ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТР ИСО 27913— 2023

УЛАВЛИВАНИЕ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Трубопроводные транспортные системы

(ISO 27913:2016, IDT)

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным государственным бюджетным учреждением науки «Ордена Трудового Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук» (ИНХС РАН), Федеральным государственным бюджетным учреждением «Российский институт стандартизации» (ФГБУ «Институт стандартизации») 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. № 86-ст

4 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ИСО 27913:2016 «Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа — Трубопроводные транспортные системы» (ISO 27913:2016 «Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems», IDT).

При применении настоящего стандарта рекомендуется использовать вместо ссылочных международных стандартов соответствующие им национальные и межгосударственные стандарты, сведения о которых приведены в дополнительном приложении ДА

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 (www.rst.gov.ru)

Содержание

Введение

Технологии улавливания, транспортирования и хранения диоксида углерода являются ключевыми элементами в достижении цели по снижению выбросов парниковых газов в атмосферу. Трубопроводный транспорт, вероятнее всего, будет основным средством транспортирования диоксида углерода от точки улавливания до мест размещения (например, истощенные углеводородные пласты, глубокие солевые водоносные горизонты), где он будет постоянно удерживаться или использоваться для других целей [например, для закачки в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи (EOR)]. Существует мнение, что транспортирование углекислого газа трубопроводами не представляет серьезного препятствия при реализации крупномасштабных проектов по улавливанию, транспортированию и размещению диоксида углерода, хотя и имеется значительно меньше опыта, чем в сфере транспортирования углеводородов (например, природного газа), и существует ряд проблем, которые необходимо знать, уметь прогнозировать и эффективно управлять возможными рисками для обеспечения безопасного транспортирования диоксида углерода. Учитывая существующие проекты, может возникнуть потребность в создании крупных трубопроводных систем в густонаселенных районах для сбора диоксида углерода из нескольких источников.

Стандарт устанавливает дополнительные требования и рекомендации к проектированию, строительству и эксплуатации трубопроводов, предназначенных для крупнотоннажного транспортирования диоксида углерода, которые не описаны в действующих стандартах на трубопроводы (ИСО 13623, АСМЕ Б31.4, ЕН 1594, АС 2885) или в других стандартах (см. библиографию). Действующие стандарты охватывают многие вопросы, связанные с проектированием и строительством трубопроводов диоксида углерода, однако некоторые вопросы отражены в них недостаточно. В настоящем стандарте представлены сведения по таким вопросам. Настоящий стандарт не является самостоятельным стандартом, а подготовлен в качестве дополнения к другим действующим стандартам для наземных или подводных трубопроводов для природного газа или жидкостей.

Транспортирование диоксида углерода морским, железнодорожным и автомобильным транспортом в настоящем стандарте не рассматривается.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УЛАВЛИВАНИЕ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Трубопроводные транспортные системы

Carbon dioxide capture, transportation and geological storage.
Pipeline transportation systems

Дата введения — 2023—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает дополнительные требования и рекомендации для трубопроводов, используемых для транспортирования углекислого газа (диоксида углерода).

Стандарт применим:

- к наземным и морским трубопроводам для транспортирования диоксида углерода;
- переоборудованию существующих трубопроводов для транспортирования диоксида углерода.

Область применения настоящего стандарта схематично представлена на рисунке 1. Границей между объектами улавливания и транспортирования является точка, соответствующая входному вентилю трубопровода, в которой состав, температура и давление потока диоксида углерода должны находиться в заданном диапазоне и удовлетворять требованиям, установленным настоящим стандартом.

Граница между транспортированием и размещением — это точка, в которой поток диоксида углерода выходит за пределы транспортной трубопроводной инфраструктуры и поступает в инфраструктуру размещения или использования.

Стандарт также включает аспекты обеспечения качества потока диоксида углерода, а также смешения потоков диоксида углерода из разных источников.

Рассмотрены также вопросы обеспечения безопасности и охраны окружающей среды при эксплуатации трубопроводных систем для транспортирования диоксида углерода.

2 Нормативные ссылки

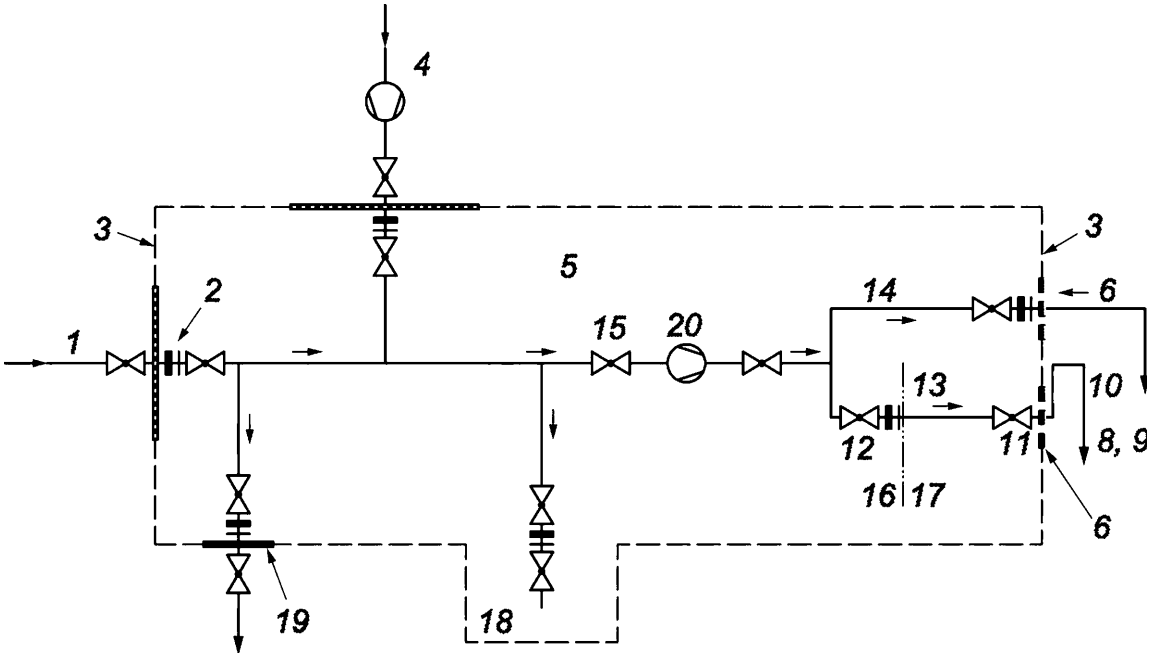
В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие международные стандарты [(для датированных ссылок применяют только указанное издание ссылочного стандарта, для недатированных — последнее издание (включая все изменения)]:

ISO 3183:2012[1]) Petroleum and natural gas industries — Steel pipe for pipeline transportation systems (Нефтяная и газовая промышленность. Трубы стальные для систем трубопроводного транспорта)

ISO 20765-2 Natural gas — Calculation of thermodynamic properties — Part 2: Single-phase properties (gas, liquid, and dense fluid) for extended ranges of application [Природный газ. Расчет термодинамических свойств. Часть 2. Свойства в пределах одной фазы (газ, жидкость и плотная жидкость) для расширенных областей применения]

[1]) Заменен на ISO 3183:2019. Однако для однозначного соблюдения требований настоящего стандарта, выраженного в датированной ссылке, рекомендуется использовать только указанное в этой ссылке издание.

Издание официальное



1 — входящий поток диоксида углерода после его извлечения; 2 — изолирующее соединение; 3 — граница области применения настоящего стандарта; *4* — другой возможный источник диоксида углерода; 5 — области применения настоящего стандарта; *6* — граница перехода в зону объектов размещения диоксида углерода; 7 — береговые хранилища диоксида углерода; 8 — морские хранилища диоксида углерода; *9* — закачивание диоксида углерода в нефтяные пласты для увеличения нефтеотдачи; *10*— райзер на выходе транспортного трубопровода; *11* — подводная запорная арматура; *12* — береговая запорная арматура; *13* — подводный трубопровод; *14* — наземный трубопровод; *15* — запорная арматура; *16* — выход трубопровода на берег; *17* — водоем/море; *18* — сторонняя транспортная система; *19* — транспортирование диоксида углерода для других целей, за исключением 7, 8 и *9; 20* — дожимная станция, перекачивающий агрегат

Рисунок 1 — Схематическое изображение области применения настоящего стандарта

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями.

Международная организация по стандартизации (ИСО) и Международная электротехническая комиссия (МЭК) ведут терминологические базы данных, предназначенные для использования в стандартизации, размещенные в сети Интернет:

- Платформа онлайн-просмотра ИСО: доступна на https://www.iso.org/obp;
- Электропедия МЭК: доступна на http://www.electropedia.org/.

3.1 **допустимое давление** (arrest pressure): Внутреннее давление в трубопроводе, при котором трубопровод обладает достаточной механической прочностью или недостаточной энергий для разрушения (3.8).

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

3.3 **допуск на коррозию** (corrosion allowance): Проектный запас толщины стенки трубопровода, который необходим для компенсации любого уменьшения толщины стенки из-за коррозии (внутренней/внешней) в течение расчетного срока службы трубопровода.

3.4 **критическая точка** (critical point): Наиболее высокое значение температуры и давления, при которых чистое вещество (например, диоксид углерода) может одновременно существовать в виде газа и жидкости, находящихся в равновесии.

3.5 **критическое давление** (critical pressure): Давление при критической температуре.

Примечание — Согласно [16] абсолютное критическое давление для чистого диоксида углерода равно 7,3773 МПа (избыточное давление составляет 7,28 МПа).

3.6 **критическая температура** (critical temperature): Температура, выше которой газ невозможно перевести в жидкое состояние ни при каком давлении.

Примечание — Критическая температура для чистого диоксида углерода составляет 304,1282 К.

3.7 **плотная фаза диоксида углерода** (dense phase): Диоксид углерода, находящийся в жидком или сверхкритическом состоянии.

3.8 **пластичное разрушение** (ductile fracture): Процесс разрушения, связанный со значительной пластической деформацией.

Примечание — Пластичное разрушение иногда называют «разрушением сдвига».

3.9 **гладкостное внутреннее покрытие** (flow coating): Внутреннее покрытие трубопровода для уменьшения шероховатости, что способствует минимизации трения.

3.10 **устройство для предотвращения разрушений** (fracture arrestor): Дополнительный компонент трубопровода, который может быть установлен вокруг участков трубопровода, предназначенный для предотвращения распространения трещин.

Примечание — Устройство для предотвращения разрушений также называют барьерным швом.

3.11 **свободная вода** (free water): Вода (чистая вода, вода с растворенными солями, водно-гликолевые смеси или другие смеси, содержащие воду), которая не растворяется в газообразной или плотной фазе диоксида углерода, то есть существует в виде отдельной фазы.

3.12 **внутренний плакирующий слой трубопровода** (internal cladding): Покрытие на внутренней поверхности трубопровода, при этом соединение между трубой и внутренним покрытием выполнено с применением технологий металлургии.

3.13 **футеровочное внутреннее покрытие трубопровода** (internal lining): Труба с внутренним покрытием, при этом связь между трубопроводной трубой и покрытием выполнена механическим способом.

3.14 **максимальная проектная температура** (maximum design temperature): Максимально возможная температура, которая может локально воздействовать на оборудование или систему в ходе строительства или эксплуатации.

3.15 **максимальное рабочее давление** (maximum operating pressure): Максимально возможное давление в оборудовании или системе, которое допустимо при строительстве и эксплуатации.

3.16 **минимальная проектная температура** (minimum design temperature): Минимально возможная температура, которая может локально воздействовать на оборудование или систему в ходе строительства или эксплуатации.

3.17 **минимальное рабочее давление** (minimum operating pressure): Минимально возможное давление в оборудовании или системе, которое допустимо при строительстве и эксплуатации.

3.18 **неконденсируемые газы** (non-condensable gases): Химические вещества, находящиеся частично в газообразном состоянии при условиях эксплуатации трубопровода.

3.19 **рабочий диапазон** (operating envelope): Предельные значения параметров, при которых возможна безопасная работа оборудования или системы с приемлемой эффективностью.

3.20 **ввод трубопровода в эксплуатацию** (pipeline commissioning): Работы, связанные с первичным наполнением трубопроводной системы и созданием необходимого давления посредством нагнетания флюида, предназначенного к транспортировке.

3.21 **осушка транспортируемого потока** (pipeline dehydration): Процесс удаления воды из потока диоксида углерода (3.2) до уровня ниже расчетного максимального значения содержания воды.

3.22 **осушка трубопровода** (pipeline dewatering): Удаление воды после гидравлических испытаний трубопроводной системы.

3.23 **быстрая газовая декомпрессия** (rapid gas decompression): Явление, вызванное миграцией флюида на молекулярном уровне внутрь полимера и формированием пузырьков, которые могут разрываться после снижения давления.

3.24 **давление насыщения** (saturation pressure): Давление пара, находящегося в равновесии с жидкостью при данной температуре.

Примечание — Термин «давление насыщения» также упоминается как «давление насыщенного пара».

3.25 **краткосрочный резерв хранения** (short-term storage reserve): Накопление транспортируемого флюида в напорном участке трубопровода дополнительно к потоку, извлекаемому из трубопровода, с целью временного хранения этого флюида

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

3.27 **тройная точка** (triple point): Значение температуры и давления на фазовой диаграмме, при которых три фазы (газ, жидкость и твердое вещество) вещества находятся в состоянии термодинамического равновесия.

4 Условные обозначения, сокращения и единицы измерения

4.1 Условные обозначения

C_v — ударная вязкость надрезанного образца стали трубопровода, Дж;
c_{cf} — поправочный коэффициент;
E — модуль Юнга, МПа;
A_c — тестовое отверстие с площадью, равной 80 мм^2;
$<j_f$ — напряжение пластического течения, МПа;
R — средний радиус трубопровода, мм;
t — минимальная толщина стенки трубопровода, мм;
c_a — допустимое напряжение, МПа;
P_s — максимальное давление насыщения (избыточное давление), МПа изб., для чистого диоксида углерода критическое давление равно 7,28 МПа изб.;
OD — внешний диаметр трубопровода, мм.

4.2 Сокращения

CCS — улавливание и хранение углекислого газа;
EOR — увеличение нефтеотдачи;
GERF — Европейская газовая исследовательская группа;
IMP — план управления целостностью;
MAOP — максимально допустимое рабочее давление;
PIG — скребок диагностики трубопровода;
SCADA — система контроля и сбора данных;
SI —Международная система единиц.

4.3 Единицы измерения

Все единицы, используемые в настоящем стандарте, являются единицами, принятыми Международной системой единиц.

5 Свойства диоксида углерода, потоков диоксида углерода и смешивание потоков диоксида углерода, влияющие на транспортирование по трубопроводу

5.1 Общие положения

В соответствии с ИСО 20765-2 следует учитывать, что чистый и содержащий примеси диоксид углерода могут иметь свойства, значительно отличающиеся от свойств углеводородных потоков, что будет оказывать влияние на все этапы жизненного цикла трубопровода.

Термодинамические и химические свойства чистого диоксида углерода приведены в литературе (см. [50]). Рабочие диапазоны температуры и давления при транспортировании диоксида углерода будут варьироваться в зависимости от проекта. Диоксид углерода можно транспортировать как в газообразном состоянии, так и в плотной фазе. Существует большая разница в плотности между газообразной и плотной фазами, поэтому следует избегать условий эксплуатации, близких к термобарическим параметрам, соответствующих кривой насыщения флюида. Если по какой-либо причине двухфазного потока нельзя избежать, то этому вопросу следует уделить особое внимание при проектировании и эксплуатации (см. [25] и [52]).

Следующие подпункты предназначены для информирования проектировщиков и операторов трубопроводов о том, как принять решение о правильных параметрах, чтобы избежать негативного воздействия на целостность трубопровода.

Примеси в потоке диоксида углерода могут отрицательно сказаться на целостности трубопровода. В процессе проектирования должны быть указаны максимальные значения содержания примесей в потоке диоксида углерода и должно быть установлено надежное измерительное оборудование для контроля состава в соответствии с требованиями до его поступления в трубопровод. Дополнительная информация по этому вопросу приведена в приложении А.

5.2 Чистый диоксид углерода

5.2.1 Термодинамика

Необходимо учитывать термодинамические свойства диоксида углерода, особенно давление насыщения, поскольку они будут оказывать существенное влияние на конструкцию трубопровода. Если максимально допустимое рабочее давление выше критического давления, то критическое давление следует использовать в качестве основного определяющего параметра для проектирования. Это позволяет избежать пластического разрушения трубопровода, за исключением случаев, когда рабочий диапазон давления и температуры такой, что значения давления и температуры насыщения всегда ниже критического давления и температуры. Для других случаев следует использовать в качестве определяющего параметра максимально допустимое рабочее давление (см. 7.3).

5.2.2 Химические реакции и коррозия

Использование диоксида углерода без примесей позволяет избежать возникновения химических реакций, а также коррозионных процессов внутри трубопровода.

5.3 Потоки диоксида углерода

5.3.1 Термодинамика

Следует учитывать, что фазовая диаграмма и физико-химические свойства будут изменяться в зависимости от состава потока диоксида углерода приводя, среди прочего, к изменению значений давления насыщения по сравнению с чистым диоксидом углерода. Наибольшее значение давления насыщения должно быть основным расчетным параметром для предотвращения пластического разрушения, за исключением случаев, когда рабочий диапазон давления и температуры такой, что значения давления и температуры всегда ниже критического давления и критической температуры. Давление насыщения для конкретного потока можно определить, используя формулу GERG (см. ИСО 20765-2), или любые другие аналогичные формулы или методики, подходящие для конкретного состава потока диоксида углерода, например [37].

5.3.2 Химические реакции

Следует принимать во внимание, что примеси в потоке диоксида углерода могут вступать в реакции с образованием других соединений. Присутствие таких соединений может повлиять на термодинамические свойства потока диоксида углерода. В худшем случае это приведет к образованию свободной воды, твердым отложениям или коррозии. При проектировании транспортной системы требуется подтвердить расчетами или результатами лабораторных испытаний отсутствие негативных эффектов таких, как образование свободной воды.

5.4 Смешивание потоков диоксида углерода

Подключение новых источников к действующей трубопроводной системе может привести к тому, что поток диоксида углерода больше не будет соответствовать прежним проектным требованиям. В этом случае необходимо провести повторный анализ проекта, чтобы убедиться, что измененный состав по-прежнему соответствует основным проектным требованиям, а также эксплуатационным требованиям.

6 Разработка концепции и принципы проектирования

6.1 Общие положения

В разделе приведены требования и рекомендации, связанные с вопросами проектирования, относящиеся к особенностям трубопроводных систем для диоксида углерода.

Трубопроводы для диоксида углерода должны быть спроектированы в соответствии с отраслевыми стандартами и применимыми нормативными требованиями.

6.2 Концепция безопасности

Безопасность в разных странах обеспечивается по-разному. Некоторые страны используют основанные на рисках вероятностные подходы к проектированию и эксплуатации, другие используют детерминистские подходы. Эти концепции можно найти в действующих стандартах на трубопроводы [ИСО 13623, ЕН 1594, АС 2885 или других стандартах (см. библиографию)]. Следовательно, для оценки рисков, управления рисками и выявления опасностей проектировщики и операторы трубопроводов должны обращаться к этим стандартам.

Следует учитывать, что в настоящее время имеются ограниченные статистические данные, касающиеся трубопроводов для диоксида углерода, например, [56]. Пользователи настоящего стандарта должны знать, что из-за различных подходов к проектированию и условий эксплуатации сведения в базах данных о происшествиях на трубопроводах для транспортирования других потоков, например, природного газа, могут не в полной мере подходить для потоков диоксида углерода. Поэтому их следует использовать с осторожностью.

Статистические данные об отказах наземных и морских трубопроводов следует рассматривать отдельно, особенно в отношении причин внешнего ущерба от третьих лиц. Используют статистические базы данных, относящиеся к схожим условиям, при различиях в подходах к проектированию применяют соответствующие поправочные коэффициенты. Например, требования к минимальной глубине залегания трубопровода могут варьироваться в зависимости от страны, в результате чего частота или серьезность повреждения трубопровода третьими лицами могут различаться.

При частотном анализе аварийных ситуаций следует подробно изучить имеющиеся исторические данные об инцидентах, чтобы извлечь и использовать наиболее важные сведения для конкретного проекта. При применении статистики отказов проектировщик должен учитывать только трубопроводы, спроектированные в соответствии с эквивалентными нормами.

Данные об инцидентах для других трубопроводных систем также можно использовать и тщательно оценивать в качестве исходных данных для любого анализа.

Для описания внутренних отказов, таких, как коррозия, следует с осторожностью применять статистику отказов трубопроводов и применять их только на основании надлежащего контроля точки росы потока диоксида углерода. Ожидается, что отсутствие контроля точки росы увеличивает вероятность выхода из строя трубопроводов для диоксида углерода, поскольку скорость внутренней коррозии значительно возрастет.

6.3 Общий подход к проектированию

Требования проекта должна быть последовательными и согласованными на протяжении всей технологичной цепочки проекта от выделения диоксида углерода до его размещения, например, необходимо должным образом учитывать требования по содержанию примесей в потоке диоксида углерода.

6.4 Надежность и эксплуатационная готовность трубопроводов

При оценке надежности и готовности трубопровода следует учитывать, что надежность или готовность одной части проекта оказывает влияние на конструкцию и эксплуатацию других частей. При оценке готовности компонента в системе трубопроводов должное внимание следует уделять эксплуатационной взаимозависимости с другими компонентами, поскольку компоненты системы трубопроводов, включая насосы и вентили, взаимозависимы. Следует также уделять должное внимание обеспечению резерва ключевых компонентов, чтобы обеспечить высокую эксплуатационную готовность и избежать возможности остановки потока или необходимости стравливания диоксида углерода.

6.5 Краткосрочный резерв хранения

Кратковременное хранение в трубопроводе можно использовать в качестве буфера для сглаживания колебаний в поставках диоксида углерода. Степень использования краткосрочного резерва хранения и другие решения для буферизации следует рассматривать и оптимизировать по отношению к другим компонентам проекта как на этапе разработки проекта, так и во время эксплуатации.

Следует учитывать ограниченную доступность краткосрочного резерва для хранения в трубопроводных системах с плотной фазой. В трубопроводных системах для газообразного диоксида углерода возможны более значительные кратковременные резервы хранения.

6.6 Доступ к трубопроводной системе

Любой доступ третьей стороны к существующему или проектируемому трубопроводу должен соответствовать требованиям настоящего стандарта.

6.7 Принципы проектирования трубопроводных систем

6.7.1 Общие положения

Общие принципы проектирования определены в действующих стандартах на нефте- и газопроводы. В дополнение к ним при проектировании трубопроводов для диоксида углерода применяют следующие принципы проектирования.

6.7.2 Системы контроля давления и защиты от избыточного давления

Должна использоваться система защиты от избыточного давления, за исключением случаев, когда источник давления в трубопроводе не может обеспечить давление, превышающее допустимое давление, включая возможные динамические эффекты.

Для трубопровода, осуществляющего транспорт диоксида углерода в плотной фазе, система регулирования давления должна быть спроектирована таким образом, чтобы гарантировать сохранение состояния плотной фазы как в пределах рабочего диапазона параметров (см. 3.24) при сниженном расходе, так и при остановке трубопровода.

Если материалы трубопровода или системы трубопроводов не подобраны с учетом такой ситуации, система регулирования давления должна быть подобрана таким образом, чтобы обеспечить допустимый уровень образования свободной воды (см. 6.8) в случае остановки трубопровода.

Допускается сброс диоксида углерода в атмосферу для восстановления допустимого уровня давления в трубопроводе, при этом конструкция трубопровода должна обеспечивать такой сброс, который бы не приводил к значительному увеличению неблагоприятного воздействия на персонал или значительному влиянию на окружающую среду. Фазовые изменения сброшенного диоксида углерода и последующее рассеивание образовавшегося облака следует моделировать как описано в приложении В.

6.8 Осушка (обезвоживание) трубопровода. Общие принципы

6.8.1 Особые указания, связанные с диоксидом углерода

Следует принять во внимание, что осушка потока диоксида углерода перед подачей в трубопровод необходима для контроля коррозии (см. 7.1) и снижения возможности образования гидратов (см. 6.8.3).

Примечание — Поскольку осушка потока диоксида углерода является частью процесса улавливания, то необходимо применять ISO/TR 27912.

6.8.2 Максимальное содержание воды

Содержание воды в потоке диоксида углерода следует указывать в миллионных долях по объему (ppmv), максимальная концентрация должна быть определена таким образом, чтобы не образовывались гидраты, а коррозия и образование твердых частиц не превышали расчетных значений. Максимальное содержание воды будет зависеть от условий эксплуатации и его определяют на основе соответствующего практического опыта, надежных экспериментальных данных или экспериментально проверенных моделей. Дополнительная информация приведена в приложении А.

6.8.3 Предотвращение образования гидратов

Возможность образования гидратов как в газообразной, так и в плотной фазе диоксида углерода следует рассматривать с учетом содержания воды в потоке диоксида углерода.

В дополнение к возможности образования гидрата диоксида углерода необходимо учитывать возможность образования гидратов других неконденсируемых компонентов.

Возможность образования гидратов во время ввода в эксплуатацию или повторного запуска трубопровода следует рассматривать с учетом процедуры осушки трубопровода и возможности наличия остаточной воды в трубопроводе после опрессовки.

Основной стратегией предотвращения образования гидратов должна быть достаточная осушка потока диоксида углерода до его поступления в трубопроводную систему. Содержание воды контролируют на входе в трубопроводную систему.

6.8.4 Надежность и достаточность осушки трубопровода

Для систем мониторинга воды должны быть действующие сертификаты калибровки. Калибровку выполняют с учетом особенностей потока диоксида углерода для конкретного проекта, поскольку при-

меси в потоке могут повлиять на показания систем мониторинга. Надежность можно повысить, используя две независимые системы мониторинга воды.

Скорость реагирования на обнаружение выходящего за установленные пределы содержания воды следует определять на основе соответствующей оценки возможных последствий.

6.9 Обеспечение стабильности потока диоксида углерода

6.9.1 Особенности, связанные с потоками диоксида углерода

Для обеспечения потока следует рассмотреть следующие вопросы:

- влияние температуры и давления потока диоксида углерода на пропускную способность;
- влияние топографических характеристик местности, например, подъемы оказывают влияние на давление пара;
- транспортирование в газообразной или плотной фазе;
- образование гидратов, вызывающих закупорку или коррозию трубопровода.

Следует избегать образования двухфазного потока в трубопроводной системе, чтобы снизить риски, связанные с непредсказуемыми фазовыми переходами. Фазовые переходы могут происходить в разное время или в разных местах по маршруту трубопровода в зависимости от температуры, давления и состава потока.

Если по какой-либо причине нельзя избежать двухфазного потока, ему следует уделить особое внимание при проектировании и эксплуатации, см. [25] и [52].

6.9.2 Теплогидравлическая модель

При проектировании трубопровода следует использовать экспериментально проверенную теплогидравлическую модель для определения влияния следующих факторов:

- топографии;
- скачков давления;
- образования свободной воды;
- сценариев выброса — контролируемых или аварийных (выбросов);
- остановки и запуска трубопровода;
- разгерметизации трубопровода;
- передачи тепла в окружающую среду;
- отклонений рабочих характеристик трубопровода от проектных значений (потеря давления, вероятность фазовых переходов), см. раздел 9;
- колебаний температуры окружающей среды (воздуха, земли и моря; минимальное воздействие — на море);
- промежуточного и циклического режима работы, резерва кратковременного хранения;
- опрессовки и проверки работоспособности арматуры и оборудования.

Теплогидравлическая модель должна, как минимум, учитывать:

а) двухфазный одно- и многокомпонентный поток;

Ь) стационарные условия (установившиеся режимы).

6.9.3 Расчетная пропускная способность трубопровода

При определении пропускной способности трубопровода следует учитывать любую стратегию краткосрочного резерва хранения для сглаживания переходных процессов при условии, что влияние таких колебаний давления учитывают при оценке усталостной долговечности трубопровода и его компонентов.

Следует учитывать, что увеличение концентрации примесей в потоке диоксида углерода обычно снижает пропускную способность трубопровода в зависимости от типа, количества и комбинации примесей. Это влияет на размерные характеристики трубопровода (например, толщину стенки трубопровода), давление на входе или расстояние между промежуточными насосными станциями.

Термогидравлические расчеты и подходящие модели физических свойств для состава потока диоксида следует применять и документировать для определения пропускной способности трубопровода.

Давление во всей трубопроводной системе должно быть оптимизировано на этапе проектирования, поскольку поток диоксида углерода, поступающий в точку закачки под давлением, значительно превышающим требуемое давление закачивания, приведет к потере энергоэффективности.

6.9.4 Снижение пропускной способности

В дополнение к расчетной пропускной способности, посредством термогидравлического анализа должно быть подтверждение, что трубопровод способен работать при пониженной подаче потока диоксида углерода без существенных эксплуатационных ограничений или неблагоприятных последствий.

6.9.5 Транспортная вместимость

Сезонные, суточные *и* недельные колебания температуры окружающей среды следует учитывать в процессе теплогидравлического анализа из-за их влияния на плотность потока диоксида углерода.

Влияние температуры (сезонные колебания), вероятно, будет более выраженным для наземных трубопроводов по сравнению с морскими трубопроводами, однако это зависит от их географического расположения.

6.9.6 Температурные режимы транспортирования диоксида углерода

Из-за значительного снижения плотности потока диоксида углерода в плотной фазе при повышении температуры температура трубопровода должна быть минимизирована. Охлаждение потока диоксида углерода после промежуточного сжатия может значительно увеличить пропускную способность трубопровода.

6.9.7 Внутренняя футеровка

Применение внутренней футеровки для снижения перепада давления или для других целей, как правило, не рекомендуется по следующим причинам:

- возможность отслоения внутренней футеровки в условиях снижения давления из-за диффузии диоксида углерода в пространство между футеровкой и стальной трубой при нормальной эксплуатации или из-за низкой температуры при разгерметизации. Следует отметить, что эффекты декомпрессии могут быть постепенными, т. е. начинаться с образования вздутий и в конечном итоге приводить к полному отслоению;
- поврежденная футеровка может вызвать технологические нарушения или закупорку нагнетательных скважин;
- возникновение трудностей, связанных с необходимостью расположения внутренней футеровки поверх сварных соединений: некачественная футеровка может привести к образованию предпочтительных очагов коррозии.

Если применяют внутреннюю футеровку, материал должен быть аттестован на совместимость с потоком диоксида углерода и способность выдерживать соответствующие сценарии декомпрессии трубопровода.

6.9.8 Внешняя теплоизоляция

Следует учитывать, что для трубопровода поступление и отвод тепла в окружающую среду определяется разницей между температурой окружающей среды и температурой потока диоксида углерода внутри трубопровода в сочетании с изоляционными свойствами и глубиной залегания трубопровода. В случае, если разница температур слишком велика, теплоизоляция может быть необходима для защиты окружающей среды или потока диоксида углерода.

Следует учитывать влияние теплоизоляции на минимальную температуру трубопровода в условиях разгерметизации.

6.9.9 Обнаружение утечек

Везде, где это применимо, рекомендуется использовать систему обнаружения утечек, если иное не обосновано оценкой безопасности. Широко используемым методом обнаружения утечек является автоматизированный мониторинг трубопроводов. В этих методах используют данные о расходе, давлении, температуре и других параметрах, предоставляемые системой SCADA, и их можно разделить на пять основных типов:

- изменение расхода или давления;
- баланс массы или объема;
- данные, полученные на основе динамической модели;
- анализ давления;
- изменение температуры.

6.10 Элементы трубопровода

6.10.1 Клапанная сборка

На этапе проектирования соответствующих узлов должны быть учтены устройства для сброса давления.

6.10.2 Запорная арматура

Для наземных трубопроводов требования к размещению и характеристикам промежуточной запорной арматуры должны основываться на местных законодательных требованиях (если таковые имеются).

6.10.3 Обратные клапаны

На этапе проектирования клапанных узлов должны быть учтены устройства для сброса давления. Быстро закрывающиеся (автоматические) обратные клапаны (при наличии) могут способствовать уменьшению объема выпускаемого диоксида углерода во время выброса, но могут вызвать гидравлические удары.

6.10.4 Насосно-компрессорные станции

В зависимости от условий местности вдоль трассы трубопровода могут потребоваться промежуточные компрессорные или насосные станции, являющиеся частью трубопроводной системы (см. рисунок 1). Наличие точек электропитания может влиять на оптимальное расположение насосных и компрессорных станций.

6.10.5 Системы очистки и диагностики трубопроводов

Трубопроводы для диоксида углерода следует проектировать таким образом, чтобы была возможность проведения диагностики и очистки трубопровода с помощью скребков; при проектировании должны использоваться стандарты на трубопроводы, которые бы гарантировали возможность использования скребкового оборудования (например, обеспечение минимальных радиусов изгиба). Камеры пуска и приема скребков могут быть временными или постоянными. Основная цель использования скребковых устройств состоит в обеспечении осушки трубопровода, определении исходных параметров во время ввода трубопровода в эксплуатацию и осуществлении диагностики во время эксплуатации. Особым аспектом, связанным с транспортированием диоксида углерода, является выбор материалов (см. раздел 7). Вентиляционные отверстия системы очистки должны быть спроектированы таким образом, чтобы концентрации диоксида углерода и любых связанных с ним примесей на уровне земли не достигали предельно допустимых значений во время операций по сбросу давления (см. 9.2.3).

6.10.6 Наземные установки для сброса давления

На каждой наземной установке для сброса давления должны быть размещены стационарные вентиляционные устройства, если это необходимо для эксплуатации трубопровода. Для сброса давления в трубопроводной системе должно быть предусмотрено не менее одного постоянного вентиляционного устройства. Общей рекомендацией является возможность сбрасывать давление каждым вентиляционным устройством в объеме, соответствующем объему между запорными вентилями, принимая также во внимание целостность трубопровода и другие требования безопасности, связанные с выбросом диоксида углерода. Вентиляционные отверстия должны быть спроектированы и расположены таким образом, чтобы их работа не приводила к неприемлемому воздействию на персонал или окружающую среду.

Вентиляционная труба может быть оборудована клапаном управления потоком, соединенным с датчиком температуры. Заданное значение для регулирующего клапана следует выбирать с достаточным запасом по отношению к минимальной расчетной температуре трубопровода, чтобы предотвратить воздействие на трубопровод ниже расчетной температуры во время продувки.

Альтернативой контролю температуры является контроль давления, поскольку можно определить зависимость температуры от давления.

При выборе местоположения и ориентации вентиляционных труб следует учитывать преобладающие направления ветра и топографические особенности.

Высоту вентиляционной трубы следует оценивать на основе:

- оперативных данных;
- сведений о воздействие на здоровье и безопасность;
- воздействия на окружающую среду (включая шум);
- географического положения.

Следует уделить внимание конструкции вентиляционного дефлектора, чтобы обеспечить максимальное смешивание воздуха с выбрасываемым потоком.

Рекомендуется, чтобы продувочные клапаны трубопровода имели дистанционное управление и возможность медленного открытия, чтобы избежать неблагоприятных последствий в результате охлаждения за счет эффекта Джоуля-Томсона. Температура металла трубопровода не должна опускаться ниже минимальной температуры, рекомендованной стандартами на материалы.

Материалы уплотнений и смазочные материалы следует выбирать в соответствии с рекомендациями, приведенными в 7.2.3 и 7.2.4.

Следует учитывать возможность того, что шум, создаваемый во время вентиляционных операций, может воздействовать на людей, живущих или работающих в непосредственной близости от вентиля-

ционных установок. Кроме того, следует учитывать потенциальное влияние шумоподавляющих элементов на скорость выхода и рассеивания потока диоксида углерода.

Наземные вентиляционные сооружения могут быть постоянными или временными. Временные вентиляционные установки могут быть переносными и использоваться для разгерметизации участков трубопровода для их осмотра, обслуживания или ремонта.

6.10.7 Морские вентиляционные сооружения

Если необходимо полностью освободить морской трубопровод, то следует подумать о том, чтобы делать это с верхнего конца (т. е. с суши), где легче осуществлять контроль.

7 Материалы и конструкция трубопровода

7.1 Внутренняя коррозия

Трубопроводы для диоксида углерода следует проектировать таким образом, чтобы при нормальных условиях эксплуатации коррозия была в пределах проектных значений. Для неблагоприятных условий должен быть разработан план управления коррозией, который является частью проектной документации. Этот план должен включать план мероприятий по восстановлению после отказа средств контроля. Отказы могут возникать как из-за внешних, так и внутренних факторов. Дополнительная информация приведена в приложении С.

7.2 Материалы

7.2.1 Общие положения

Выбор материалов должен соответствовать требованиям ИСО 3183 или других пригодных стандартов, при этом материалы должны быть совместимы со всеми фазами потока диоксида углерода.

Материалы должны быть аттестованы для потенциальных низкотемпературных условий, которые могут возникнуть во время ввода в эксплуатацию, эксплуатации, вывода из эксплуатации или повторного ввода в эксплуатацию трубопроводной системы.

7.2.2 Наружное покрытие трубопровода

Конструкция наружного покрытия трубопроводов для диоксида углерода должна быть спроектирована таким же образом, как для трубопроводов для природного газа.

После любой случайной или неконтролируемой разгерметизации следует осмотреть наружное покрытие трубопровода, чтобы убедиться, что не нарушена его конструктивная целостность, также должна быть подтверждена эффективность катодной защиты.

Изоляционные свойства наружного покрытия, включая глубину залегания, следует рассматривать как часть общего коэффициента теплопередачи трубопровода. Влияние наружного покрытия на температуру потока диоксида углерода следует учитывать при плановой или внеплановой разгерметизации трубопровода (см. 6.9.8).

7.2.3 Неметаллические материалы

При выборе неметаллических материалов следует учитывать, что потоки диоксида углерода с высоким парциальным давлением вызывают различные типы механических износов, например, износ некоторых неметаллических материалов, контактирующих с потоком диоксида углерода (например, уплотнительные кольца, уплотнения, седла клапанов, скребки) при быстрой декомпрессии. Неметаллические материалы должны быть аттестованы и обеспечивать:

- способность противостоять быстрой газовой декомпрессии;
- химическую совместимость с потоком диоксида углерода (см. раздел 5), не подергаться разложению, затвердеванию или значительному отрицательному влиянию на основные свойства материала;
- стойкость в расчетном диапазоне температур.

Следует учитывать набухание и повреждение эластомеров при быстрой газовой декомпрессии.

7.2.4 Смазочные материалы

При выборе смазочных материалов следует учитывать, что смазочные материалы могут растворяться в плотной фазе диоксида углерода. Смазки на нефтяной основе и многие синтетические смазки, используемые в компонентах трубопроводов, (клапаны, насосы) могут разлагаться под действием потока диоксида углерода. Совместимость смазочного материала должна быть задокументирована для указанного состава потока диоксида углерода и рабочего диапазона давления и температуры.

7.3 Расчет толщины стенки трубопровода

7.3.1 Принципы расчета. Расчет нагрузки

Максимальное и минимальное внутреннее давление, а также допустимый перепад давления для наихудшего режима эксплуатации должны быть рассчитаны для всего трубопровода. Расчет должен учитывать скорость потока, физические свойства потока диоксида углерода, а также топографический профиль трассы трубопровода.

При расчете нагрузки следует учитывать максимальное внутренние давление и потенциальные разрежения, переходные режимы работы (например, операции переключения и регулирования на компрессорных и насосных станциях, клапанах, ответвлениях или при запуске и остановке трубопровода). Это также относится к перебоям в работе, которые могут вызвать повышение давления или отрицательное давление (например, из-за непреднамеренного закрытия клапана или остановки компрессора, или насосных станций). Следует также учитывать возможность пульсации давления.

Наибольшие расчетные значения внутреннего давления для трубопроводов, транспортирующих потоки диоксида углерода в газообразном состоянии или плотной фазе, должны быть определены в масштабе профиля трассы трубопровода.

Минимальные и максимальные значения испытательного давления в системе следует определять с учетом топографии.

При проектировании трубопроводной системы учитывают максимальные и минимальные температуры, возникающие при всех операциях, в т. ч. связанных с возможными колебаниями давления.

7.3.2 Определение минимальной толщины стенки трубопровода

Для определения минимальной толщины стенки трубопровода для диоксида углерода используют три различных значения. Определяют минимальные значения толщины стенки в зависимости:

- от внутреннего давления;
- возможных изменений давления, например, гидравлический удар;
- возможного пластичного разрушения.

7.3.3 Минимальная толщина стенки ($l_m j_n Qp$) в зависимости от внутреннего давления

Минимальную толщину стенки f_{mjnDP} в зависимости только от внутреннего давления следует рассчитывать на основе действующих стандартов для трубопроводов.

7.3.4 Минимальная толщина стенки (f_{minHS}) в зависимости от возможных изменений давления (гидравлический удар)

Для определения минимальной толщины стенки следует учитывать возможные гидравлические удары диоксидом углерода (сопоставимые с гидравлическими ударами в трубопроводах для жидкостей). Изменения динамического давления могут быть вызваны:

- эксплуатационными операциями (закрытие или открытие вентилей во время работы);
- непреднамеренным выходом из строя компрессорной или насосной станции;
- конструктивными особенностями;
- процедурой остановки трубопровода.

Если существует вероятность возникновения скачков давления, максимальное значение давления должно быть определено с использованием расчетов скачков давления (метод Жуковского).

Полученное расчетное давление следует учитывать при расчете минимальной толщины стенки.

При необходимости следует рассмотреть меры по удерживанию давления, например, согласование работы вентилей, изменение механизмов/времени блокировки, применение маховиков в насосах компрессорных станций.

7.3.5 Минимальная толщина стенки ($f_m j_n Q_P$) в зависимости от пластичного разрушения

Исходные данные для расчета должны включать: диаметр трубы, толщину стенки, вязкость разрушения, предел текучести, рабочее давление, рабочую температуру, другие режимы работы, декомпрессионные характеристики потока диоксида углерода.

Трубопроводы для диоксида углерода должны быть спроектированы с учетом достаточной устойчивости к пластичному разрушению. Основным средством предотвращения такого разрушения является выбор подходящих материалов или установка подходящих предохранительных устройств. Требования по предотвращению пластичного разрушения приведены в ИСО 3183:2012, приложение G с учетом того, что для высокопрочных сталей требования по ударной вязкости, приведенные в ИСО 3183:2012, приложение G могут быть неприменимы. В таком случае применяют ИСО 3183:2012, приложение M.

Если показатели материалов трубопровода и транспортируемого потока диоксида углерода выходят за пределы диапазона доступных данных, следует провести полномасштабные испытания, чтобы убедиться, что трубопровод обладает надлежащей стойкостью к пластичному разрушению.

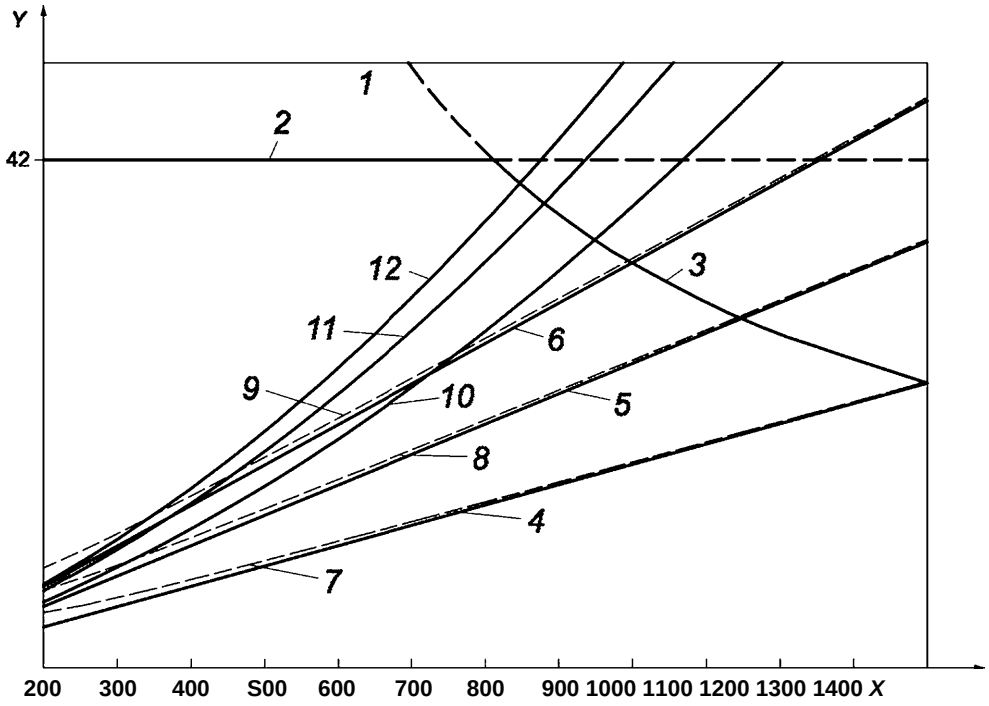
Основываясь на знаниях на момент введения в действие настоящего стандарта, подход для оценки пластичного разрушения трубопровода приведен в приложении D.

7.3.6 Пластичное разрушение

Материал трубопровода должен иметь достаточную устойчивость к пластичному разрушению. Труба должна выдержать испытания на разрыв падающим грузом и соответствовать требованиям Шарпи к сталям с V-образным надрезом, приведенным в ИСО 3183. Испытания следует проводить в широком диапазоне температур для определения кривой перехода от хрупкости к пластичности.

7.3.7 Обзор

Следует учитывать принципы и рекомендации, приведенные в данном подпункте, поскольку они отражают важные аспекты процесса проектирования трубопровода. Рисунок 2 иллюстрирует зависимость толщины стенки от диаметра трубы при различных внутренних давлениях и демонстрирует их взаимосвязь.



X — диаметр, мм; У — толщина стенки в зависимости от используемого материала, мм; *1* — неприменимая область; 2 — ограниченная свариваемость; *3* — ограниченная масса; *4* — внутреннее давление 10 МПа; 5 — внутреннее давление 20 МПа; 6 — внутреннее давление 10 МПа + гидравлический удар; *7* — внутреннее давление 15 МПа + гидравлический удар; *8* — внутреннее давление 20 МПа + гидравлический удар; *9* — внутреннее давление 20 МПа + гидравлический удар; *10* — ограничение распространения трещины P_s = 7,2 МПа изб. (см. приложение D); *11* — ограничение распространения трещины P_s = 8,5 МПа изб. (см. приложение D); *12* — ограничение распространения трещины P_s = 9,2 МПа изб. (см. приложение D)

Примечания

1 Рисунок 2 предназначен для иллюстрации процесса расчета толщины стенки.

2 Значения толщины стенок намеренно не указаны, чтобы пользователи, используя рисунок, не могли сделать вывод о рассчитываемых параметрах.

Рисунок 2 — Зависимости толщины стенки от диаметра трубы, различных внутренних давлений и различных давлений насыщения

На рисунке 2 показана линейная зависимость диаметра трубы и результирующей толщины стенки в зависимости от различных внутренних давлений (сплошные линии). Также на рисунке 2 приведены необходимые толщины стенок (штрих-линии) рассчитанные для трубопровода с учетом гидравлических ударов и указана зависимость диаметра трубы от толщины стенки с учетом пластического разрушения (кривые), рассчитанная с использованием подхода, приведенного в приложении D. Один расчет

(P_s = 7,2 МПа изб.) сделан, исходя из предположения, что транспортируют чистый диоксид углерода. Для потока диоксида углерода с примесями требуемую толщину стенки рассчитывают отдельно для каждого случая с учетом конкретных свойств потока диоксида углерода (в качестве примера приведены данные для P_s = 8,5 МПа изб. и P_s = 9,2 МПа изб.).

Дополнительно следует учитывать при проектировании и строительстве стального трубопровода имеющиеся практические или технические ограничения. В примере, показанном на рисунке 2, представлены области (обозначенные серым цветом) в которых параметры создают сложность для строительства трубопровода:

- сложность сварки из-за большой толщины стенки (более 42 мм);
- слишком тяжелой становится труба для транспортировки и погрузочно-разгрузочных работ при строительстве;
- невозможность выполнения изгибов в полевых условиях.

Эти аспекты также следует рассматривать отдельно для каждого случая.

7.4 Дополнительные меры

7.4.1 Динамические нагрузки при эксплуатации (переменное рабочее давление)

Трубы, подверженные динамическим нагрузкам, следует проектировать в соответствии с действующими стандартами на трубопроводы, транспортирующие жидкости.

7.4.2 Топографический профиль

При проектировании трубопровода для транспортирования плотной фазы диоксида углерода следует учитывать топографический профиль из-за возможных гидростатических эффектов, которые могут привести к возникновению более высокого давления после компрессора или насоса. Минимальные и максимальные значения давлений для испытаний должны учитывать перепад высот на участке, где проводят гидравлические испытания трубопровода.

7.4.3 Устройства для предотвращения разрушений

Если контролировать возникновения и распространения трещин невозможным, можно рассмотреть использование устройств для предотвращения разрушений, приведенных в [22], [45] и [60].

Расположение и расстояние между устройствами для предотвращения разрушений должны основываться на оценке безопасности, а также учитывать особенности конструкции трубопровода и условий эксплуатации. Необходимость предотвращения внешней коррозии следует учитывать при проектировании и следует предусматривать установку необходимых средств защиты.

7.4.4 Морские трубопроводы

Для морских трубопроводов при оценке проектной безопасности следует учитывать разницу в рассеивании после выброса из трубопроводов для диоксида углерода и трубопроводов для углеводородов.

8 Строительство трубопроводов

8.1 Общие положения

Из-за того, что трубопроводы для транспортирования диоксида углерода могут иметь большую толщину стенки, чем трубопроводы для природного газа, в процессе строительства необходимо учитывать возможность возникновения проблем, связанных со сваркой, изгибом в полевых условиях, радиусом кривизны, гидравлическими испытаниями и используемым погрузочно-разгрузочное оборудование.

8.2 Пуско-наладочные работы

8.2.1 Обзор

Пусконаладочные работы следует проводить в соответствии с процедурой, изложенной в стандартах для газо- или нефтепроводов.

Требования настоящего стандарта содержат рекомендации по пуско-наладочным работам для трубопроводов для диоксида углерода. В следующих подразделах приведены некоторые конкретные требования и рекомендации по пусконаладочным работам.

8.2.2 Обезвоживание и осушка трубопровода

Из-за проблем с коррозией, связанных с наличием в транспортируемом потоке диоксида углерода и воды, поток диоксида углерода должен быть осушен до соответствующего значения точки росы перед наполнением трубопровода (см. [50] и [64]).

8.2.3 Консервация перед вводом трубопровода в эксплуатацию

Должна быть оценена необходимость консервации трубопровода между этапами пусконаладочных работ и вводом трубопровода в эксплуатацию. Для консервации трубопровода можно использовать такие газы, как азот или сухой воздух, но при этом необходимо определить требования к качеству газа, используемого для консервации.

Средства консервации следует выбирать с учетом требований ввода трубопровода в эксплуатацию. Например, требованиям к внутреннему давлению.

9 Эксплуатация трубопроводов

9.1 Общие положения

Целью настоящего пункта является описание минимальных требований к безопасной и надежной эксплуатации трубопроводных систем в течение всего срока службы.

Управление целостностью трубопроводов для диоксида углерода должно учитывать конкретные эксплуатационные проблемы, угрозы и последствия, связанные с такими трубопроводами, которые отличаются от тех, которые связаны с эксплуатацией трубопроводов для транспорта углеводородов. Следующие подразделы охватывают аспекты ввода в эксплуатацию и управления целостностью, требующие дополнительного рассмотрения для трубопроводов для диоксида углерода по сравнению с другими трубопроводами.

9.2 Ввод в эксплуатацию трубопровода

9.2.1 Первичная проверка

Перед вводом трубопровода в эксплуатацию рекомендуется выполнить первичный прогон скребков. Такая проверка может определить состояние трубопровода и ее можно использовать в качестве эталона для последующих проверок. Полученные при этом результаты могут быть использованы в качестве исходных данных для составления плана по управлению целостностью (см. приложение Е).

Первичный прогон скребков может быть выполнен на этапе строительства.

9.2.2 Начальное заполнение и герметизация

После завершения строительных работ, гидравлических испытаний и осушки трубопровод считают готовым к вводу в эксплуатацию.

Процедура повышение давления в трубопроводе требует особого рассмотрения при проектировании. Поток диоксида углерода следует вводить в трубопровод таким образом, чтобы избежать образования твердых частиц или снижения температуры ниже проектных значений. Для этого можно использовать различные методы, в том числе:

- контролируемое заполнение диоксидом углерода;
- использование промежуточного газа, такого как азот;
- использование ингибиторов гидратообразования (например, гликолей, метанола).

9.2.3 Наземные сооружения для сброса давления

Температура внутри трубопровода всегда должна быть выше минимальной расчетной температуры для защиты внешних покрытий и другие неметаллических материалов, а также для предотвращения возможности образования твердого диоксида углерода внутри трубопровода во время сброса давления. Давление следует поддерживать выше давления тройной точки (например, 0,52 МПа изб. для чистого диоксида углерода).

По возможности следует избегать сброса диоксида углерода из трубопровода, поскольку это:

- приведет к выбросу большого количества диоксида углерода в атмосферу (с соответствующим воздействием на окружающую среду и возможными регулирующими воздействиями);
- увеличит вероятность образования твердых частиц диоксида углерода внутри трубопровода;
- может привести к тому, что некоторые участки материала трубопровода будут подвергаться воздействию низких температур в результате охлаждения из-за эффекта Джоуля-Томсона или процессов испарения.

9.2.4 Остановка трубопровода

Должна быть прописана процедура остановки трубопровода.

Остановку трубопровода следует проводить осторожно и под контролем. Процедура остановки может сильно зависеть от схемы трубопровода и инженерных систем, поэтому ее следует устанавливать для каждого конкретного трубопровода.

Во время плановой остановки давление в трубопроводе следует поддерживать на достаточно высоком уровне, чтобы предотвратить:

- образование газовой фазы для трубопроводов с плотной фазой;
- риск образования свободной воды.

Если существует риск снижения температуры во время остановки, например, из-за более низкой температуры окружающей среды (например, в морских условиях), возможное снижение температуры должно быть рассмотрено с учетом предотвращения явления образования двух фаз.

Если существует риск повышения температуры во время остановки, например, из-за более высокой температуры окружающей среды, возможное повышение давления должно быть рассмотрено с учетом существующей системы защиты от избыточного давления и расчетных параметров трубопровода.

9.2.5 Разгерметизация трубопровода

Должна быть установлена процедура плановой разгерметизации трубопровода. Процедура должна учитывать схему трубопровода с учетом разделения на сегменты, а также расположением и мощностью вентиляционных сооружений. Дополнительная информация приведена в 9.2.3.

Основываясь на опыте эксплуатации существующих трубопроводов для диоксида углерода, следует учитывать, что основными проблемами, связанными с разгерметизацией трубопровода, являются потенциальные риски, воздействия низких температур и образования твердого диоксида углерода в нижних точках трубопровода. Снижение температуры внутри трубопровода связано с конструкцией трубопровода, условиями эксплуатации, условиями окружающей среды и скоростью сброса давления. Дополнительная информация приведена в приложении В.

9.3 Инспекция, мониторинг и испытания

9.3.1 Общие положения

Типы данных, которые могут потребоваться при составлении плана управления целостностью в отношении конкретных угроз и последствий приведены в приложении Е.

9.3.2 Внутренняя инспекция

Должны быть подробно прописаны процедуры запуска встроенного инспекционного оборудования, чтобы гарантировать, что происходящие процессы не приведут к повреждениям инспекционного оборудования или причинению вреда находящемуся рядом персоналу.

9.3.3 Мониторинг содержания воды

Мониторинг содержания воды в потоке диоксида углерода следует осуществлять с помощью анализаторов влажности. Точность приборов должна соответствовать установленным пределам содержания воды.

10 Использование существующих трубопроводов для транспортирования диоксида углерода

Существующие трубопроводы можно использовать для транспортирования диоксида углерода только при условии, что они переквалифицированы для такой работы в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Приложение А
(справочное)

Состав потоков диоксида углерода

В данном приложении представлена информация о составе потоков диоксида углерода, которая необходима для определения параметров эксплуатации трубопроводов на этапе проектирования. Точный состав потока диоксида углерода будет зависеть от источника диоксида углерода и технологии улавливания.

Поток диоксида углерода может включать следующие примеси:

- кислород (O_2);
- воду (H_2O);
- азот (N_2);
- водород (H_2);
- оксиды серы (SO_x);
- оксиды азота (NO_x);
- сероводород (H_2S);
- цианистый водород (HCN);
- карбонилсульфид (COS);
- аммиак (NH_3);
- амины;
- альдегиды;
- твердые частицы.

Кроме того, могут быть и другие примеси. Примеры составов потоков диоксида углерода, особенно для электростанций, можно найти в [25], но с представленными данными следует обращаться осторожно, поскольку описываемая технология находится в стадии разработки.

Примеси влияют на термодинамические свойства потока диоксида углерода, которые невозможно предсказать, исходя из свойств чистого диоксида углерода. Примеси могут вызывать коррозию или протекание химических реакций. Кроме того, некоторые свойства потока диоксида углерода, например, такие как вязкость, могут измениться в зависимости от тех или иных примесей.

Исследования по выявлению примесей, которые могут оказать критическое влияние на термодинамические, химические и другие свойства потока диоксида углерода в настоящее время еще продолжаются. Ориентировочные уровни содержания примесей в потоке диоксида углерода, обсуждаемые в литературе, представлены в таблице А.1.

Таблица А.1 — Ориентировочные значения содержания примесей в потоке диоксида углерода и факторы, влияющие на их количество

<table>
<tr><th>Вещество</th><th colspan="3">Примерная концентрация в ppmv, если не указано % мол.</th></tr>
<tr><td>CO_2</td><td colspan="3">> 95 % мол.[a])</td></tr>
<tr><td>H_2O</td><td colspan="2">Коррозия 20—630[b]\ гидратообразование < 200[c])'[d])</td><td rowspan="11">Предотвращение образования коррозионно-активных фаз и твердых частиц в трубопроводе необходимо для безопасной эксплуатации трубопроводной системы. Существует возможность протекания химических реакций, которые могут привести к образованию серной и сернистой кислоты, азотной кислоты и элементарной серы в присутствии воды и SO_2, NO, NO_2, O_2 И H_2S [33], а также N_2O, N_2O_4 (см. [40]). В настоящее время отсутствует модель, которая могла бы предсказать, какие из реакций термодинамически и кинетически возможны при наличии таких примесей. Поскольку максимальная концентрация одного примесного компонента будет зависеть от концентрации других компонентов, то невозможно из-за отсутствия данных и современного понимания установить фиксированную максимальную концентрацию одного компонента в присутствии других компонентов.</td></tr>
<tr><td>H_2</td><td><0,75 % мол®)-[f])</td><td rowspan="6">< 4 % общее содержание всех неконденсируемых газов, вклад отдельного компонента может быть значительным</td></tr>
<tr><td>N_2</td><td>< 2 % мол/)- э)</td></tr>
<tr><td>Ar</td><td>f)</td></tr>
<tr><td>CH_4</td><td>f),g)</td></tr>
<tr><td>CO</td><td><0,2 % мол.[a])</td></tr>
<tr><td>O_2</td><td>[f])>[h]) Ограничено содержанием в исходном потоке</td></tr>
<tr><td>H_2S</td><td>< 2009)' i), к)</td><td rowspan="3">См.[r])'[n])</td></tr>
<tr><td>SO_2</td><td rowspan="2">Здоровье и безопасность < 100[k])'!)
Коррозия <50[n])</td></tr>
<tr><td>NO_2</td></tr>
</table>

Окончание таблицы А. 1

<table>
<tr><td>Вещество</td><td colspan="2">Примерная концентрация в ppmv, если не указано % мол.</td></tr>
<tr><td>Амины</td><td></td><td rowspan="4">Присутствие аминов, метанола, этанола, гликолей и других водорастворимых компонентов (например HCl, NaOH, солей) будет способствовать образованию свободной воды и снижению концентрации воды в потоке диоксида углерода, за счет образования водной фазы. Предельно допустимые концентрации будут зависеть от концентрации других примесей (см. примечание выше).</td></tr>
<tr><td>Метанол</td><td></td></tr>
<tr><td>Этанол</td><td></td></tr>
<tr><td>Гликоли</td><td></td></tr>
<tr><td>C_{2+}</td><td colspan="2">< 2,5 % мол.°)</td></tr>
</table>

[a]) В соответствии с Лондонской конвенцией (февраль 2007 г.), промышленность приняла интерпретацию термина «преимущественно содержащий диоксид углерода».

[b]) При эксплуатации трубопроводов Cortez и Central Basin в США содержание воды в потоке диоксида углерода 630 ppmv, H_2S менее 26 ppmv, O_2 менее 14 ppmv и поток не содержит SO_X или NO_X (см. [61] и [55]).

[c]) В документе [62] указано рекомендуемое значение 250 ppmv: «В случае остановки или запуска системы риск образования гидратов низкий, если содержание воды в потоке углерода ниже 250 ppmv. В ситуации быстрой разгерметизации даже низкое содержание воды может быть недостаточным, чтобы избежать образования гидратов». Максимально допустимая концентрация будет зависеть от рабочего диапазона давления и температуры. Ряд трубопроводов эксплуатируется в течение длительного времени при концентрации воды 630 ppmv без сообщений об гидратообразовании. См. также сноску [b]\

[d]) Меры по предотвращению образования гидратов приведены в С.2.

[e]) В С.2 приведена информация о содержании водорода.

Наличие неконденсирующихся компонентов, в частности, H_2, H_2S и N_2, а также O_2, Ar, CH_4 и CO влияет на характеристики декомпрессии потока диоксида углерода (см. [23]), и это следует учитывать при рассмотрении методов предотвращения образования трещин (см. [30]).

9) Присутствие неконденсирующихся компонентов CH_4, N_2 и H_2S может повлиять на растворимость воды в потоке диоксида углерода.

[h]> Содержание O_2 должно быть таким, чтобы оно не способствовало образованию кислот, твердых частиц и протеканию коррозии, которые неблагоприятно влияют на эксплуатационную целостность трубопровода в течение расчетного срока службы, также может потребоваться гораздо более низкое содержание O_2 для того, чтобы избежать нежелательных явлений.

При эксплуатации трубопровода Weyburn содержание H_2S в потоке диоксида углерода составляет 9000 ppmv (см. [58]), нефтяное месторождение, в которое закачивается транспортируемый поток уже содержит сероводород.

j) Уровень примесей, необходимый для того, чтобы вызвать крекинг CO_2—CO в условиях эксплуатации трубопровода, пока неизвестен. Однако было подтверждено, что для образования трещин необходимо присутствие воды и присутствие O_2 повышает склонность к растрескиванию.

[k]> Воздействие отдельных примесей в потоке диоксида углерода на здоровье и безопасность имеет значение только в том случае, если их концентрация такая, что совокупное токсическое воздействие примесей превышает воздействие самого диоксида углерода. Ограничения по отравляющим веществам в составе диоксида углерода следует устанавливать таким образом, чтобы вред определялся ПДК диоксида углерода, а не по другим вредным соединениям, т. е. при масштабных неконтролируемых выбросах вредное токсическое действие диоксида углерода преобладает над действием примеси. Следует задокументировать, что комбинированные опасные воздействия были должным образом учтены, включая распределение примесей между газообразной и плотной фазами, при этом следует отметить, что токсичные компоненты не обязательно действуют по отдельности или независимо (см. [61] и [63]).

Присутствие H_2S в потоке диоксида углерода может способствовать коррозии при более низких значениях содержания воды (см. [51]).

[m]) STEL: предел кратковременного воздействия обычно составляет 15 мин, если не превышено средневзвешенное значение по времени.

[n]) Имеются экспериментальные данные о том, что азотная и серная кислоты могут образовываться даже при содержании NO_X и SO_X менее 50 ppmv (см. [44]).

°) Содержащиеся углеводороды должны иметь такую точку росы, чтобы конденсация не проходила в рабочем диапазоне температуры и давления трубопровода.

Приложение В
(справочное)

Характеристики диоксида углерода при аварийных выбросах

В.1 Аварийный выброс диоксида углерода

Аварийный выброс диоксида углерода (управляемая разгерметизация трубопровода описана в 9.2.5) в окружающую среду заключается в декомпрессии и увеличении объема газовой смеси с соответствующим падением температуры выбрасываемой смеси.

Поведение диоксида углерода отличается от декомпрессии углеводородов тем, что выброс можно рассматривать как совместное высвобождение газообразной и твердой фаз диоксида углерода (см. [35]).

Любые твердые компоненты в потоке диоксида углерода могут потенциально придавать эрозионные свойства выбрасываемому потоку. Прямое попадание этого потока на критически важное оборудование может оказать негативное влияние на его работу. При оценке безопасности следует учитывать эту возможность в ходе проектирования.

Снижение температуры за счет эффекта Джоуля-Томсона при прохождении потока диоксида углерода через трещину/отверстие в месте утечки не может быть значительно более выраженным, чем для летучих углеводородов. При проектировании следует предусмотреть меры по прогнозированию и, при необходимости, уменьшении последствий пластичного разрушения. Предупредительные меры могут включать установку средств предотвращающих образование трещин или увеличение толщины стенки трубопровода (см. 7.3.5).

Несмотря на то, что диоксид углерода является бесцветным газом, его выброс, скорее всего, вызовет конденсацию воды в окружающей среде, в результате чего появится туманное облако, видимое человеческому глазу (до тех пор, пока облако выброса не нагреется до температуры выше точки росы воздуха). Это может быть хорошим индикатором размера облака диоксида углерода, но в любом случае анализаторы на диоксид углерода должны быть установлены на объектах или весь обслуживающий персонал должен иметь при себе анализаторы для обнаружения присутствия диоксида углерода в случае аварийного выброса. Выброс диоксида углерода с температурой выше температуры точки росы окружающего воздуха будет невидим невооруженным глазом, поскольку не будет конденсироваться вода или твердые частицы диоксида углерода. В этой ситуации опасные концентрации диоксида углерода могут возникать без каких-либо видимых признаков, и этот фактор следует учитывать. Выбросы диоксида углерода при эксплуатации морских трубопроводов вряд ли будут обнаружены по появлению пузырьков, достигающих поверхности, если только утечка не является значительной, и в этом случае их можно обнаружить с помощью облетов в спокойную погоду или патрулирования на лодках по всей длине трубопровода. Эти визуальные методы можно рассматривать как методы обнаружения утечек (см. 6.9.9).

В.2 Скорость истечения при аварийном выбросе

Скорости аварийного истечения потока диоксида углерода отличаются от скорости истечения углеводородов из-за возможности фазовых изменений.

Чтобы можно было смоделировать скорость аварийного истечения, следует учитывать термогидравлическое поведение трубопровода.

Расчет профиля выброса должен включать (но не ограничиваться):

- размер и геометрию отверстия;
- изменения массового расхода потока диоксида углерода во времени;
- диаметр, длину и топографию трубопровода;
- время срабатывания системы разгерметизации трубопровода;
- температуру, давление и химический состав потока диоксида углерода;
- теплообмен между трубопроводом и окружающей средой;
- время срабатывания закрытия клапанов (например, запорных или обратных клапанов).

В.3 Моделирование рассеивания диоксида углерода

Имеются эмпирические модели для оценки рассеивания выделяющихся газов в воздухе и жидкостях; однако для применимости к диоксиду углерода возможна дополнительная проверка таких моделей. Аварийный выброс диоксида углерода отличается от других типичных жидкостей образованием твердой фазы (см. 6.9.2).

Эффекты, которые следует учитывать при моделировании, включают:

- объем выбрасываемого потока диоксида углерода, скорость и давление;
- температуру окружающей среды и погодные условия;
- характер трещины;
- направление струи (необходимо учитывать, как падающие, так и свободные струи);
- плотность выбрасываемого газа;
- скорость и направление ветра;
- класс устойчивости атмосферы;

- влажность воздуха;
- ландшафт;
- примеси и их распределение между газообразной и плотной фазами.

В случае небольшой утечки поток диоксида углерода будет успевать нагреваться при контакте с поверхностью, однако при больших или продолжительных утечках ожидается сублимация диоксида углерода.

Так как диоксид углерода тяжелее воздуха, то его концентрация будет увеличиваться с уменьшением расстояния до земли. Рельеф поверхности (например, склоны, впадины, долины, скалы, ручьи, канавы, автомобильные/железные дороги и насыпи) и физические объекты (например, здания), а также направление ветра могут оказывать существенное влияние на распространение и перемещение облака диоксида углерода. Особое внимание следует уделять определению топографических особенностей и оценке того, как они могут повлиять на последствия выброса диоксида углерода.

Моделирование выбросов из подземных трубопроводов требует тщательного рассмотрения, поскольку образование воронки и последующий поток выброса может в меньшей степени перемешиваться с воздухом, тем самым рассеивание будет уменьшаться.

Подводные выбросы диоксида углерода можно моделировать также, как и выбросы углеводородного газа с аналогичной молекулярной массой (например, пропана). Несмотря на имеющиеся модели рассеивания, проектировщик должен убедиться, что они подходят для моделирования рассеивания выбросов потока диоксида углерода и при необходимости вносить соответствующие коррективы.

Приложение С
(справочное)

Внутренняя коррозия и эрозия

С.1 Меры, направленные на снижение внутренней коррозии

Практический опыт эксплуатации трубопроводов и экспериментальные работы показывают, что диоксид углерода без примесей, за исключением воды, в количестве, значительно меньшем предела насыщения, не вызывает коррозии углеродистой стали при эксплуатации трубопровода.

Для трубопроводов из углеродистой стали внутренняя коррозия представляет значительный риск его целостности в случае недостаточной осушки потока диоксида углерода. Свободная вода в сочетании с высоким парциальным давлением диоксида углерода может привести к коррозии, протекающей с высокой скоростью, в первую очередь из-за образования угольной кислоты.

В настоящее время не существует надежных моделей для прогнозирования скоростей коррозии с достаточной точностью для высокого парциального давления диоксида и свободной воды, исследования в этой области активно ведутся.

С.2 Влияние примесей на внутреннюю коррозию

Совместное присутствие свободной воды и сероводорода может вызвать серьезную коррозию.

Присутствие других компонентов, таких как оксиды азота или серы, может привести к образованию водной фазы, содержащей сильные кислоты, что значительно увеличивает скорость коррозии.

Основываясь на существующем понимании механизмов коррозии, вызванной диоксидом углерода при высоком парциальном давлении, существует значительная неопределенность при оценке коррозии в присутствии других компонентов. При проектировании трубопроводов следует руководствоваться последними исследованиями в этой области.

Содержание воды должно быть таким, чтобы при всех условиях эксплуатации не происходило образования гидратов в низкотемпературных участках трубопровода, а внутренняя коррозия трубопровода находилась в пределах допустимого расчетного диапазона.

С.3 Контроль внутренней коррозии

Основной стратегией защиты от внутренней коррозии должно быть достаточное обезвоживание (осушка) потока диоксида углерода.

Рекомендуется эксплуатировать систему таким образом, чтобы избежать внутренней коррозии за счет оперативного контроля.

Допуск на коррозию может применяться к толщине стенки всего трубопровода или более коротких участков. Следует также учитывать устойчивость к содержанию воды, выходящего за допустимые пределы, в течение более коротких периодов времени.

С.4 Меры, направленные на снижение эрозии

Содержание твердых частиц в потоке диоксида углерода должно быть таким, чтобы оно находилось в пределах, позволяющих компримировать его без повреждения рабочих колес компрессора или насоса. Это зависит от состава частиц. Можно использовать допустимое значение содержания менее 1 мг/Нм^3 с максимальным размером частиц менее 10 мкм.

Точку кипения водорода в потоке диоксида углерода необходимо определять для самого низкого давления и самой высокой температуры, которые могут быть при эксплуатации трубопровода. Должен быть учтен расчетный запас таким образом, чтобы нормальная рабочая температура была на 10 % ниже температуры кипения.

Приложение D
(справочное)

Использование модифицированной модели с двумя кривыми Баттелля (Battelle two-curve)

Одним из подходов к расчету толщины стенки, необходимой для противодействия пластичному разрушению, является использование модели Баттелля (см. [48]). Модель Баттеля была первоначально получена на основе тестов по декомпрессии с использованием газовых смесей с высоким и низким содержанием диоксида углерода, которые не демонстрировали наличие плато, поскольку кривая декомпрессии для плотной фазы диоксида углерода имеет очень длинное плато, то модель Баттеля в некоторых условиях может быть не применима (см. [43]). Эти условия особенно важны, если требуемая ударная вязкость стали по Шарли eV-образным надрезом более 100 Дж. Так как взаимосвязь между энергией удара и сопротивлением стали распространению пластичного разрушения не является линейной, существует дополнительная неопределенность в применении только испытания по Шарли с V-образным надрезом при необходимости очень высокой ударной вязкости (более 330 Дж) (см. [43]).

Для материала трубопроводной трубы с ударной вязкостью по Шарли с V-образным надрезом менее 330 Дж предлагаемый подход заключается в применении дополнительного поправочного коэффициента к соответствующему кольцевому напряжению трубы. Основываясь на современных знаниях, рекомендуется поправочный коэффициент c_{cf} > 1,2, если не может быть продемонстрировано иное. Можно получить консультацию специалиста для определения альтернативного поправочного коэффициента c_{cf} > 1.

$$1000\ A_c \cdot \frac{C_V E}{\sqrt{R \cdot t}} - \frac{24}{71} \cdot \ln \sec \left(\frac{71\ c_{cf} \cdot 3{,}33 \cdot \sigma_0}{T_f} \right) \qquad \text{(D.1)}$$

$$\sigma_a = \frac{P_s OD}{2 \cdot t}$$

где C_v — ударная вязкость надрезанного образца стали трубопровода, Дж;

E — модуль Юнга, МПа;

A_c — тестовое отверстие с площадью равной 80 мм^2;

— напряжение пластического течения, МПа;

R — средний радиус трубопровода, мм;

t — минимальная толщина стенки трубопровода, мм;

c_{cf} — поправочный коэффициент;

σ_a — допустимое напряжение, МПа;

P_s — максимальное давление насыщения (избыточное давление), МПа изб., для чистого диоксида углерода критическое давление равно 7,28 МПа изб;

OD — внешний диаметр трубопровода, мм.

Примечание — sec(a) = 1/cos(a).

Давление насыщения, используемое в формуле (D.1), должно быть основным расчетным параметром, за исключением случаев, когда рабочий диапазон давления и температуры такой, что можно продемонстрировать, что давление и температура ниже критического давления и критической температуры.

Давление насыщения для конкретного потока из-за содержащихся в нем примесей определяют с использованием формулы GERG (см. ИСО 20765-2) или другим подобным методом.

Должна быть обеспечена защита от пластичного разрушения, предпочтительно за счет использования минимальной толщины стенки f_{minDF} или альтернативно за счет использования предохранительных устройств. Следует учитывать влияние примесей (особенно азота и водорода) на скорость декомпрессии потока диоксида углерода (см. таблицу А. 1).

Минимальную толщину стенки f_{min}, мм, вычисляют по формуле

$$\text{tain} = \max(\text{tainDP}, \text{tainHS}, \text{tainDF}) \qquad \text{(D.2)}$$

где f_{minDP} — минимальная толщина стенки с учетом внутреннего давления, мм;

tainHS — минимальная толщина стенки с учетом возможных гидравлических ударов, мм;

tainDF — минимальная толщина стенки с учетом необходимости предотвращения образования трещин, мм.

Использование гидродинамической модели может дать дополнительное понимание в вопросах управления образованием трещин (см. [23]).

Приложение Е
(справочное)

Требования к данным для составления плана по управлению целостностью

Типы данных, которые могут потребоваться при составлении плана по управлению целостностью (IMP), в котором должны быть отражены основные угрозы и их последствия, связанные с обращением диоксида углерода, представлены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 — Типы данных, которые могут потребоваться при составлении плана по управлению целостностью (IMP)

Тип данных	Данные и их связь с возможными угрозами и последствиями
Расчетные данные	Трубопроводная система должна быть спроектирована в соответствии с определенными требованиями. Эти требования должны быть частью плана по управлению целостностью (IMP). Система должна эксплуатироваться в пределах установленных требований. Необходимо проводить регулярные мероприятия по оценке соответствия установленным требованиям
Сведения о трубопроводной системе	Тип сварного шва трубы (может влиять на возможность разрыва шва из-за воздействия диоксида углерода). Производитель трубы, дата изготовления и способ изготовления (также может влиять на возможность разрыва шва из-за воздействия диоксида углерода). Допуск на коррозию
Конструктивные данные	Сведения об испытаниях под давлением и осушки трубопровода (оказывает влияние на содержание остаточный воды в заполняемом трубопроводе). Отчеты об инспекциях (позволяют выявить типы дефектов и их потенциальную угрозу, допущенные при строительстве)
Эксплуатационные данные	Нормальное и максимально допустимое содержание воды в потоке диоксида углерода (наряду с другими факторами влияет на возможность внутренней коррозии, содержание воды в потоке диоксида углерода регулируют таким образом, чтобы не происходило образование свободной воды в трубопроводе во время транспортирования). Гидравлический профиль при эксплуатации, заполнении, остановке и выводе из эксплуатации трубопровода (изменение давления может приводить к образованию свободной воды в трубопроводе во время транспортирования, давление следует тщательным образом контролировать). Температурный профиль в условиях нормальной эксплуатации и при остановке (может оказывать влияние на пропускную способность, а также на фазовое состояние потока диоксида углерода). Нормальный и максимально допустимый уровни содержания компонентов в потоке диоксида углерода (оказывает влияние на фазовый состав, который может изменяться при изменении давления, а также влияет на безопасность эксплуатации и совместимость материалов). Регулярный контроль состава потока диоксида углерода, так как наличие примесей может влиять на образование свободной воды. Следует учитывать возможность образования гидратов при температуре окружающей среды ниже 5 °С. Данные по управлению потоком (влияет на перепады давления и гидравлический профиль трубопровода). Сведения о разгерметизациях
Данные о контроле внутренней коррозии	Должен осуществляться мониторинг коррозии различными методами и не ограничиваться использованием только купонов. Мониторинг содержания воды и любых других примесей
Данные технического осмотра	Данные оперативного контроля (способствует качественному и количественному выявлению дефектов). Данные мониторинга неметаллических компонентов систем. Мониторинг утечек диоксида углерода

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов национальным и межгосударственным стандартам

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного международного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование соответствующего национального, межгосударственного стандарта
ISO 3183:2012	IDT	ГОСТ ISO 3183—2015 «Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия»
ISO 20765-2	IDT	*

* Соответствующий национальный, межгосударственный стандарт отсутствует. До его принятия рекомендуется использовать перевод на русский язык данного международного стандарта.

Примечание — В настоящей таблице использовано следующее условное обозначение степени соответствия стандарта:

- IDT — идентичный стандарт.

Библиография

[1] ISO 13623, Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems

[2] ISO 15156-1, Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H_2S-containing environments in oil and gas production — Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials

[3] ISO 16708, Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems — Reliability-based limit state methods

[4] ISO 17776, Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment

[5] ISO 31000, Risk management — Principles and guidelines

[6] ISO/TR 27912, Carbon dioxide capture — Carbon dioxide capture systems, technologies and processes

[7] EN 1594, Gas infrastructure — Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar — Functional requirements

[8] AS 2885, Pipelines — Gas and liquid petroleum

[9] ASME B31.4, Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries, 2012-00-00

[10] ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping, 2012-24-10

[11] CSAZ662-2015, Oil and Gas Pipeline Systems

[12] DNV-RP-J202, Design and Operation of CO_2 Pipelines

[13] DNV-OS-F101,2013, Submarine Pipeline Systems, Oct. 2007

[14] DNV-RP-C203, Fatigue Strength Analysis of Offshore Steel Structures

[15] DNV-RP-F107, Risk Assessment of Pipeline Protection

[16] DNV-RP-F116, Integrity Management of Submarine Pipeline Systems

[17] NACE MR0175-1/ISO 15156, Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H_2S-containing environments in oil and gas production — Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials

[18] NACE/TM 0192-2003, Evaluating Electrometric Materials in Carbon Dioxide Decompression Environments

[19] NACE/TM 0297-2002, Effects of High-Temperature, High-Pressure Carbon Dioxide Decompression in Electrometric Materials

[20] NORSOK Z-013, Risk and emergency preparedness analysis

[21] PHMSA, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, Pipeline Safety Regulations PART 195

[22] Ahluwalia K.S., & Gupta G.D. 1985: Composite reinforced pipelines. Paper H3, Sixth International Conference on the Internal and External Protection of Pipes, BHRA, The Fluid Engineering Centre, Nice, France, 5—7 November, 1985, P. 341—351

[23] Aursand E., Dorum C., Hammer M., Morin A., Munkejord S.T., Nordhagen H.O. 2014: CO_2 pipeline integrity: Comparison of a coupled fluid-structure model and uncoupled two-curve methods. Energy Procedia. 2014, 51 pp. 382—391. D0l:10.1016/j.egypro.2014.07.045

[24] Aursand P., Hammer M., Munkejord S.T., Wilhelmsen 0. Pipeline transport for CO_2 mixtures: Models for transient simulation. SINTEF Energy Research, Norway. Int. J. Greenh. Gas Control. 2013, 15 pp. 174—185

[25] Boser W., & Belfroid S. 2013: Flow assurance study. GHGT-11. Energy Procedia. 2013, 37 pp. 3018—3030

[26] Brown J., Graver B., Gulbrandsen E., Dugstad A., Morland B. 2014: Update of DNV Recommended Practice RP-J202 with focus on CO_2 corrosion with impurities. Energy Procedia, Vol. 63, pp 2432-2441, GHGT-12, www.sciencedirect. com/science/article/pii/ S1876610214020803

[27] CCSReg Project, 2009: Policy Brief: Regulating carbon dioxide pipelines for the purpose of transporting carbon dioxide to geologic sequestration sites. Department of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, July 13, 2009

[28] Chapoy A., Burgass R., Tohidi B., Austell M. Eikhoff C. 2009: Effect of common impurities on the phase behaviour of carbon dioxide rich systems: minimizing the risk of hydrate formation and two-phase flow. Society of Petroleum engineers SPE 123778

[29] CHEMICALOGIC CORPORATION. 1995-2014, [viewed 14.04.2014], http://www.chemicalogic.com. 222 Stoney Gate, Carlisle, MA 01741, USA

[30] Cosham A. 2012: The saturation pressure and the design of dense-phase carbon dioxide pipelines. June 2012, 3rd International Forum on the Transportation of CO_2 by Pipeline

[31] de Visser E., Hendriks C., Barrio M., Molnvik M.J., de Koeijer G., Liljemark S., Le Gallo Y. 2008: DYNAMIS CO_2 quality recommendations. Int. J. Greenh. Gas Control. 2008 October, 2 (4) pp. 478—484

[32] DNV-PHAST. Process hazard analysis software tool. Commercially available through DNV

[33] Dugstad A., Halseid M., Morland B. Testing of CO_2 specifications with respect to corrosion and bulk phase reaction. Presented at GHGT-12, 2014. Institute for Energy Technology, Norway, 2014

[34] Edwards K.L. 2008: Statement to the Senate Committee on Energy and Natural Resources oversight hearing on construction and operation of carbon dioxide pipelines. United States Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 31 January 2008

[35] Energy Institute, 2010: Technical guidance on hazard analysis for onshore carbon capture installations and onshore pipelines. Section 3.2

[36] European gas Pipeline Incident Data Group. http://www.eaig.nl/

[37] Gernert J., & Span R. 2016: EOS-CG: A Helmholtz energy mixture model for humid gases and CCS mixtures. J. Chern. Thermodyn. 2016, 93 pp. 274—293

[38] Health and Safety Executive (HSE), [viewed 14.04.2014], http://www.hse.gov.uk/carboncapture/carbondioxide.htm

[39] IEAGHG. 2011: Effects of impurities on geological storage of CO_2. IEAGHG, Technical report 2011/4, June 2011

[40] Immer J., Petrocelli F., White V. 2011: Modelling acid gas reactions in air products sour compression process. Air Products, 17th October 2011, Aiche Annual Meeting, Minneapolis

[41] Interstate Oil and Gas Compact Commission and Southern States Energy Board Pipeline Transport Task Force, 2010: A policy, legal, and regulatory evaluation of the feasibility of a national pipeline infrastructure for the transport and storage of carbon dioxide. Southern States Energy Board, 2010, www.sseb.org

[42] Jinying Y., Anheden M., Bernstone C. 2008: Impacts of non-condensable components on CO_2 compression/ purification, pipeline transport and geological storage, in proceedings of the 1st Oxyfuel Combustion Conference, September 2009

[43] Jones D.G., Cosham A., Armstrong K., Barnett J., Cooper R. 2013: Fracture-propagation control in dense-phase CO_2 pipelines. October 2013, 6th International Pipeline Technology Conference, paper no S06-02

[44] Koepke D., Eggers R., Mieske K., Kather A. 2009: Liquefaction of oxyfuel flue gas: experimental results and comparison with phase equilibrium calculations. September 2009, In: 1st Oxyfuel Combustion Conference, Cottbus, Germany

[45] Marsili D.L., & Stevick G.R. 1990: Reducing the risk of ductile fracture on the Canyon Reef Carriers CO_2 pipeline. SPE20646, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, USA, 1990

[46] Marston P. M., & Moore P. 2008: From EOR to CCS: The evolving legal and regulatory framework for carbon capture and storage. 29 Energy Law Journal 421,2008

[47] Marston PM. 2013: Bridging the gap: An analysis and comparison of legal and regulatory frameworks for CO_2-EOR and CO_2-CCS. A Report To The Global CCS Institute, October 2013

[48] Maxey W.A. 1974: Fracture initiation, propagation, and arrest. 5th Symposium on Pipeline Research, American Gas Association, Inc., Virginia, catalogue No. L30174

[49] Mcgrail B.P., SCHAEF H.T., Glezakou V.A., Dang L.X., Owen A.T. Water reactivity in the liquid and supercritical CO_2 phase: Has half the story been neglected 2009 Energy Procedia. 2009, 1 (1) pp. 3415—3419

[50] Mohitpour M., Golshan H., Murray Q. Pipeline design & construction; A practical approach. ASME Press, USA, Third Edition, 2006

[51] Mohitpour M., Seevam P., Botros K.K., Rothwell B., Ennis C. 2012: Pipeline transportation of carbon dioxide containing impurities. 2012, ASME Press, 3 Park Avenue, New York, NY 10016, USA

[52] Munkejord S.T., Bernstone C., Clausen S., de Koeijer G., Molnvik M.J. 2013: Combining thermodynamic and fluid flow modelling for CO_2 flow assurance. GHGT-11. Energy Procedia. 2013, 37 pp. 2904—2913

[53] Nordhaus R.R., & Pitlick E. 2009: Carbon dioxide pipeline regulation. Energy Law Journal. 2009, 30 (85) pp. 86—103

[54] Office of Pipeline Safety (OPS) within the U.S. Department of Transportation, 2014: Pipeline and hazardous materials safety administration, [viewed 14.04.2014], http://ops.dot.aov/stats/IA98.htm

[55] Oosterkamp A., & Ramsen J. 2007: State-of-the-art overview of CO_2 pipeline transport with relevance to offshore pipelines. Open Polytec report: POL-O-2007-138-A

[56] PHMSA, U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Material Safety Administration, [viewed 29.08.2014], httD://www.phmsa.dot.Qov/pipeline/librarv/data-stats

[57] Report of the Interagency Task Force on Carbon Capture and Storage (President Obama's interagency task force report on barriers to deploying CCS), August 2010, www.epa. gov/climatechange

[58] Santos S. Summary notes on «What is the implication of CO_2 quality on its design and engineering of pipeline transport». October 2008. IEAGHG R&D Programme, 2008

[59] Seevam P., & Hopkins P. 2008: Transporting the next generation of CO_2 for carbon, capture and storage: The impact of impurities on supercritical CO_2 pipelines. IPC2008-64063

[60] Shlueslis K.D., & Gupta G.D. 1985: Composite reinforced pipelines. Paper H3, Sixth International Conference on the Internal and External Protection of Pipes, BHRA, The Fluid Engineering Centre, Nice, France, 5—7 November, 1985, pp. 341—351

[61] The School of Pharmacy University of London (ULSOP) For the European Commission. DG Environment, 2009: State of the art report on mixture toxicity. Study Contract Number 070307/2007/485103/ETU/D.1, 22 December 2009

[62] Uilhoorn F.E. 2013: Evaluating the risk of hydrate formation in CO_2 pipelines under transient operation. March 2013, International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 14, May 2013, pp. 177—182

[63] US Department of Labor standard 1910.1200, 2012: Toxic and Hazardous Substances, Hazard Communication. May 2012

[64] Vattenfall Europe Carbon Storage GmbH & Co. KG, 2011: CO_2 Transport pipeline feed study. JOB NO.: P10111, Rev.1

[65] Weller B., Parvez A., Conley J., Slingerland E. 2008: The use of reinforced thermoplastic pipe in CO_2 flood enhanced oil recovery. Paper No. IPC2008-64075, pp. 53—59. Flexpipe Systems Inc., Calgary, Alberta, Canada

[66] Wilkowski G., Rudland D., Rothwell B. 2006: How to optimize the design of mechanical crack arrestors. Paper No: IPC2006-10357, Proceedings of IPC2006, 2006 International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, September 25—29, 2006

УДК 504.3.054 ОКС 13.020.40

Ключевые слова: улавливание, транспортирование и хранение диоксида углерода, транспортирование углекислого газа трубопроводным транспортом

Редактор *В.Н. Шмельков*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 16.02.2023. Подписано в печать 28.02.2023. Формат 60x84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 2,98.

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.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru