты, связанные с инфраструктурой скважин, характерные для подземного размещения CO_2. Объем инфраструктуры скважины, рассматриваемый в данном разделе, включает компоненты от точки доставки CO_2 до хранилища. Другие надземные или наземные сооружения, такие как компрессоры и резервуары для размещения, не рассматривают. Детальный проект скважин должен соответствовать конкретным требованиям по закачке для каждого проекта по размещению CO_2 (см. 8.2).

7.1.2 Документация

Должны вестись точные записи обо всех действиях, связанных со скважиной, таких как проектирование, бурение, испытания, капитальный ремонт, восстановление и ликвидация, и сохраняться в течение всего срока реализации проекта по размещению.

7.2 Материалы

7.2.1 Условия использования

Материалы и оборудование, которые выбирают, изготавливают и используют в качестве элементов скважины, должны соответствовать условиям, которым они будут подвергаться, включая воздействие CO_2.

7.2.2 Выбор материалов

Выбор материалов для наземной инфраструктуры и скважин, таких как трубы, насосно-компрессорные трубы, обсадные трубы, насосы, цемент, электрическое и защитное оборудование, контрольно-измерительные приборы, эластомеры и другие компоненты, должен включать оценку влияния следующих параметров:

a) состояния и состава потока CO_2, подлежащего переработке, транспортировке и размещению;

b) диапазона рабочих давлений;

c) диапазона рабочих температур;

d) планируемого срока службы компонента или проекта;

e) условий окружающей среды на конкретном участке;

f) гальванической коррозии между разнородными металлами;

g) возможного воздействия потока CO_2.

Для оценки допусков на коррозию и номинальных значений давления и температуры следует использовать рекомендуемые практики нефтегазовой отрасли. Особое внимание следует уделять расчетным температурам, когда снижение или большие перепады давления могут вызвать охлаждение за счет эффекта Джоуля-Томсона.

7.2.3 Требования к материалам

Как правило, CO_2 не вызывает коррозию углеродистой стали, но присутствие свободной воды в потоке CO_2 может приводить к образованию угольной кислоты, вызывающей коррозию углеродистой стали. Потенциально агрессивные компоненты потоков CO_2, такие как свободная вода, O_2 и H_2S, должны быть идентифицированы для установления требований к материалам. Углеродистая сталь может использоваться в технологических трубопроводах и оборудовании, наземных трубопроводах и трубах

ствола скважины, контактирующих с потоками CO_2, не содержащими свободной воды или других компонентов в коррозионно-активных концентрациях.

Для объектов инфраструктуры, подверженных воздействию потоков CO_2, которые содержат опасные компоненты в концентрациях, достаточных для того, чтобы поток CO_2 стал коррозионно-активным, материалы должны быть коррозионно-стойкими и могут потребовать химической обработки для сохранения механической целостности (см. [18]). Выполнение программ химического ингибирования следует контролировать в соответствии с рекомендуемой отраслевой практикой для подтверждения их эффективности.

Примечание 1 — Дополнительная информация приведена в [19]—[24].

Используемые эластомеры должны быть химически и механически стабильны в присутствии CO_2, критерии их выбора должны быть основаны с учетом рабочего давления и температуры, компонентов потока CO_2 и оценки диффузионных характеристик CO_2.

Примечание 2 — Не все уплотнительные элементы из эластомеров рассчитаны на работу с CO_2. Дополнительная информация приведена в [25]—[27].

Цемент для скважин не должен давать усадку во время схватывания и должен быть достаточно пластичным, чтобы выдерживать деформацию из-за изменения давления и температуры в ожидаемых условиях эксплуатации скважины. Композиция цемента должна обеспечивать дополнительную химическую стойкость при воздействии CO_2. Цемент должен обеспечивать гидравлическую изоляцию через первичную покрышку резервуара-хранилища.

Примечание 3 — Дополнительная информация о материалах приведена в [28]—[33].

Примечание 4 — Дополнительная информация о конструкции буровой установки и эксплуатационных ограничениях приведена в [34].

7.3 Конструкция

7.3.1 Общие положения

Создаваемая инфраструктура проекта должна способствовать безопасному и эффективному размещению CO_2.

7.3.2 Безопасность

Следует соблюдать применимые правила для входа в ограждения устья скважин CO_2, противопожарной защиты, размещения указателей, включая наименование скважины, информацию об операторе проекта, контактную информацию для аварийных целей и другие предупреждающие знаки. Указатель ветра должен быть виден для наблюдения за направлением ветра (т. е. для оказания помощи в чрезвычайных ситуациях).

Все работы на участке осуществляют таким образом, чтобы свести к минимуму воздействие на окружающую среду и избежать опасности для охраняемых грунтовых вод. Должны быть приняты меры по обеспечению безопасности (планы реагирования) для смягчения последствий разливов, вызванных непредвиденными обстоятельствами, например при бурении пластов с высоким давлением, что может вызвать толчки и выброс пластовых флюидов на поверхность.

Примечание — Дополнительная информация приведена в [35] и [36].

7.3.3 Скважины

7.3.3.1 Буровой участок

При выборе бурового(ых) участка(ов) и размещение скважин(ы) и инфраструктуры необходимо:

a) обеспечить достаточный доступ к буровым участкам, колодцам и устьям буровых установок персонала и обслуживающего транспорта для бурения, осмотра, технического обслуживания, ремонта, реконструкции и испытаний;

b) избегать топографически низких участков, где разница плотностей CO_2 и воздуха может привести к накоплению CO_2;

c) избегать приповерхностных подземных объектов, таких как шахты.

При проектировании скважин для закачки и мониторинга следует учитывать требования к буровому участку для работы с CO_2, включая пространственный доступ, или другие ограничения. Должна быть проведена тщательная оценка всех планируемых наземных и подземных работ и их потенциаль-

ного воздействия на целостность комплекса по размещению. Соответствующие разрешения должны быть получены до начала строительства бурового участка.

7.3.3.2 Конструкция скважины

Скважины в проектах по размещению CO_2 могут содержать нагнетательные скважины для подачи CO_2 в хранилище, контрольные скважины для проведения необходимых измерений и наблюдений, а также скважины для сброса давления с целью регулирования давления в хранилище. В некоторых хранилищах при закачке CO_2 более эффективно использовать горизонтальные и наклонно-направленные скважины, чем вертикальные. Проектирование и бурение скважин должны соответствовать заявленным целям проекта и сводить к минимуму воздействие на любые охраняемые зоны подземных вод или другие выявленные ресурсы. Планы по бурению должны документировать возможность проникновения жидкости и повреждения пласта при бурении.

План бурения и цементирования скважины должен основываться на стандартных инженерных соображениях, аналогичных используемым при бурении нефтяных и газовых скважин, а также на факторах, специфичных для проекта по размещению CO_2, включая:

a) срок службы и требования по ликвидации скважины;

b) требования к обсадным колоннам, средней и длинной колоннам и потребность в использовании коррозионно-стойких материалов;

c) состав и способ укладки цемента;

d) расположение и ориентацию потенциальных путей миграции CO_2 из хранилища в близлежащие геологические образования.

Проект скважин должен учитывать местоположение, характеристики комплекса по размещению и требования к материалам, а также учитывать следующие правила:

- при проектировании нагнетательных скважин для подачи CO_2 в хранилище необходимо оценить приемистость, проницаемость и пористость хранилища, чтобы избежать чрезмерного влияния подземного давления и обеспечить закачку ожидаемого объема CO_2 (см. 5.5.3);
- при проектировании скважин для сброса давления следует учитывать расстояние между скважинами, связность внутри хранилища и требования к наземным сооружениям для сбора или повторной закачки сбрасываемых пластовых флюидов;
- конструкция контрольных скважин должна соответствовать целям и задачам мониторинга.

7.3.4 Трубные элементы скважин

7.3.4.1 Общие положения

Трубы, такие как обсадные колонны, насосно-компрессорные трубы и хвостовики, являются компонентами скважин, которые необходимы для поддержания целостности скважины, а также для закачки и добычи флюидов. Они создают барьеры, обеспечивающие защиту ресурсов подземных вод и безопасную работу по закачке CO_2.

7.3.4.2 Направляющая обсадная колонна

Направляющая обсадная колонна предотвращает обрушение и вымывание стенки скважины. Направляющая обсадная колонна должна быть надежно закреплена и может быть зацементирована для сохранения целостности обсадной колонны и предотвращения вымывания. Скважина должна быть пробурена через направляющую обсадную трубу до защищенных грунтовых вод, и кондукторная обсадная колонна должна быть установлена и зацементирована, если это необходимо для защиты любых грунтовых вод.

7.3.4.3 Кондукторная обсадная колонна

Кондукторная обсадная колонна скважины должна быть установлена и зацементирована на достаточной глубине, чтобы обеспечить:

a) изоляцию защищенных подземных вод;

b) возможность контроля скважины при максимальных пластовых и рабочих давлениях до следующего интервала обсадной колонны.

Примечание — Дополнительная информация приведена в [37] и [38].

7.3.4.4 Промежуточная и длинная колонны

Скважины для CO_2 должны быть оборудованы обсадными колоннами, которые позволят обеспечить безопасную закачку и мониторинг. Обсадные колонны должны быть спроектированы таким образом, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию в течение запланированного срока службы в ожидаемых физических и химических условиях.

Примечание — Дополнительная информация приведена в [39] и [40].

7.3.4.5 Конструкция колонны насосно-компрессорных труб

К конструкции колонны насосно-компрессорных труб должны применять те же требования к материалам и условиям окружающей среды, что и к конструкции обсадных труб, включая необходимость использования коррозионно-стойкого сплава (см. 7.3.3.2).

Для определения минимального требуемого диаметра используют ожидаемую максимальную скорость закачки потока CO_2. Для определения требуемых параметров труб следует использовать максимальное давление закачки.

7.3.4.6 Хвостовик

Хвостовики можно использовать для ремонта или устанавливать во время первоначального строительства, они должны отвечать требованиям к конструкции для обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (см. 7.3.4.4 и 7.3.4.5).

7.4 Строительство и заканчивание скважин

7.4.1 Общие положения

Все скважины, задействованные в проектах по размещению CO_2, должны быть построены и закончены таким образом, чтобы соответствовать целям проекта при сохранении целостности ствола скважины. Детальный план заканчивания должен быть разработан и рассмотрен всеми заинтересованными сторонами. Все используемые материалы должны соответствовать требованиям, изложенным в 7.2.

Примечание — Информация о целостности скважины при бурении и эксплуатации скважин приведена в [37].

7.4.2 Цементирование

Заканчивание скважин для проектов по размещению CO_2 должно быть спроектировано таким образом, чтобы между обсадной трубой и породой от башмака обсадной трубы до планируемой верхней части цемента была уложена хорошо связанная цементная оболочка. Конструкция цементной оболочки должна:

a) конструктивно поддерживать обсадную колонну;
b) противостоять всем ожидаемым нагрузкам на скважину и пласт;
c) полностью герметизировать кольцевое пространство;
d) защищать обсадную колонну от агрессивных жидкостей в соответствующих зонах.

Примечание — Дополнительная информация о цементировании и обустройстве скважин приведена в [41]—[55].

7.4.3 Защита подземных вод

Цемент и обсадная колонна скважин должны обеспечивать гидравлическую изоляцию всех пластов над хранилищем и, в частности, всех защищенных зон с подземными водами.

7.4.4 Оценка и восстановление после цементирования

После того как кольцевое пространство было зацементировано, следует оценить цементное кольцо, чтобы определить утечки. Опрессовку обсадной колонны следует проводить только после достижения требуемой прочности цементного раствора. Оценка должна подтвердить, что свойства цементного слоя соответствуют расчетным значениям.

Примечание 1 — Можно использовать другие методы определения того, что уплотнение зацементированного кольцевого пространства является подходящим и не имеет утечек или дефектов, например обнаружение потока за обсадной колонной путем измерения температуры, шума и потока активированной кислородом воды и молекул CO_2. Дефектные цементные оболочки должны быть отремонтированы с использованием выбранных методов ремонта и материалов, соответствующих требованиям к несущей конструкции и герметизации, предусмотренным первичным проектом цементирования.

Примечание 2 — Дополнительная информация приведена в [55]—[57].

7.4.5 Завершение скважины

Доступ через обсадную колонну должен быть обеспечен перфорацией или другими средствами для подачи потока CO_2 в хранилище. Если необходимы обработки для интенсификации притока или нагнетания, обработку выполняют таким образом, чтобы обеспечить целостность ствола скважины и первичной изоляции.

7.4.6 Требования к мониторингу ствола скважины

Скважины должны быть спроектированы таким образом, чтобы была возможность использования оборудования для непрерывного или периодического мониторинга, включая каротаж и опрессовку в соответствии с 8.5.2 и 8.5.3. Нагнетательная скважина должна иметь связанное с ней измерительное устройство для контроля массы закачиваемого потока жидкости. Датчики температуры закачки полезно использовать для определения плотности закачиваемого флюида, что позволяет оценить забойное давление (см. 8.5.3.3).

Оборудование для мониторинга скважины должно быть спроектировано с учетом конкретных условий, ожидаемых в скважине таким образом, чтобы оно позволяло получать достоверные данные о состоянии скважины. Оборудование для мониторинга может содержать устьевые датчики давления и температуры, датчики давления и температуры в кольцевом пространстве (см. 8.5.3.1), датчики забойного давления и температуры (см. 8.5.3.3) и другое оборудование.

7.5 Борьба с коррозией

7.5.1 Общие положения

Поток CO_2 может содержать коррозионно-активные компоненты, например, NO_x, SO_x, H_2S, H_2O и O_2, которые могут вызывать коррозию стальных компонентов, поэтому необходимо регулярно оценивать общую механическую целостность скважин.

7.5.2 Обслуживание скважин

Поток CO_2 следует контролировать для определения присутствия коррозионно-активных компонентов, чтобы поддерживать целостность скважины и ее компонентов. Текущее техническое обслуживание должно включать периодический визуальный осмотр внешних и внутренних частей на наличие коррозии и реализацию мероприятий по химическому предотвращению внутренней и внешней коррозии стальных компонентов.

Следует разработать программу мониторинга для определения эффективности мер по снижению коррозии. Программа может включать следующие мероприятия, но не ограничиваться ими:

a) проведение химического анализа закачиваемых флюидов на наличие следовых количеств металлов;

b) установку коррозионных купонов на пути закачиваемого потока;

c) проведение ультразвукового или другого неразрушающего контроля сосудов и труб для определения изменения толщины стенок.

7.5.3 Системы катодной защиты

Трубопроводы и резервуары должны быть надлежащим образом защищены от гальванической коррозии с помощью катодной защиты в соответствии с рекомендуемыми отраслевыми практиками или существующими нормами.

7.5.4 Совместимость

Компоненты нагнетаемого потока (т. е. CO_2 и примеси) должны быть совместимы с элементами комплекса по размещению, чтобы гарантировать, что пласт вблизи ствола скважины и компоненты скважины не будут повреждены в результате взаимодействия с нагнетаемой средой. Совместимость можно проверить с помощью лабораторного или геохимического моделирования.

7.6 Оценка состояния скважин

7.6.1 Общие положения

В течение срока реализации проекта по размещению CO_2, вероятно, потребуется капитальный ремонт и повторное заканчивание скважины с целью ремонта компонентов скважины или для получения информации о целостности ствола скважины (см. 7.4.5 и 7.4.6). Детальный план капитального ремонта должен быть составлен с учетом содержания CO_2 в хранилище до начала любой операции капитального ремонта. Необходимые разрешения от всех задействованных регулирующих органов должны быть получены до начала работ по капитальному ремонту.

Скважины, в которых имеются как известные значительные механические дефекты (например, трещины и разломы цемента, отслоение цемента, устойчивое давление в обсадной колонне, миграция газа, разрушение обсадной колонны и т. д.), так и те, которые будут контактировать с закачиваемым CO_2 или зоной повышенного давления в ближайшем среднесрочном периоде, должны быть восстановлены. Восстановление других скважин может быть отложено до тех пор, пока это не потребуется.

7.6.2 Переходящие скважины

Все переходящие скважины, выявленные в области проекта, должны быть оценены с использованием всех имеющихся документов для определения их истории, включая то, как скважины были заглушены и соответствовал ли метод тампонирования целям 7.8.1. Переходящие скважины в пределах области проекта должны оцениваться как потенциальные пути утечки (см. 5.4.6). Оценка должна включать:

a) выявление скважин, проходящих через хранилище в пределах рассматриваемой территории;

b) определение статуса скважины (разведочная, добывающая, нагнетательная, законсервированная или ликвидированная) и право собственности на скважину в пределах рассматриваемой территории;

c) характеристику переходящих скважин по возрасту, типу конструкции, типу и степени механических дефектов и выявлению проблемных скважин, если таковые имеются;

d) оценку потенциальной утечки из скважин и определение скважин, нуждающихся в наблюдении и/или восстановлении;

e) идентификацию скважин в районе рассматриваемой территории, вскрывающих более мелкие горизонты, чем хранилище или прилегающие сооружения (в т. ч. с использованием исследований для обнаружения старых, неучтенных стволов скважин), их состояние и характеристики;

f) выявление скважин, в которых отсутствуют или приведены неадекватные записи о тампонировании для оценки целостности заглушек, подлежащих герметизации во время размещения CO_2;

g) определение химического состава материалов скважин, которые будут контактировать с флюидом, насыщенным CO_2.

7.6.3 Осмотр и испытания

Перед переоборудованием переходящих скважин с целью закачки CO_2 обсадная колонна должна быть осмотрена и испытана на целостность по всей длине с помощью:

a) изучения журналов учета целостности цемента скважины;

b) осмотра обсадной колонны с целью выявления наличия коррозии или повреждений;

c) опрессовки обсадной колонны в соответствии с методиками полевых опрессовок.

Кроме того, необходимо провести каротаж скважины, чтобы установить газонасыщенность вблизи ствола скважины.

7.7 Повторное использование и капитальный ремонт скважин

7.7.1 Общие положения

Проекты реконструкции существующих скважин должны обеспечивать выполнение их функциональных требований и настоящего стандарта. Переоборудование переходящих скважин для использования в проектах по размещению CO_2 следует осуществлять только после тщательной оценки. Все работы по повторному заканчиванию должны обеспечивать возможность контроля скважины и безопасность ствола скважины.

7.7.2 Условия повторного заканчивания и капитального ремонта скважин

Скважина подлежит повторному заканчиванию или капитальному ремонту в следующих случаях:

a) не предусмотрена гидроизоляция по всему комплексу по размещению;

b) требуется ремонтное цементирование для соблюдения требования 7.4.2;

c) произошла потеря механической целостности, о чем могут свидетельствовать:

1) неудачное испытание под давлением;

2) возникающее сообщение между трубой и кольцевым пространством обсадной колонны, указывающее на утечку в трубе или пакере.

7.7.3 Целостность ствола скважины

7.7.3.1 Общие положения

Во время или сразу после повторного заканчивания и капитального ремонта целостность ствола скважины проверяют и оценивают в соответствии с рекомендуемыми отраслевыми практиками.

7.7.3.2 Целостность корпуса

Повторное заканчивание существующих скважин зависит от деталей конструкции первоначальной скважины. В переоборудованных скважинах используют обсадную трубу, соответствующую требованиям 7.3.4. Должны быть сделаны поправки на возраст и состояние обсадной колонны, чтобы в скважины, не соответствующие требованиям 7.3.4, не производили повторное заканчивание.

Должна быть устранена негерметичность корпуса. При обнаружении течения по обсадной колонне целостность цемента должна быть восстановлена. В случае обнаружения движения жидкости за пределами обсадной колонны целостность цемента должна быть восстановлена до установки хвостовика или ремонта обсадной колонны. В этих случаях доступные варианты восстановления могут быть ограничены теми, которые предполагают ремонт корпуса без замены трубы, т. е. установку расширяемых вкладышей или применение цементных или химических герметиков.

После ремонта обсадной колонны необходимо провести опрессовку. Затем пакер и насосно-компрессорную трубу следует повторно установить в скважине, а механическую целостность — определить путем испытания давлением затрубного пространства обсадной колонны.

7.7.3.3 Целостность труб и пакера

Аварийный трубопровод или пакер должны быть отремонтированы при реализации разработанного плана капитального ремонта, который при необходимости рассматривает и согласовывает соответствующий регулирующий орган. Если скважина не подлежит ремонту, ее следует заглушить и ликвидировать в соответствии с 7.8.

7.8 Ликвидация скважин

7.8.1 Общие положения

Процесс ликвидации скважины должен обеспечивать защиту и сохранность хранимого CO_2, предотвращать утечку и обеспечивать возвращение поверхности в состояние, близкое к исходному. Эта деятельность должна контролироваться регулирующими органами, выдающими разрешение на скважину, а также требованиями, изложенными в 10.4.

Дополнительная информация приведена в [58].

7.8.2 Оценка заброшенных скважин

Все заброшенные скважины, в т. ч. переходящие скважины, выявленные в области проекта, должны быть оценены с использованием имеющихся документов для определения их истории, включая то, как скважина была заглушена и соответствовал ли метод тампонирования целям, указанным в 7.8.1. Если скважина не может быть идентифицирована и отсутствуют записи о том, как скважина была заглушена, или скважина была заглушена способом, не соответствующим 7.8.1, скважину следует осмотреть, где это возможно, оценить на предмет риска утечки и квалифицировать для предполагаемой функции в процессе реализации проекта по размещению. Если такая оценка невозможна, следует учитывать потенциальное воздействие таких скважин с помощью методов оценки риска.

7.8.3 Ликвидация

Ликвидацию в конце срока службы скважины, связанной с проектом по размещению, осуществляют способом, отвечающим целям 7.8.1. Во время тампонирования необходимо постоянно следить за состоянием скважины, чтобы флюиды не попадали в ствол скважины или в атмосферу. Весь CO_2 следует вымыть из ствола скважины, а ствол скважины должен быть заполнен жидкостью с плотностью, обеспечивающей контроль над скважиной. Журналы регистрации целостности обсадной колонны и цемента следует повторно просмотреть и сравнить с исходными базовыми журналами, чтобы подтвердить целостность цемента и ствола скважины. Если будет обнаружен дефект цемента или обсадной колонны, следует провести ремонт, если это необходимо для поддержания герметичности, чтобы скважины можно было успешно заглушить для достижения целей, указанных в 7.8.1. Все открытые перфорации должны быть загерметизированы, а затем заглушены или изолированы согласно установленным правилам.

8 Закачка CO_2

8.1 Общие положения

8.1.1 Цели

Основная цель закачки CO_2 состоит в том, чтобы нагнетать поток CO_2 в хранилище с требуемой скоростью в течение запланированного периода времени для безопасного и эффективного размещения CO_2. Операции, связанные с подземной закачкой флюидов, основаны на принципах и методах, разработанных в нефтегазовой отрасли, которые описаны в отраслевых стандартах и других документах. Целью данного раздела является рассмотрение эксплуатационной деятельности, связанной с закачкой CO_2 для подземного размещения CO_2.

Результаты выбора и моделирования характеристик участка (см. 5.5) важны для планирования операций по закачке CO_2.

8.1.2 Объем закачки

Закачку CO_2 для подземного размещения осуществляют на участке для размещения. Действия по закачке потока CO_2 проводят в течение периода эксплуатации (см. рисунок 1) начиная с момента поступления потока CO_2 в устье скважины и до момента прекращения закачки CO_2. Первоначальное планирование и проектирование операций по закачке проводят в период проектирования [см. рисунок 1 и 4.1.4 c)].

Примечание — Объем CO_2, передаваемого на размещение, для разных проектов может быть определен по-разному.

Эксплуатационные действия, не связанные с закачкой потока CO_2, которые могут быть вне периода эксплуатации, такие как ликвидация нагнетательной скважины в период закрытия (см. рисунок 1), в данном разделе не рассматриваются. Испытания с целью определения характеристик участка до периода эксплуатации также не рассматриваются. Ненагнетательные скважины, такие как наблюдательные, не рассматриваются; однако многие принципы эксплуатации и технического обслуживания, описанные в разделе, применимы и к другим типам скважин.

8.2 План закачки CO_2

8.2.1 Общие положения

План закачки должен быть разработан для достижения целей проекта. Планы закачки должны быть подготовлены и задокументированы для всех мест размещения CO_2 в течение периода проектирования до начала закачки [см. 4.1.4 c)].

8.2.2 Компоненты плана закачки CO_2

План закачки CO_2 должен включать следующее:

a) параметры комплекса по размещению;

b) эксплуатационные проектные параметры хранилища;

c) эксплуатационные протоколы и графики технического обслуживания;

d) процедуры коммуникации;

e) процедуры обеспечения безопасности;

f) процедуру обеспечения доступа на участок.

8.2.3 Расчет параметров закачки

8.2.3.1 Общие положения

Элементы и параметры комплекса по размещению, необходимые для разработки плана эксплуатации и технического обслуживания, должны быть определены, собраны и задокументированы во время оценки участка (см. 5.4).

8.2.3.2 Расчетные параметры комплекса по размещению

Гидравлические, геохимические и геомеханические характеристики хранилища(ей) и основной(ых) покрышки(ек) должны быть оценены для установления ограничений, характерных для закачки CO_2 (см. 5.4). Геостатические модели (см. 5.5.2) должны быть установлены для обеспечения геохимического моделирования (см. 5.5.4), геомеханического моделирования (см. 5.5.5) и основы для проектирования компонентов хранилища (см. 5.5.3). Окончательные требования для компонентов хранилища (например, давление и температура на выходе компрессора) должны ограничивать смоделированные сценарии.

В дополнение к информации, изложенной в 5.4, план закачки должен учитывать:

a) имеющиеся данные о бурении и заканчивании, а также информацию об испытаниях переходящих скважин, расположенных в предлагаемом комплексе по размещению, которые могут быть связаны с хранилищем;

b) все доступные истории скважины для оценки конструкции скважины и работы скважины в связи с эксплуатацией;

c) приемлемые и безопасные условия эксплуатации путем проведения испытаний, необходимых для установления максимального рабочего давления и температуры [например, ступенчатые испытания для определения давления разрушения хранилища или уплотнения(ей)];

d) ожидаемый диапазон рабочих давлений и температур в течение срока эксплуатации скважин, включая пуск и остановку закачки;

е) фазовое поведение потока CO_2, связанное с ожидаемыми изменениями давления в хранилище в результате закачки.

8.2.3.3 Моделирование потока перед закачкой

Моделирование потока перед закачкой должно быть выполнено до начала закачки, чтобы помочь в проектировании и разработке плана эксплуатации и технического обслуживания. Моделирование потока должно описывать прогнозируемое поведение CO_2 в недрах и оценивать вместимость, приемистость и риски, связанные с закачкой CO_2 (см. 5.5.3.2 и 5.5.3.3). Моделирование потока должно оценивать количество и размещение нагнетательных скважин, необходимых для достижения требуемой скорости закачки, и оценивать, будет ли предпочтительное размещение каких-либо скважин для сброса давления полезным и эффективным для контроля роста давления (см. 5.5.3.1).

8.2.4 Проектный план хранилища

8.2.4.1 Общие положения

В проектном плане хранилища должно быть указано расположение и количество скважин для закачки CO_2, необходимых для достижения целевых показателей скорости и массы закачки CO_2 (см. 7.3.3.2). В плане также должны быть указаны линии сбора и требования к наземным сооружениям, которые могут быть заново разработаны или изменены для уже существующих сооружений. Проект должен включать инфраструктуру для закачки и мониторинга [см. 4.1.4 с), 7.3 и 7.4].

8.2.4.2 Объект для приема CO_2 и состав CO_2

Должны быть определены состав потока CO_2 и ожидаемые диапазоны давления, температуры и скорости потока на объекте, принимающем CO_2 (см. 5.4.4).

8.2.4.3 Требования к подаче CO_2 и график подачи CO_2

Целевую скорость закачки потока CO_2 для отдельных скважин определяют на основании целевого объема CO_2 для закачки для участка и максимальной скорости закачки на отдельных скважинах. Продолжительность закачки или срок службы хранилища, а также скорость закачки для каждой скважины должны быть в пределах предполагаемой вместимости каждой единицы размещения, определенной как подходящая для размещения.

Для каждой нагнетательной скважины необходимо прогнозировать график закачки на основе проектных параметров комплекса по размещению и результатов моделирования. Если задействовано несколько скважин, то график закачки должен предусматривать перераспределение подаваемого потока CO_2 на другие нагнетательные скважины или сброс, чтобы не превышались пороговые значения давления закачки.

8.3 План эксплуатации и технического обслуживания

8.3.1 Общие положения

План эксплуатации и технического обслуживания должен быть разработан на основе имеющейся проектной документации для достижения целей проекта с использованием безопасных и эффективных процессов. План эксплуатации и технического обслуживания может быть представлен в виде комплекта документов по техническому обслуживанию, эксплуатации и планированию. План эксплуатации и технического обслуживания должен соответствовать применимым нормативным разрешениям и рекомендуемым отраслевым практикам. Оператор проекта должен знать требования разрешений, относящиеся непосредственно к закачке CO_2.

Оператор проекта должен установить политику использования плана эксплуатации и технического обслуживания, эта политика должна быть четко доведена до сведения всего персонала проекта.

В плане эксплуатации и технического обслуживания должно быть определено наличие необходимых компетенций для персонала.

План эксплуатации и технического обслуживания следует периодически пересматривать и обновлять при внесении изменений в операционный процесс или в используемое оборудование (см. 8.3.3).

8.3.2 Рабочие протоколы и графики технического обслуживания

План эксплуатации и технического обслуживания должен определять запланированный график проверок, технического обслуживания и замены оборудования наземных и морских объектов в соответствии с рекомендуемыми отраслевыми практиками для обеспечения безопасных и эффективных операций на участке. В плане эксплуатации и технического обслуживания должны быть предусмотрены протоколы, обеспечивающие оперативное решение вопросов технического обслуживания квалифицированным персоналом.

8.3.3 Учет и управление изменениями

Записи текущего и профилактического обслуживания хранилища ведет оператор проекта. Эти записи должны включать решения об изменениях в операциях. Отклонения от разрешительной документации, первоначального проекта или обычных операций должны регистрироваться должным образом. План эксплуатации и технического обслуживания должен быть обновлен, чтобы отразить эти изменения. Должна быть создана и поддерживаться база данных для эффективного управления изменениями (см. 3.24).

8.3.4 План взаимодействия

Оператор проекта по размещению должен иметь протокол, обеспечивающий установление связи с оператором этапа транспортировки, оператором этапа улавливания и любыми другими операторами, вовлеченными в реализацию CCS-проекта. Оператор проекта размещения должен иметь план взаимодействия с соответствующими регулирующими органами и заинтересованными сторонами. Процедуры связи должны быть доступны персоналу центра управления.

8.3.5 План обеспечения безопасности

План обеспечения безопасности на участке проекта по размещению должен быть разработан в качестве компонента плана эксплуатации и технического обслуживания и должен быть увязан с плановыми операциями, процедурами технического обслуживания и аварийными действиями (см. 7.3.2 и 8.4.3.2). Комплексный план обеспечения безопасности должен включать следующее:

a) порядок реагирования в чрезвычайных ситуациях;

b) порядок действия аварийно-спасательных групп;

c) описание мероприятий по охране труда и технике безопасности для конкретного объекта;

d) требования к обучению по технике безопасности.

План обеспечения безопасности должен обеспечивать реализацию безопасных рабочих процедур и надлежащую подготовку всего персонала проекта для работы с CO_2.

План обеспечения безопасности должен содержать процедуры информирования о проблемах с безопасностью руководством и прекращения закачки, если это необходимо, чтобы предотвратить травмы, повреждение оборудования или ущерб окружающей среде.

8.3.6 План обеспечения доступа на участок

План обеспечения доступа на участок должен быть составной частью плана эксплуатации и технического обслуживания для ограничения несанкционированного доступа к объекту размещения, включая скважины, контрольное оборудование и другую инфраструктуру.

8.4 Операции по закачке

8.4.1 Общие положения

Целью операций по закачке CO_2 является подача потока CO_2 в комплекс по размещению с запланированной скоростью в течение запланированного времени для безопасного размещения проектной массы CO_2.

8.4.2 Закачка

8.4.2.1 Общие положения

Мониторинг ключевых эксплуатационных параметров, определенных в плане эксплуатации и технического обслуживания, должен осуществлять персонал комплекса.

Подробные блок-схемы всех объектов, рабочие параметры технологических объектов (например, максимально допустимое давление в трубопроводах), а также график работ по профилактическому обслуживанию должны быть доступны для персонала.

8.4.2.2 Начало закачки

Процедуры начала закачки потока CO_2 (запуска) должны быть определены в плане эксплуатации и технического обслуживания с включением конкретных инструкций по эксплуатации соответствующих компонентов скважины и объекта.

Оператор проекта должен обеспечить информирование оператора трубопровода, оператора установки по улавливанию CO_2 и всего персонала проекта о запуске (т. е. поступлении потока CO_2 в нагнетательный трубопровод и устье скважины).

Начальник участка и начальник диспетчерской должны знать тип и состав жидкости в выкидных линиях задолго до начала закачки CO_2.

8.4.2.3 Протокол закачки CO_2

План закачки CO_2 должен предусматривать наличие протокола закачки и эксплуатационных инструкций, в которых указаны пределы скорости закачки, давления в затрубном пространстве и давления закачки. Эти параметры регистрируют с помощью автоматизированной системы регистрации данных и автоматически и непрерывно контролируют, чтобы гарантировать, что они остаются в рабочих пределах.

Системы автоматического отключения тестируют в соответствии с планом эксплуатации и технического обслуживания. Любые условия, предшествующие отключению, должны быть определены и проанализированы.

8.4.3 Остановка закачки CO_2

8.4.3.1 Общие положения

Остановка закачки в настоящем стандарте относится к периоду, в течение которого подачу потока CO_2 временно прекращают по запланированным, незапланированным или аварийным причинам.

8.4.3.2 Плановые, внеплановые и аварийные остановки

Запланированные остановки инициирует персонал для тестирования, планового технического обслуживания или из-за ожидаемых перебоев в подаче потока CO_2; цель запланированной остановки должна быть четко указана в плане эксплуатации и технического обслуживания (см. 8.3) и зарегистрирована в базе данных управления изменениями.

Внеплановые отключения персонал не инициирует, они могут происходить из-за отказа оборудования, срабатывания систем блокировки или незапланированных перерывов в подаче потока CO_2.

Аварийные отключения инициирует персонал на основе наблюдений или сообщений внутри или вне участка или системы.

Процедуры остановки, относящиеся к запланированным остановкам, должны быть определены в плане эксплуатации и технического обслуживания.

Следует учитывать краткосрочные и долгосрочные эксплуатационные последствия незапланированной или аварийной остановки. Также следует оценить, требуются ли изменения операционных пороговых значений или операционных протоколов. Операционные изменения вносят по мере необходимости и регистрируют должным образом (см. 8.3.3).

Примечание 1 — Уведомление об отключениях любого характера, возможно, потребуется направлять регулирующему органу в соответствии с условиями разрешения;

Примечание 2 — Использование запорных клапанов, предохранительных клапанов и запорных устройств в скважине для предотвращения неконтролируемого выброса CO_2 из устья скважины, выкидных трубопроводов или другой инфраструктуры зависит от конструкции и расположения хранилища.

8.4.3.3 Запуск после остановки

Процедура запуска должна быть определена в плане эксплуатации и технического обслуживания после плановой остановки. Процедуру запуска пересматривают и обновляют по мере необходимости.

Причина незапланированной остановки должна быть определена до начала процедуры запуска закачки. Все вопросы безопасности, связанные с остановкой и последующим пуском, следует обсуждать с персоналом.

Связь с оператором трубопровода, оператором компрессорного оборудования, оператором установки по улавливанию и всеми работниками участка следует осуществлять непосредственно перед всеми пусками после плановых остановок.

8.5 Сбор данных, мониторинг и тестирование

8.5.1 Общие положения

В плане операционной деятельности, технического обслуживания и мониторинга должны быть указаны данные о давлении, температуре и закачиваемом флюиде, которые получают во время оценки системы для закачки с целью обеспечения безопасных и эффективных операций закачки. Такие данные также должны быть использованы в качестве исходных данных для моделей потока флюида для прогнозирования и проверки производительности.

8.5.2 Данные о наземном оборудовании и закачке

8.5.2.1 Мониторинг поступающего CO_2

Поток CO_2, доставляемый на участок, следует постоянно измерять и периодически отбирать для анализа в пункте передачи или приема в хранилище в целях обеспечения безопасности, регулирования и учета.

Измерение должно включать:

a) калибровку счетчиков через регулярные промежутки времени (не реже одного раза в год) в соответствии с рекомендациями производителей и отраслевыми рекомендациями;

b) записи калибровочных измерений для целей бухгалтерского аудита;

c) определение состава потока CO_2 через регулярные промежутки времени (не реже одного раза в год) для оценки массы закачиваемого CO_2;

d) измерение давления и температуры потока CO_2 для учета изменений плотности потока CO_2 для обеспечения точного измерения;

e) запись количества закачанного CO_2 для целей учета, проектирования и регулирования.

8.5.2.2 Измерения на нагнетательных выкидных трубопроводах

Проводимые измерения на отдельных выкидных линиях закачки CO_2 и/или устьях скважин должны соответствовать требованиям, перечисленным в 8.5.2.1.

Для нескольких нагнетательных скважин после устройства учета должны быть установлены индивидуальные устройства учета на каждой скважине. Необходимо провести сравнение суммы показаний массового расхода на всех скважинах с показаниями общего устройства учета.

Примечание — Любые отклонения в составе потока от проектных значений могут потребовать внесения изменений в процесс или оборудование; эти изменения должны документироваться должным образом.

8.5.3 Мониторинг ствола скважины

8.5.3.1 Давление и температура в затрубном пространстве

В затрубном пространстве между насосно-компрессорной трубой для нагнетания CO_2 и обсадной колонной необходимо контролировать давление и температуру, чтобы получить данные, необходимые для оценки целостности обсадной колонны, насосно-компрессорной трубы и пакера (см. 7.4.1).

Давление в затрубном пространстве не должно превышать номинальное расчетное давление в стволе скважины или регламентированное максимальное давление. Температура в устье скважины не должна превышать номинальную расчетную температуру ствола скважины или регламентированные максимальные или минимальные температуры.

Скважину следует периодически осматривать, чтобы убедиться, что закачиваемая жидкость не попадает в кольцевое пространство, а жидкость из кольцевого пространства — в насосно-компрессорную трубу или геологические формации, через которые проходит скважина (см. 8.5.4.4.2).

8.5.3.2 Давление и температура в нагнетательных трубах на поверхности

Давление и температуру в нагнетательных трубах на поверхности постоянно контролируют и регистрируют, чтобы гарантировать, что эти параметры остаются в требуемых пределах. Эти данные можно использовать для оценки плотности и массы закачиваемых флюидов.

8.5.3.3 Давление и температура закачки

Использование постоянных или временных датчиков для прямого измерения давления и температуры в скважине необходимо для контроля давления и температуры в рабочих пределах. Если используют скважинный манометр, его следует размещать как можно ближе к хранилищу.

Если забойные манометры не установлены или не работают должным образом, для оценки забойных давлений следует использовать данные, полученные непосредственно на устье нагнетательной скважины.

8.5.4 Испытания скважин

8.5.4.1 Общие положения

Испытания скважин проводят для определения того, находятся ли нагнетательные скважины в подходящем состоянии для безопасной и непрерывной закачки потока CO_2, а также для обеспечения соблюдения нормативных требований. Процедура контроля скважины должна быть задокументирована для каждого конкретного испытания. Обсуждение вопросов безопасности должно проводиться непосредственно перед всеми испытаниями.

8.5.4.2 Каротаж скважины

Целостность ствола скважины следует подтверждать для обеспечения безопасной и эффективной закачки CO_2. План технического обслуживания должен включать процедуры осмотра ствола скважины, в которых описывают методы и периодичность осмотра.

План эксплуатации и технического обслуживания должен включать процедуры обработки результатов каротажных испытаний, а также может включать описание мероприятий для устранения выявленных дефектов или определения необходимости последующих испытаний для проверки изменений в компонентах ствола скважины, которые могут неблагоприятно повлиять на операции закачки CO_2.

В процессе каротажа необходимо оценивать:

a) внутреннюю поверхность нагнетательной трубы;
b) внутреннюю поверхность обсадной трубы;
c) целостность цемента, включая связь с трубой и пластом;
d) насыщение подземных формаций CO_2;
e) движение флюидов в геологических формациях, пронизанных скважиной.

Интерпретация результатов каротажа должна показывать:
- изменения флюидонасыщенности в хранилище ниже и выше первичной покрышки;
- изменения толщины насосно-компрессорной трубы;
- изменения толщины обсадной колонны;
- определение необходимости замены цемента.

Примечание — Хотя интерпретация каротажных диаграмм является стандартной практикой, наиболее полезной интерпретацией результатов каротажа может быть сравнение каротажных диаграмм, полученных в разное время. В течение первых нескольких лет эксплуатации периодичность каротажных испытаний скважин может требоваться чаще, чем в последующие годы.

8.5.4.3 Метод установившихся закачек

Определяют среднегодовое давление в хранилище. Для оценки среднегодового давления следует использовать метод установившихся закачек. Необходимо провести сравнение между годовым измеренным значением и расчетным давлением в хранилище. Сравнение этих данных следует оценивать с учетом целостности первичной покрышки и давления закачки.

В качестве альтернативы вместо метода установившихся закачек можно использовать период останова при условии, что оператор может обеспечить достаточный период останова для достижения почти статических условий.

8.5.4.4 Проверка и мониторинг целостности ствола скважины

8.5.4.4.1 Затрубное пространство, цемент, обсадная колонна

Оператор проекта должен поддерживать целостность ствола скважины и соблюдать все правила, касающиеся целостности ствола скважины.

Испытания на механическую целостность проводят для защиты от перемещения скважинных флюидов (затрубных или закачиваемых) в геологические формации, кроме хранилища, через кольцевое пространство насосно-компрессорной трубы — обсадной колонны или за пределы обсадной колонны.

В плане эксплуатации и технического обслуживания должно быть указано, каким образом персонал проекта собирает и анализирует данные о механической целостности скважин.

8.5.4.4.2 Журналы профиля закачки

Регистрацию профиля нагнетания (IPL) следует использовать для определения мест выхода флюида из ствола скважины, выявления движения флюида, когда скважина закрыта (без нагнетания), и оценки общего объема CO_2, закачиваемого в хранилище.

Регистрацию профиля нагнетания следует выполнять с частотой, достаточной для регистрации изменений в вертикальном распределении закачиваемого CO_2.

8.5.5 Уменьшение коррозии

План эксплуатации и технического обслуживания должен включать процедуры мониторинга эффективности мероприятий по снижению коррозии ствола скважины, устья скважины, наземной трубы и сооружений (см. 7.5.2, 7.5.3 и 7.6.3).

8.6 Внутрискважинные работы (капитальные работы)

Капитальный ремонт выполняют для технического обслуживания и повышения производительности скважины. Например, для увеличения скорости закачки, снижения давления закачки, очистки внутренних стенок нагнетательной колонны, удаления отложений со дна ствола скважины, которые могут заблокировать или закрыть перфорационные отверстия, и устранения утечек (см. 7.7). Любые изменения конфигурации скважины должны быть задокументированы в соответствии с процедурами управления изменениями (см. 8.3.3).

9 Мониторинг и верификация

9.1 Цель

Основными целями мониторинга и верификации являются (1) формирование исходных данных для системы управлении рисками для здоровья, безопасности и окружающей среды и (2) оценки эф-

фективности размещения CO_2. Мероприятия по мониторингу и верификации должны быть неотъемлемой частью системы управления рисками, что позволит оценить эффективность проекта и обеспечить уверенность в эффективности сокращения выбросов CO_2 посредством его подземного размещения. Геологию конкретного участка и условия размещения, характерные для конкретного проекта, необходимо учитывать при оценке рисков, чтобы подобрать наиболее эффективную систему мониторинга и верификацию.

Мониторинг относится ко всем действиям, связанным с измерениями и наблюдениями, которые необходимы для обеспечения безопасного размещения, включая действия:

a) по оценке целостности комплекса по размещению, скважин и особенностей геологического строения хранилища;

b) по обнаружению нарушений герметичности и оценке возможных последствий утечки;

c) по определению движения закачиваемого CO_2 и вытесняемого пластового флюида;

d) по оценке выполнения и эффективности мер по управлению рисками (например, минимизация последствий, восстановление).

Мониторинг необходим для определения сокращения выбросов диоксида углерода в результате реализации проекта по размещению и формирует основу для предоставления кредитов на размещение. Данные, получаемые в ходе реализации плана по мониторингу и верификации, могут быть использованы в бухгалтерском учете, процедуры, связанные с бухгалтерским учетом, в настоящем документе не рассматриваются. Дополнительная информация приведена в ИСО/ТР 27915.

9.2 Периоды мониторинга и верификации

9.2.1 Общие положения

План мониторинга и верификации должен быть гибким и адаптированным к изменениям условий размещения или закачки, соответствовать конкретным требованиям различных периодов проекта и геологическим особенностям, а также быть адаптированным к новым научным знаниям и технологиям. Деятельность по мониторингу и верификации не должна увеличивать неприемлемые риски проекта (например, загрязнение или утечка в области, не предназначенные для размещения). План мониторинга и верификации должен охватывать деятельность на протяжении всего проекта. Оператор проекта должен планировать и осуществлять деятельность поэтапно в соответствии с отдельными периодами жизненного цикла проекта. Каждый из этих периодов имеет разные требования к мониторингу и верификации. Настоящий стандарт не распространяется на мониторинг и верификацию периода после закрытия.

9.2.2 Мониторинг в период до закачки

В течение периода до закачки [который длится до начала закачки и соответствует выбору участка, характеристике участка, периодам проектирования и строительства (см. рисунок 1)] должны быть определены уязвимые места проекта и параметры мониторинга. Должен быть разработан план мониторинга и верификации, а также должны быть получены необходимые сведения для конкретного участка для того, чтобы установить требования для будущей оценки эффективности проекта по размещению.

9.2.3 Мониторинг в период закачки

В течение периода закачки (который соответствует периоду эксплуатации, а также может включать пробные закачки) мероприятия по мониторингу и верификации должны давать достаточную информацию для обеспечения безопасной закачки и оценки целостности комплекса по размещению. Практика мониторинга должна быть оценена и адаптирована в процессе закачки, чтобы гарантировать, что мероприятия по мониторингу продолжают быть надлежащими и эффективными.

9.2.4 Мониторинг в период закрытия

В течение периода закрытия деятельность по мониторингу и верификации должна:

a) обеспечивать получение достаточной информации для управления рисками утечки;

b) демонстрировать понимание пластовых процессов, надежность подходов к прогнозному моделированию и согласованность между мониторинговыми наблюдениями и прогностическими моделями;

c) обеспечивать мониторинг утечек для того, чтобы убедиться в целостности комплекса по размещению.

Мероприятия по мониторингу и верификации должны быть разработаны и выполнены также для демонстрации соответствия критериям закрытия, указанным в 10.2.

9.3 Цели и задачи программы мониторинга и верификации

Оператор проекта должен разработать и внедрить программу мониторинга и верификации, которая должна учитывать этапы реализации проекта (см. 9.2). Программа мониторинга и верификации должна быть разработана для достижения следующих целей проекта:

a) защиты здоровья и окружающей среды, а также обеспечения безопасности путем предоставления достаточных доказательств, подтверждающих отсутствие утечки CO_2 или пластового флюида за пределы комплекса по размещению;

b) поддержания системы управления рисками (см. 6.6), включая оценку эффективности корректирующих мер;

c) предоставления необходимой информации:

1) для поддержки принятия решений в рамках реализации проекта и для связи с регулирующими органами (например, см. 4.3);

2) связи с другими заинтересованными сторонами, внешними по отношению к проекту, включая местное сообщество или местных землепользователей (см. 4.6.2);

d) определения периодичности и продолжительности мероприятий мониторинга;

e) определения подповерхностного рассеивания CO_2, обеспечения возможности калибровки и проверки динамических моделей и демонстрации того, что критерии закрытия объекта достигнуты;

f) постоянного улучшения программы мониторинга и верификации и поддержания сопоставимости получаемых данных в соответствии с 4.3;

g) предоставления необходимых данных для количественных расчетов закачиваемого и хранимого CO_2 в соответствии с требованиями, установленными для целей учета (см. 8.5.2.1);

h) поддержки управления операционной деятельностью по закачке потока CO_2 безопасным образом, который соответствует применимым законам и правилам, путем сбора информации, которая демонстрирует, что операции на объекте находятся в установленных пределах, принятых оператором проекта и регулирующими органами;

i) поддержания или улучшения показателей эффективности и безопасности проекта по размещению (см. 8.4.2.3).

9.4 Разработка программы мониторинга и верификации

9.4.1 Процедура разработки программы мониторинга и верификации

Программа мониторинга и верификации должна:

a) содержать явную цель и показатели эффективности деятельности по мониторингу;

b) определять деятельность по мониторингу и процессы, которые должны быть реализованы для оценки эффективности мониторинга по сравнению с первоначальной целью и заранее определенными показателями;

c) содержать описание согласованности программы измерений и верификации с политикой управления рисками, установленной оператором проекта в соответствии с существующими законами и правилами, а также должна быть указана предусмотренная ответственность за нарушение мониторинга (см. 6.6);

d) подвергаться внешнему аудиту и там, где это применимо, подлежать утверждению регулирующими органами;

e) содержать информацию о требованиях к мониторингу и верификации, которые предъявляют внутренние и внешние заинтересованные стороны, при необходимости;

f) описывать процедуры, обеспечивающие уверенность в том, что деятельность по мониторингу осуществляется добросовестно и своевременно.

9.4.2 Содержание программы мониторинга и верификации

Программа мониторинга и верификации должна быть разработана для всех операций по закачке потока CO_2 и предназначена для достижения целей, указанных в 9.3. Программа мониторинга и верификации должна основываться на ожидаемом распределении CO_2 в недрах, ожидаемом распределении давления в комплексе по размещению и рядом с ним, а также на вызывающих озабоченность элементах (см. 6.5), определенных в плане управления рисками.

Программа мониторинга и верификации должна быть применима к конкретным условиям участка и содержать описание:

a) оценки рисков для участка;

b) мест мониторинга, параметров и пределов обнаружения, относящихся:

1) к элементам, вызывающим озабоченность на основе оценки рисков проекта;

2) определению необходимости в модификации моделей численного прогнозирования;

3) операциям по закачке CO_2, включая состав потока, скорость закачки, объемы закачки и пластовое давление;

4) необходимости убедиться в том, что достигнуты критерии закрытия (см. раздел 10);

c) плана мониторинга атмосферы, приповерхностных слоев с указанием допущений и ожидаемых результатов;

d) возможных изменений параметров мониторинга, а также частоты, места и продолжительности действий по мониторингу для каждого параметра мониторинга;

e) показателей эффективности (например, критерии оценки успешности программы мониторинга), которые должны быть достигнуты при реализации программы;

f) метода(ов), используемого(ых) для оценки движения CO_2;

g) процессов и периодичности пересмотра и обновления программы мониторинга и верификации;

h) графика и формы отчетности для документального подтверждения соответствия требованиям мониторинга и верификации в соответствии с применимыми правилами или требованиями регулирующих органов или по согласованию с ними;

i) плана реагирования на наблюдения, выходящие за ожидаемые пределы;

j) стратегии восстановления, включая, при необходимости, повторную оценку сценариев риска, программ мониторинга и операций на основе информации, собранной в ходе реализации плана реагирования.

Примечание — Примеры конкретных параметров мониторинга:

- целостность скважин (см. 8.5.3);
- целостность комплекса;
- давление внутри комплекса;
- пространственное распределение зоны повышенного давления;
- изменение давления в самом глубоком проницаемом пласте;
- вытеснение пластовой воды в водохранилище или прилегающие пласты;
- наведенная сейсмичность или микросейсмическая активность;
- деформации (поднятие, проседание) земной поверхности;
- изменчивость атмосферных, приповерхностных и подповерхностных условий;
- геохимические изменения в пласте при закачке CO_2.

9.4.3 Мониторинг непредвиденных обстоятельств

Программа мониторинга и верификации должна содержать описание, как следует реагировать на наблюдения, указывающие на возникновение ситуаций, отличных от ожидаемой.

В программе мониторинга и верификации должны быть описаны эксплуатационные изменения, которые, скорее всего, потребуется осуществить в связи с возникновением конкретных ситуаций, отличных от ожидаемой.

10 Закрытие проекта

10.1 Общие положения

Целью данного раздела является определение критериев закрытия проекта, выполнение которых обеспечивает высокую степень уверенности в том, что закачиваемый CO_2 будет удерживаться в комплексе по размещению и что риски, связанные с реализацией проекта, являются минимальными, а также в установлении требований к процессу, который позволит оператору проекта доказать соответствие этим критериям.

10.2 Критерии закрытия проекта

В данном пункте изложены общие критерии закрытия, которым должен соответствовать проект в течение периода закрытия. Эти критерии должны быть разработаны таким образом (например, путем установления количественных показателей эффективности), чтобы соответствие критериям можно было продемонстрировать в процессе закрытия (см. 10.4.1). Критерии для закрытия проекта:

a) оператор проекта должен продемонстрировать, что объект соответствует установленным целям проекта, включая те, которые касаются отсутствия утечки диоксида углерода, воздействия на здоровье человека и окружающую среду;

b) комплекс по размещению CO_2 должен быть достаточно изучен, чтобы с высокой степенью достоверности оценить его будущую эволюцию. Особое внимание следует уделить следующим аспектам:

1) наблюдаемое рассеивание, миграция CO_2, долгосрочное распределение CO_2 в комплексе по размещению;

2) изменение пластового давления в процессе эксплуатации и прогнозируемое изменение пластового давления в будущем;

3) вытеснение и изменение состава пластового флюида в течение периода эксплуатации и последствия движения флюида в будущем;

c) вероятность будущих утечек закачанного CO_2 и потенциального негативного воздействия на здоровье человека, окружающую среду должна соответствовать критериям, установленным для проекта [см. 6.8 a)];

d) все скважины должны быть заглушены и ликвидированы в соответствии с требованиями 7.8, если иное не предписано регулирующим органом;

e) наземные объекты и оборудование, связанные с проектом по размещению, должны быть ликвидированы. Наземные сооружения, являющиеся неотъемлемой частью других операций или предназначенные для иного использования, могут быть оставлены.

10.3 План закрытия

Оператор проекта должен разработать план закрытия, в котором указывают ключевые показатели эффективности закрытия объекта и документируют процесс квалификации закрытия. Этот план должен быть разработан до начала закачки, должен регулярно пересматриваться и обновляться, по мере необходимости, в течение жизненного цикла проекта и должен быть сформирован в окончательном виде до того, как проект вступит в период закрытия.

План закрытия должен содержать:

a) ключевые количественные показатели эффективности, используемые для измерения соответствия критериям закрытия (см. 10.2), которые должны включать:

1) эксплуатационные требования, обновляемые на протяжении всего срока реализации проекта по размещению;

2) любые конкретные требования по закрытию, установленные регулирующим органом;

3) общие процедурные требования по закрытию, как это предусмотрено в применимых правилах;

b) описание процесса и сроков проверки соответствия требованиям предварительного закрытия;

c) сведения о текущем мониторинге в соответствии с 9.2.4 и 10.2 b), которые, в частности:

1) определяют необходимые технологии мониторинга;

2) содержат график планируемых мероприятий по мониторингу;

d) предварительный перечень корректирующих действий по устранению любой миграции флюидов (CO_2 или иных пластовых флюидов) из комплекса по размещению через скважины;

e) сведения о сборе, анализе, оценке и структурировании информации, необходимой для получения разрешений регулирующих органов на вывод из эксплуатации существующей инфраструктуры;

f) предварительную информацию о выводе из эксплуатации инфраструктуры участка по размещению, включая информацию о глушении и ликвидации скважин (см. 7.8) и выводе из эксплуатации наземных сооружений, связанных с закачкой CO_2 и операциями мониторинга;

g) указание о способах уведомления будущих землевладельцев и (если применимо) владельцев ресурсов о закачанном CO_2 и оставшейся подземной инфраструктуре.

10.4 Проверка соответствия требованиям в процессе закрытия

10.4.1 Процесс проверки

В процессе проверки соответствия требованиям оператор должен завершить составление плана закрытия (см. 10.3) и выполнить действия, указанные в плане. Процесс проверки соответствия требованиям в ходе закрытия должен быть структурирован и прозрачен и должен демонстрировать, что риски и неопределенности постепенно снижались на протяжении всего жизненного цикла проекта. Процесс проверки соответствия требованиям должен включать:

a) диалог между оператором проекта и регулирующим органом, в котором выражается намерение прекратить закачку, инициировать выполнение плана закрытия и установить согласие относитель-

но интерпретации любых нормативных требований по закрытию участка, указанных в плане закрытия [см. 10.3 a) 2)];

b) доработку плана закрытия, в котором подробно описывается процесс, с помощью которого будет показано соответствие критериям закрытия участка;

c) сбор сведений и данных, которые будут использованы для оценки соответствия критериям закрытия участка и возможных рисков и неопределенностей [см. 10.4.1 f)], включая:

1) операционные журналы, документирующие историю проекта;

2) журналы мониторинга, которые документируют и отображают историю действий по мониторингу;

3) обновленную базу данных рисков проекта, показывающую, как отдельные сценарии возможных рисков, которые были проанализированы, развивались на протяжении всего жизненного цикла проекта, включая описание причин повышения или понижения уровня риска в течение жизненного цикла проекта;

4) описание того, как ключевые факторы неопределенности анализировались и управлялись на протяжении всего срока службы проекта;

5) обобщение результатов и выводов, сделанных в результате мониторинга, моделирования и оценки рисков, для подтверждения соблюдения критериев закрытия проекта;

6) описание исторической производительности хранилища по сравнению с прогнозами, моделированием и симуляцией;

d) обновление прогнозных характеристик хранилища и выявление остаточного риска для здоровья, обеспечения безопасности и охраны окружающей среды, включая риски, связанные с ликвидацией скважин и выводом объекта из эксплуатации;

e) проверку прогнозных характеристик хранилища и воздействия на окружающую среду;

f) демонстрацию соответствия критериям закрытия участка и целям снижения рисков [см. 6.8 a)], связанным с закрытием.

10.4.2 Документация

Отчеты, результаты и другие данные, формирующие основу для проверки соответствия требованиям в процессе закрытия, включая данные, рекомендованные в 10.4.1c), после завершения процесса закрытия должны быть заархивированы.

10.4.3 Сопутствующие виды деятельности

Другие положения настоящего стандарта также устанавливают требования к оператору проекта в период закрытия.

В период закрытия должны быть выполнены следующие мероприятия:

a) управление рисками (см. раздел 6):

1) реализация плана управления рисками (см. 6.6);

2) внедрение и пересмотр плана работы с рисками (см. 6.8);

b) инфраструктура скважин (см. раздел 7):

1) эксплуатация и техническое обслуживание контрольных скважин (см. 7.6 и 8.5.4.4);

2) ликвидация нагнетательных, наблюдательных и контрольных скважин (см. 7.8);

c) мониторинг и верификация (см. раздел 9):

1) выполнение программы мониторинга в период закрытия (см. 9.2.4).

Библиография

[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, CO_2 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 — Select Legislative Instrument 2011 No. 54

[7] BRGM/RP-60369-FR. Lignes de conduite pour la sécurité d'un site de stockage géologique de CO_2, 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 15HR-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 6D-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 11D1 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-Z662-11, 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 H_2S-containing environments in oil and gas production

[32] ANSI (American National Standards Institute)/NACE International, ANSI/NACE MR0175-2009, Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H_2S-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 (American Petroleum Institute), 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 (American Petroleum Institute), RP 10B-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 (American Petroleum Institute), RP 10B-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 (American National Standards Institute)/API (American Petroleum Institute), ANSI/API RP 10B-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 (American Petroleum Institute), 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] API (American Petroleum Institute), API (American Petroleum Institute), 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 equipment

[51] API (American Petroleum Institute), Spec 10A-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 Centralizers, 2002

[54] ISO 10427-1, Petroleum and natural gas industries — Equipment for well cementing — Part 1: Casing bow-spring 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 (CO_2 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

УДК 504.3.054 ОКС 13.040

Ключевые слова: улавливание, транспортирование и размещение углекислого газа, подземное размещение

Редактор *З.А. Лиманская*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 16.02.2023. Подписано в печать 02.03.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,05. Уч.-изд. л. 5,45.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru