МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ ISO 10417— 2014

Нефтяная и газовая промышленность

СИСТЕМЫ СКВАЖИННЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, УСТАНОВКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ

Общие технические требования

(ISO 10417:2004,
Petroleum and natural gas industries — Subsurface safety valve systems — Design, installation, operation and redress, IDT)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт стандартизации и сертификации в машиностроении» (ВНИИНМАШ) на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 5

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 523 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 сентября 2014 г. № 70-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 августа 2015 г. № 1143-ст межгосударственный стандарт ГОСТ ISO 10417—2014 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 февраля 2016 г.

5 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ISO 10417:2004 «Нефтяная и газовая промышленность. Системы скважинных предохранительных клапанов. Проектирование, установка, эксплуатация и восстановление» («Petroleum and natural gas industries — Subsurface safety valve systems — Design, installation, operation and redress», IDT).

Международный стандарт разработан Техническим комитетом по стандартизации ТС 67 «Материалы, оборудование и морские сооружения для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности», подкомитетом SC 4 «Буровое и добывающее оборудование» Международной организации по стандартизации (ISO).

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ 1.5 (подраздел 3.6).

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

6 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

7 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Август 2019 г.

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© ISO, 2004 — Все права сохраняются
© Стандартинформ, оформление, 2015, 2019

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

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 1
4 Сокращения . . . 3
5 Конфигурация системы . . . 4
5.1 Общие положения . . . 4
5.2 Требования к системе . . . 5
5.3 Требования к оборудованию . . . 8
5.4 Документация и управление данными . . . 11
Приложение А (обязательное) Протокол восстановления SSSV (требуемый минимум данных) . . . 12
Приложение В (справочное) Установка . . . 13
Приложение С (справочное) Операции . . . 15
Приложение D (справочное) Размеры предохранительных клапанов, управляемых из скважины . . . 17
Приложение Е (справочное) Испытания SSSV . . . 21
Приложение F (обязательное) Отчет об отказах . . . 24
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов межгосударственным стандартам . . . 26
Библиография . . . 27

Введение

Настоящий стандарт был разработан потребителями/заказчиками и поставщиками/изготовителями скважинных предохранительных клапанов (SSSV), предназначенных для применения на нефтяных и газовых промыслах по всему миру. Настоящий стандарт представляет требования и информацию обеим сторонам в отношении проектирования, эксплуатации, установки и испытаний систем скважинных предохранительных клапанов, а также в отношении хранения/транспортирования, технического обслуживания и восстановления функций оборудования SSSV.

Пользователи настоящего стандарта должны знать, что могут потребоваться другие или отличные от установленных требования для конкретных задач по установке, хранению/транспортированию и техническому обслуживанию. Настоящий стандарт не имеет цели запретить потребителю/заказчику принимать альтернативные инженерные решения. Это, в частности, применимо в тех случаях, когда имеется инновационная и развивающаяся технология заканчивания скважин.

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Нефтяная и газовая промышленность

СИСТЕМЫ СКВАЖИННЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, УСТАНОВКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ

Общие технические требования

Petroleum and natural gas industries. Subsurface safety valve systems. Design, installation, operation and redress. General technical requirements

Дата введения — 2016—02—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает требования к конфигурации, установке, испытаниям, эксплуатации и ведению документации для систем скважинных предохранительных клапанов (SSSV). Кроме того, настоящий стандарт устанавливает требования и предлагает руководство по выбору, обращению, восстановлению функций и ведению документации по SSSV в составе скважинного добычного оборудования.

Ремонтные работы выходят за рамки настоящего стандарта.

Примечание — ISO 10432 представляет требования к ремонту оборудования SSSV.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты. Для датированных ссылок применяют только указанное издание стандарта, для недатированных — последнее издание (включая любые изменения).

ISO 9000, Quality management systems — Fundamentals and vocabulary (Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь)

ISO 9712, Non-destructive testing — Qualification and certification of personnel (Неразрушающий контроль. Квалификация и аттестация персонала)

ISO 10432, Petroleum and natural gas industries — Downhole equipment — Subsurface safety valve equipment (Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Скважинный предохранительный клапан с оснасткой)

ISO 16070, Petroleum and natural gas industries — Downhole equipment — Lock mandrels and landing nipples (Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Установочная оправка и посадочные ниппели)

ANSI/NCSL Z540-1, Calibration — Calibration Laboratories and Measuring and Test Equipment — General Requirements (Калибровка. Калибровочные лаборатории и измерительное и испытательное оборудование. Общие требования)

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ISO 9000, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **восстановление (функций)** (redress): Любая деятельность, включая замену квалифицированной детали (3.4), в рамках описанного в 5.3.3.

3.2 **диафрагма** (orifice): Отверстие (для впуска и выпуска газа или жидкости), специальное ограничительное приспособление, вызывающее падение давления в SSCSV, срабатывающего при изменении скорости потока.

Издание официальное

3.3 **изготовитель** (manufacturer): Основной агент при проектировании, производстве и оснастке исходного оборудования для системы SSSV.

3.4 **квалифицированная деталь** (qualified part): Деталь, изготовленная в соответствии с признанной программой обеспечения качества и в качестве запасной детали, изготовленной в соответствии или с превышением показателей заменяемой (оригинальной) детали, изготовленной основным изготовителем оборудования (OEM).

Примечание — ISO 9000 является примером признанной программы обеспечения качества.

3.5 **квалифицированный персонал** (qualified personnel): Персонал, знания и навыки которого, полученные в ходе обучения и/или практики и опыта и аттестованные в соответствии с установленными требованиями, стандартами или тестами, позволяют ему выполнять требуемые функции.

3.6 **линия управления (передачи сигналов)** (control line): Труба (обсадная), применяемая для передачи контрольных сигналов на SCSSV.

3.7 **наземная система управления** (surface control system): Оборудование на поверхности, включая коллектор, датчики и источник питания для управления SCSSV.

3.8

наземный клапан безопасности (surface safety valve): SSV-сборка автоматического клапана оборудования устья скважины, который должен срабатывать на закрытие при отказе в энергоснабжении.

Примечание — Этот термин при упоминании в настоящем стандарте означает клапан SSV и исполнительный механизм SSV в сборе.

ISO 10423 [1]

3.9 **оборудование системы SSSV** (SSSV system equipment): Компоненты, которые включают скважинный предохранительный клапан, управляемый с поверхности (3.21), линию управления (3.6), SSSV (3.23), установочную оправку предохранительного клапана (3.11), посадочный ниппель скважинного предохранительного клапана (3.15), муфты и другие регулирующие компоненты в скважине.

3.10

оператор (operator): Пользователь оборудования системы SSSV.
[ISO 10432]

3.11 **оправка установочная предохранительного клапана** (safety valve lock mandrel): Удерживающее приспособление, используемое в оборудовании SSSV.

3.12 **отказобезопасная глубина установки** (fail-safe setting depth): Максимальная истинная вертикальная глубина, на которой можно установить скважинный предохранительный клапан (SCSSV), который в максимально неблагоприятных гидростатических условиях будет закрываться.

3.13 **отказобезопасное устройство** (fail-safe device): Устройство, которое при потере регулирующей среды автоматически переключается в безопасное состояние.

3.14

подводный клапан безопасности (underwater safety valve): USV-сборка автоматического клапана (установленная в устье скважины под водой), который должен срабатывать на закрытие при отказе в энергоснабжении.

Примечание — Этот термин при упоминании в настоящем стандарте означает клапан USV и исполнительный механизм USV в сборе.

ISO 10423 [1]

3.15 **посадочный ниппель скважинного предохранительного клапана** (safety valve landing nipple): Любой приемник, включающий профиль, сконструированный для установки оправки SSSV непроходного типа.

Примечание — Он может иметь выход для связи с наружным источником для работы SSSV.

3.16 **пробный дебит (скорость истечения) скважины** (well test rate): Стабилизированный дебит скважины, при котором скважина обычно функционирует.

3.17 **ремонт** (repair): Любая деятельность, выходящая за рамки восстановления функций, которая включает демонтаж, повторную сборку и испытания с заменой или без замены квалифицированных деталей, которая может включать механическую обработку, сварку, термическую обработку или другие

производственные операции, которые восстанавливают оборудование до уровня исходных рабочих показателей.

3.18 **руководство по эксплуатации** (operating manual): Издание, выпущенное изготовителем, которое содержит подробную информацию и инструкции по устройству, установке, эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования систем SSSV.

3.19 **самоуравнительный элемент** (self-equalizing feature): Механизм SSSV, который при включении открытой последовательности SSSV позволяет давлению в скважине автоматически обходить запирающий механизм SCSSV.

3.20 **система аварийного отключения** (emergency shutdown system): Система устройств, которые в активированном состоянии вызывают отключение оборудования.

3.21 **скважинный предохранительный клапан, управляемый с поверхности** (surface-controlled subsurface safety valve, SCSSV): SSSV, управляемый с поверхности гидравлическими, электрическими, механическими или другими средствами.

3.22 **скважиннный предохранительный клапан, управляемый из скважины, SSCSV** (subsurface-controlled subsurface safety valve, SSCSV): SSSV, приводимый в действие характеристиками самой скважины.

Примечание — Такие устройства обычно приводятся в действие дифференциальным давлением через SSCSV (срабатывающие при изменении скорости потока) или давлением в насосно-компрессорных трубах у SSCSV (для высокого или низкого давления).

3.23

скважиннный предохранительный клапан, SSSV (subsurface safety valve, SSSV): Устройство, предназначенное для перекрытия скважины в целях предотвращения в ней неконтролируемых проявлений.

Примечание — Такие устройства можно спускать в скважину и извлекать с помощью троса или методом откачивания (извлечение с помощью троса), или SSSV являются неотъемлемой частью колонны насосно-компрессорных труб (спуск/извлечение с помощью насосно-компрессорных труб).

[ISO 10432]

3.24 **техническое обслуживание** (maintenance): Обслуживание, выполняемое в отношении оборудования систем SSSV как часть повседневных операций.

3.25 **транспортирование** (transport): Действия, необходимые для перемещения системы SSSV из одного географического места в другое.

3.26 **упаковка** (packaging): Оболочка(и), имеющая(ие) достаточную структурную целостность, чтобы защитить содержимое от повреждения и загрязнения, включая удары, условия окружающей среды, возникающие во время различных этапов транспортирования.

3.27 **уравнительный элемент** (equalizing feature): Механизм SSSV, позволяющий давлению в скважине обходить запирающий механизм SCSSV.

3.28 **хранение** (storage): Сохранение оборудования системы SSSV без повреждений и загрязнения после того, как обработка завершена, и до или после использования в поле, включая процесс транспортирования.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ESD — аварийное выключение;

FSSD — отказобезопасная глубина установки;

NDE — неразрушающий контроль;

OEM — основной изготовитель оборудования;

SCSSV — скважинный предохранительный клапан, управляемый с поверхности;

SSCSV — скважинный предохранительный клапан, управляемый (из скважины);

SSSV — скважинный предохранительный клапан;

SSV — наземный клапан безопасности;

SVLN — посадочный ниппель скважинного предохранительного клапана;

TFL — проходной выкидной трубопровод;

TRSV — скважинный предохранительный клапан, извлекаемый с помощью насосно-компрессорных труб;

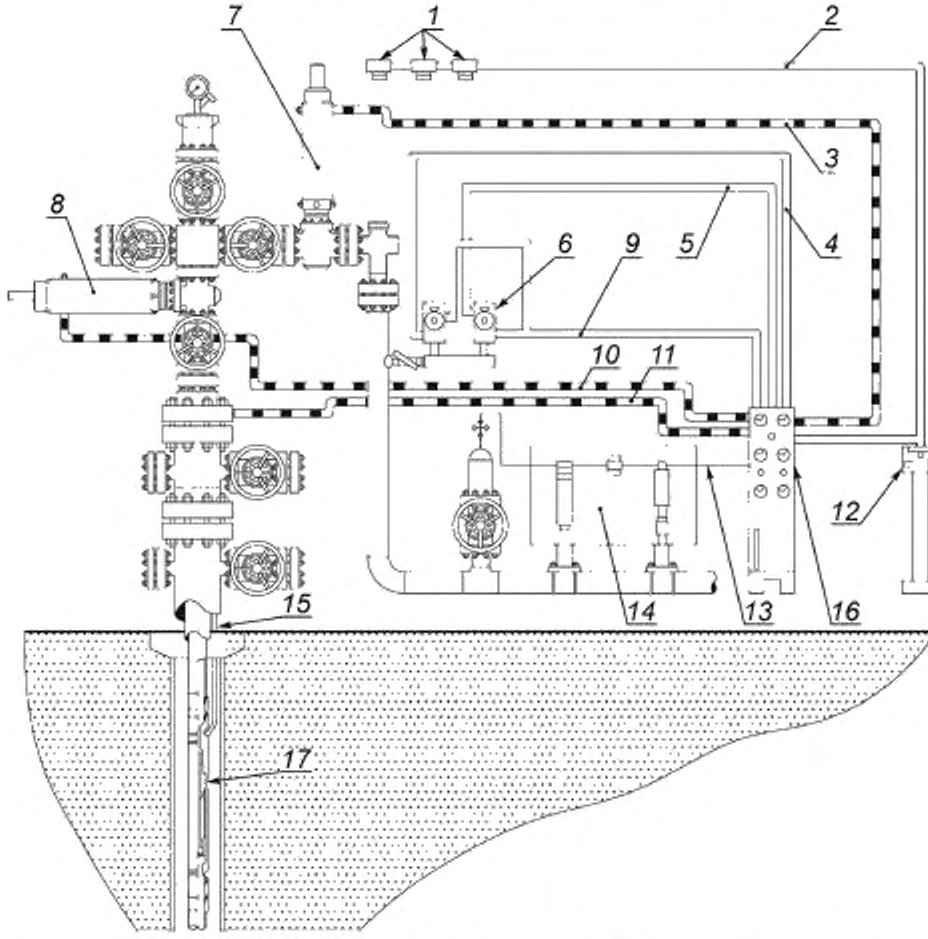
TR-SCSSV — управляемый с поверхности скважинный предохранительный клапан, извлекаемый с помощью насосно-компрессорных труб;

USV — подводный клапан безопасности.

5 Конфигурация системы

5.1 Общие положения

Системы скважинных предохранительных клапанов при приведении в действие обеспечивают предотвращение неконтролируемого проявления в скважине. Эти системы включают SCSSV и SSCSV, которые позиционируются ниже устья скважины и ниже уровня земли/грязевой линии и устанавливаются/извлекаются с помощью насосно-компрессорных труб, троса, проходных выкидных трубопроводов и их управляющих систем (см. рисунок 1).



1 — плавкие вставки; *2* — напорная линия ESD [207—345 кПа (30— 50 фунт/дюйм^2)], *3* — гидравлическая/пневматическая напорная линия к задвижке на отводящей линии; *4* — сигнал высокого давления; *5* — сигнал низкого давления; *6* — контрольная коробка, *7* — гидравлический или пневматический исполнительный механизм задвижки SSV; *8* — гидравлический или пневматический исполнительный механизм главного SSV; *9* — питание к пилотам [172 кПа (25 фунт/дюйм^2)]; *10* — гидравлическое/пневматическое давление на главный клапан; *11* — гидравлическая напорная линия к SCSSV; *12* — ручное дистанционное устройство для аварийного отключения; *13* — линия питания; *14* — скруббер в сборе напорного трубопровода; *15* — гидравлическая напорная линия к SCSSV; *16* — панель управления гидравликой/пневматикой; *17* — скважинный предохранительный клапан, управляемый с поверхности (SCSSV)

Рисунок 1 — Пример системы скважинного предохранительного клапана, управляемого с поверхности

5.2 Требования к системе

5.2.1 Общие положения

Потребитель/заказчик при разработке конфигурации системы должен учесть все относящиеся к делу элементы и их совместимость. Эти элементы должны включать следующее: систему управления; линию управления; соединители-каналы устьевого оборудования/трубодержателей; предохранители линии управления; контрольную жидкость (для SCSSV); SSSV; муфты труб и колонн; стопорные и уплотнительные приспособления (для скважинных предохранительных клапанов, спускаемых с помощью троса); посадочные ниппели скважинных предохранительных клапанов; связанные с ними инструменты и среды.

5.2.2 Установка

5.2.2.1 Общие положения

Потребитель/заказчик должен обеспечить условия для выполнения пробной установки системы SSSV и одобрения ее квалифицированным персоналом с использованием документально подтвержденных методик и критериев приемки в соответствии с инструкциями изготовителя и инструкциями оператора по построению систем. Конфигурация системы и результаты пробной установки должны стать частью документации скважины (см. 5.4).

5.2.2.2 Система управления

Система наземного управления должна включать элементы, необходимые для распознавания аномальных условий, которые могут способствовать неконтролируемому проявлению в скважине и должны передавать необходимый сигнал на SCSSV для закрытия.

Все элементы комплексной системы должны быть проанализированы на потенциальные опасности, которые могут сделать систему уязвимой к отказам или помешать безопасному ее использованию. Например, автоматический возврат в исходное положение нельзя включать в систему управления, поскольку этот элемент может вызвать открытие SCSSV в то время, когда он должен оставаться закрытым. Системы должны быть сконструированы так, чтобы работать с учетом потенциальных опасностей и в безопасном режиме.

Желательно включить систему наземного управления SCSSV в наземную систему аварийной защиты, чтобы избежать дублирования. Элементы должны быть скомпонованы в интегральную систему, чтобы обычные производственные сбои не приводили к закрытию SCSSV.

Если используются системы гидравлического или пневматического управления, пробное давление этих систем должно быть равно или выше самого высокого рабочего давления этой системы, когда она будет установлена. Компоненты системы должны проверяться на соответствие всем ожидаемым условиям окружающей среды, включая температуру.

При установке в нескольких скважинах манифольд систем управления должен включать оборудование для каждой отдельной скважины и отдельного SSSV.

Регуляторы ESD должны устанавливаться в стратегических местах в соответствии с применяемыми регламентами и техническим обоснованием. Чтобы избежать закрытия SCSSV в условиях полного проявления в скважине, необходимо ввести задержку между закрытием клапанов елки, управляемых ESD, и SCSSV. Последовательность открытия должна быть обращена к возвращению производственных мощностей в нормальный режим функционирования. Такой механизм задержки должен быть тщательно проанализирован, и анализ подтвержден документально, чтобы проверить отсутствие риска дополнительных опасностей, которые приводят систему в состояние, уязвимое в отношении отказов.

В отношении дополнительной информации см. [2].

5.2.2.3 Линия управления

Перед установкой линия управления должна быть проверена заполнением установленной рабочей жидкостью заданной чистоты. Во время установки необходимо следить, чтобы после окончательной установки на линии управления не было заметных физических повреждений, которые могут ограничивать поток, концентраторов напряжений или мест возникновения коррозии. См. 5.3.1.7 в отношении критериев выбора линий управления.

5.2.2.4 Переходники-соединители устьевого оборудования и трубодержателей

Переходники/соединители должны иметь следующие характеристики/свойства:

a) поверенное номинальное давление должно быть равно или больше, чем самое высокое ожидаемое в системе управления рабочее давление;

b) особое внимание необходимо уделить минимальным проходам, диаметр которых равен или выше, чем диаметр линии управления;

c) материалы должны быть совместимы с производственным окружением и другими текучими средами, с которыми могут соприкасаться;

d) особое внимание необходимо уделить применению уплотнений при рабочих давлениях, равных или превышающих 68,9 МПа (10 000 фунт/дюйм^2);

e) конструкция и расположение выхода устья скважины для линии управления может включать клапан для закрытия и изоляции отдельной скважины от системы управления. Этот клапан должен удерживаться в открытом положении во время обычной работы. Однако его закрытие должно быть немедленно обнаружено, поскольку закрытие этого клапана приводит SCSSV во внерабочее состояние.

5.2.2.5 Предохранители линии управления

Предохранители линии управления рекомендуется использовать для защиты управления от возможного повреждения (истирание, уплощение и т. д.), которое может возникнуть во время операций спуска/подъема после присоединения линии управления. Рекомендуется использовать не менее одного предохранителя на каждое трубное соединение. Для защиты предохранителя от перемещения по соединительной муфте (для насосно-компрессорных труб) рекомендуется применять перекрестные соединения. Предохранители должны иметь размеры, совместимые с размерами трубы и соединения, с размером и типом линии управления и диаметрами обсадных труб.

5.2.2.6 Флюид для управления давлением в скважине

Для выбора флюида применяются требования 5.3.1.6.

5.2.2.7 SSSV

SSSV должны выбираться после проверки совместимости с размерами и конфигурациями насосно-компрессорных труб и соединений вспомогательного трубопровода, проходными диаметрами насосно-компрессорных и обсадных труб, соответствующим устьевым оборудованием и инструментами для эксплуатации скважины, флюидом для управления давлением в скважине и другими средами, контактирующими с оборудованием.

Жидкость и газ, притекающие к скважине, и характеристика продуктивности скважины являются основными факторами при выборе и конструировании.

Отложение твердых осадков, парафина и гидратов влияет на функцию закрытия, и их необходимо учесть при определении глубины установки, особенно для SSCSV.

5.2.2.8 Гидромуфты

Эффекты входа потока могут повлиять на работу SSSV. Чтобы уменьшить результирующее воздействие турбулентности во время добычи, гидромуфты следует считать неотъемлемой частью насосно-компрессорной колонны, как перед, так и за SSSV. Гидромуфты должны быть совместимы с ID SSSV по свободной длине до входа SSSV и у выхода. В обычной производственной практике эта длина составляет минимум 0,9 м (3 фута), при условии, что эта длина превышает в 8—10 раз внутренний диаметр насосно-компрессорных труб. В случае установки TR-SCSSV длина гидромуфты должна учитывать будущую установку вставных клапанов.

5.2.2.9 Оправки для посадочных ниппелей, посадочные ниппели предохранительных клапанов, уплотнители и относящиеся к ним инструменты

Оправки для посадочных ниппелей, посадочные ниппели предохранительных клапанов, уплотнители и спускные инструменты и соответствующее оборудование необходимо проверять на совместимость с размерами и конфигурациями соответствующего стационарного оборудования скважины и инструментов для обслуживания скважины. Установка и извлечение должны выполняться в соответствии с требованиями, указанными в руководстве по эксплуатации изготовителя и, по обстоятельствам, в документации на методики потребителя/заказчика в соответствии с ISO 16070.

5.2.2.10 Проверка при получении

Система SSSV должна проходить контроль при получении.

После получения на месте оборудование SSSV, документация, например отчет о получении (приемке), руководство по эксплуатации, технический паспорт, должны быть проверены в следующем отношении:

a) проверяют, чтобы номер детали и серийный номер на оборудовании SSSV соответствовали указанным в сопроводительных документах;

b) убеждаются, чтобы все видимые уплотнители и резьбы не имели повреждений и чтобы все другие видимые элементы не имели повреждений, которые помешали бы работе SSSV.

Перед установкой гидравлические давления открытия и закрытия (или рабочие нагрузки) должны проверяться в соответствии с конкретным руководством по эксплуатации изготовителя изделия. Про-

веряют, чтобы SCSSV надежно функционировал на запланированной глубине перед установкой, путем расчета FSSD в соответствии с руководством по эксплуатации изготовителя.

Рекомендуется, чтобы компоненты системы SSSV перед установкой проходили функциональное испытание. Приложение B предлагает руководство для осуществления этого процесса.

5.2.3 Испытание системы

5.2.3.1 Общие положения

Когда система SSSV установлена, оборудование должно быть испытано квалифицированным персоналом, чтобы гарантировать надлежащую его работу. Процедуры оценки системы должны включать методики испытания, критерии приемки и требования документации.

5.2.3.2 Система наземного управления

Чтобы обеспечить работу системы наземного управления в пределах, установленных при проектировании, необходимо четко следовать предписанным изготовителем/оператором рабочим методикам. В отношении рекомендаций и указаний по операциям см. приложение C.

Система наземного управления должна проходить испытания не реже одного раза в полгода с рассмотрением условий без потока, если местные регламенты, условия и/или документированное свидетельство накопленных данных не предполагают других интервалов.

Чтобы испытать систему, включают клапан ESD. Испытания системы проходят успешно, если SCSSV закрывается после предписанной требованием задержки.

5.2.3.3 SCSSV

Гидравлические давления закрытия и открытия, механическое приведение в действие, целостность запирающего механизма и других элементов должны проверяться в соответствии с руководством по эксплуатации изготовителя, прежде чем устанавливать скважинный предохранительный клапан.

После установки SCSSV в скважину SCSSV должен быть закрыт в условиях малого или нулевого потока с помощью системы наземного управления. Верификация операции закрытия может сопровождаться испытанием под давлением и в потоке. SCSSV должен быть испытан на утечку путем открытия наземных клапанов для проверки в потоке. SCSSV снова открывают в соответствии с методиками, приведенными в руководстве по эксплуатации изготовителя.

SCSSV должны испытываться при работе запирающего механизма, чтобы проверить скорость утечки через запирающий механизм, не реже одного раза в полгода, если местные регламенты, условия и/или документированное свидетельство накопленных данных не предполагают других интервалов. Скорость утечки, превышающая 400 $см^3$/мин (13,5 унций/мин) для жидкости или 0,43 $м^3$/мин (15 $фут^2$/мин) для газа, должна стать показателем неблагоприятного исхода испытания и необходимости корректирующих действий для удовлетворения требований настоящего стандарта. Методы, отличающиеся от объемного определения утечки, можно использовать, при условии, что эти методы можно проверить и результаты будут повторяемыми. В приложении E приведены примеры методов испытания SCSSV на месте, которые соответствуют сохранению работоспособности при отказе отдельных элементов.

Более частое включение SCSSV, как показывает опыт работы на промысле, может способствовать сохранению свободной подвижности и надлежащего функционирования всех деталей, а также раннему выявлению дефектов.

5.2.3.4 SSCSV

Перед установкой SSCSV должны быть испытаны квалифицированным персоналом в соответствии с руководством по эксплуатации изготовителя, чтобы проверить механическое приведение в действие и удержание давления запирающим механизмом. Для испытания приводного механизма можно использовать механическое устройство.

В приложении D приведено руководство по определению размеров управляемых из скважины предохранительных клапанов.

Испытания SSCSV в скважине рекомендуются только для тех систем, которые сконструированы для испытания на месте.

Установленные (переправленные без помощи насосно-компрессорных труб) SSCSV должны извлекаться, проверяться, испытываться и снова устанавливаться в существующие условия скважины в соответствии с рекомендациями изготовителя через интервалы, не превышающие 12 месяцев. Более частый контроль, если предполагается накопленным опытом работы скважины, может потребоваться для раннего выявления засорения или износа деталей в процессе эксплуатации.

Испытание под давлением запирающего механизма следует проводить при дифференциале давления 1,38 МПа ± 5 % (200 $фут/дюйм^2$ ± 5 %). Скорость утечки, превышающая 400 $см^3$/мин

(13,5 унций/мин) для жидкости или 0,43 $м^3$/мин (15 $фунт^2$/мин) для газа, должна стать показателем неблагоприятного исхода испытания.

5.2.4 Качество системы

5.2.4.1 Общие положения

В данном подразделе приведены минимальные требования контроля качества для соответствия настоящему стандарту. Все функции контроля качества должны контролироваться документально подтвержденными инструкциями, которые включают критерии приемки и результаты испытания.

5.2.4.2 Квалификация персонала

Весь персонал, осуществляющий установку, восстановление, испытания и контроль для приемки, должен быть аттестован в соответствии с требованиями документации.

Персонал, выполняющий визуальный контроль, должен проходить проверку зрения ежегодно, применительно к выполняемой работе, в соответствии с ISO 9712.

Персонал, выполняющий NDE, должен проходить аттестацию в соответствии с ISO 9712 для уровня II или равноценного.

Примечание — Применительно к этим положениям документ [3] равноценен ISO 9712.

5.2.4.3 Системы калибровки

5.2.4.3.1 Измерительное и испытательное оборудование, используемое для приемки, должно быть идентифицировано, проходить через установленные интервалы контроль, калибровку и наладку в соответствии с техническими условиями, ANSI/NCSL Z540-1 и настоящим стандартом.

5.2.4.3.2 Средства измерения давления должны:

a) считываться до не менее ± 0,5 % от полной шкалы;

b) иметь калибровку, чтобы поддерживать точность в пределах ± 2 % от полной шкалы.

5.2.4.3.3 Средства измерения давления должны применяться только в диапазоне калибровки.

5.2.4.3.4 Средства измерения давления должны поверяться по образцовому средству измерения давления или грузопоршневому манометру. Частота калибровки для средства измерения давления должна быть не реже одного раза в 3 месяца, пока не будет собрано достаточно данных. После этого интервалы калибровки устанавливают на основе повторяемости (сходимости), интенсивности использования прибора и документированной истории калибровки.

5.3 Требования к оборудованию

5.3.1 Выбор

5.3.1.1 Материалы

Потребитель/заказчик должен убедиться, что материалы, используемые в оборудовании системы SSSV, пригодны для этого оборудования, например для эксплуатации в коррозионно-агрессивных условиях, условиях растрескивания под действием напряжений (см. ISO 10432 в отношении класса соответствия SSSV условиям эксплуатации), и соответствуют давлению, скорости потока, нагрузкам и температуре.

5.3.1.2 Поверхности контакта

Оборудование должно выбираться таким образом, чтобы при проверке продемонстрировать совместимость по размерам и конфигурации с насосно-компрессорными трубами и соединениями вспомогательных трубопроводов; проходными диаметрами насосно-компрессорных и обсадных труб; соответствующим стационарным скважинным оборудованием и обслуживающим скважину инструментарием; а также с флюидом для управления давлением в скважине и другими средами, контактирующими с оборудованием.

5.3.1.3 Давление/температура/скорость потока/нагрузки

Оборудование должно выбираться так, чтобы можно было проверить соответствие или превышение ожидаемых диапазона давления, диапазона температуры, максимальной/минимальной скорости потока и условий нагружения.

5.3.1.4 SSSV

5.3.1.4.1 Характеристики

Потребитель/заказчик должен учитывать для выбора следующие функциональные характеристики: выравнивание/самовыравнивание/невыравнивание; избирательный/неизбирательный профили; вторичная связь; временное/постоянное запирание/открытие. Для более широкого перечня требований см. функциональные технические требования, приведенные в ISO 10432.

5.3.1.4.2 Определение глубины установки SCSSV

При определении глубины установки SCSSV необходимо учесть следующее:

a) максимальную надежную глубину установки согласно руководству по эксплуатации изготовителя;

b) градиент и давление затрубного и управляющего флюида,

c) давления закрытия и открытия SSSV из отчета об отгрузке;

d) расчетное максимальное давление в насосно-компрессорных трубах у SCSSV;

e) требуемые коэффициенты надежности;

f) температуру текучести, ожидаемые давления и температуры на глубине установки клапана (отложение гидратов, парафинов, вечная мерзлота и т. д.).

5.3.1.5 Система управления

5.3.1.5.1 Датчики

Каждую установку необходимо проанализировать для определения применяемых датчиков. Типы датчиков, используемых для подачи сигналов на SCSSV, могут включать тепловые датчики, датчики давления, датчики уровня жидкости и другие датчики, по обстоятельствам.

Датчик высокого/низкого уровня можно поместить в подающий резервуар гидравлических систем для предупреждения об аномальных условиях эксплуатации, а именно фонтанирование скважины через линию управления или утечка в линии управления. В нагнетательное отверстие насоса можно также установить контрольный сигнализатор низкого давления.

5.3.1.5.2 Мощность

Систему рекомендуется проектировать с достаточным запасом мощности, чтобы она работала с минимальным питанием.

В пневматических и гидравлических системах необходимо вставить предохранительный клапан, чтобы предотвратить создание избытка давления в системе.

В гидравлических системах резервуар с рабочей жидкостью должен иметь адекватный слив, чтобы можно было сбрасывать давление для возвращающейся жидкости при закрытии SCSSV или в случае противотока из скважины через трубопровод управления.

Системы пневматического и гидравлического управления должны выполнять стандартные рекомендации поставщика/изготовителя оборудования в отношении промывки.

5.3.1.6 Руководство по выбору флюида для управления давлением в скважине

Флюид для управления давлением в скважине должен соответствовать рекомендациям изготовителя оборудования, а также необходимо учесть следующее:

a) воспламеняемость;

b) температуры вспышки;

c) способность к герметизации;

d) смазывающую способность,

e) физическую/химическую совместимость; флюид не должен способствовать разрушению уплотнителей, которое происходит при их затвердевании, размягчении, набухании и усадке;

f) стабильность характеристик флюида в ожидаемых диапазонах температуры/давления и сроке годности;

g) чистоту флюида (содержание твердого материала);

h) подавление вспенивания;

i) токсичность (включая воздействие на окружающую среду):

j) низкую коррозионную активность;

k) хорошую устойчивость к окислителям;

l) вязкость при всех рабочих температурах.

5.3.1.7 Руководство по выбору линии управления

При выборе линии управления следует учитывать следующее:

a) температуру вблизи SCSSV;

b) раствор для заканчивания скважины [в затрубном (кольцевом) пространстве];

c) максимальное ожидаемое рабочее давление;

d) рабочее давление надводного устья скважины;

e) глубину установки скважинного предохранительного клапана;

f) материал линии управления и толщину;

g) рабочую жидкость в линии управления;

h) конструкцию и материал соединителя линии управления;

i) технологию изготовления линии управления;

j) непрерывность линии управления;

k) среду скважины;

l) герметизацию/защиту линии управления.

5.3.2 Обращение (погрузочно-разгрузочные работы)

5.3.2.1 Общие положения

Оборудование SSSV необходимо транспортировать и хранить таким образом, чтобы сохранить целостность оборудования до установки в скважине.

5.3.2.2 Упаковка

Оборудование SSSV необходимо упаковывать таким образом, что избежать повреждения при транспортировании и порчи в процессе хранения. Оборудование SSSV, в котором применяются эластомерные уплотнители, должно быть защищено от прямого солнечного света или других источников УФ-излучения и должно быть защищено от контакта с загрязнителями, таких как масла, пары, растворители и т. д.

5.3.2.3 Хранение

Оборудование SSSV необходимо хранить в условиях (температура и т. д.), которые соответствуют требованиям изготовителя, изложенным в руководстве по эксплуатации. Оборудование обычно хранят в вертикальном положении в ненапряженном состоянии. Оборудование должно быть защищено от воздействия абразивных материалов и химических веществ, которые могут вызвать их повреждение.

Оборудование SSSV, содержащее эластомерные материалы, нельзя хранить в местах, где образуется озон при работе электрооборудования или вблизи излучающего оборудования. При хранении эластомерных материалов должно учитываться влияние срока годности этого материала.

5.3.2.4 Транспортирование

Регламенты по транспортированию, регулирующие размеры, массу, опасные материалы и т. д., в изложении государственных, региональных или национальных стандартов и рекомендации поставщика/изготовителя должны соблюдаться при отгрузке/транспортировании оборудования систем SSSV.

5.3.3 Восстановление функций

5.3.3.1 Общие требования

После восстановления функций оборудование системы должно поверяться на наличие характеристик, эквивалентных характеристикам оборудования в его оригинальном (исходном) состоянии. Восстановленное оборудование должно как минимум соответствовать изданию настоящего стандарта или эквивалентного действующего национального стандарта во время производства. Восстановленное оборудование представляет собой оборудование, которое восстановлено с помощью квалифицированных деталей, которые установлены квалифицированным персоналом (см. 3.5), прошедшее надлежащие испытание и документирование.

5.3.3.2 Скважинный предохранительный клапан SSSV

Восстановление предохранительных клапанов, управляемых из скважины и извлекаемых с помощью насосно-компрессорных труб, должно быть ограничено заменой уплотнителей, таких как уплотнительные кольца для резьб насосно-компрессорных труб, концевых муфт, фитингов линии управления или переходников, которая не включает разрушение соединения корпус — муфта. Если какое-либо соединение корпус — муфта, включающее гидравлические или рабочие секции клапана, разрушено, то восстановление превращается в ремонт и должно выполняться в соответствии с ISO 10432.

Восстановление предохранительных клапанов, управляемых с поверхности и извлекаемых с помощью троса/выкидного трубопровода, должно быть ограничено заменой эластомерных и неэластомерных уплотнителей, уплотнительных запасных частей, грязесъемных колец и обычных компонентов аппаратного обеспечения, таких как шпильки и болты, в рамках требований для восстановления, определенных в руководстве по эксплуатации изготовителя. Если любое соединение, удерживающее давление и включающее гидравлические или рабочие секции клапана, разрушено, это соединение необходимо испытать при номинальном рабочем давлении. Если выполняется любое другое действие, то восстановление превращается в ремонт и должно выполняться в соответствии с ISO 10432.

5.3.3.3 Замки

Восстановление замков SSSV должно ограничиваться заменой соответствующих квалифицированных деталей и обычных компонентов аппаратного оборудования в рамках требований руководства по эксплуатации изготовителя.

5.3.3.4 Контроль и оценка

Все оборудование системы SSSV, подвергающееся операциям восстановления, должно контролироваться и оцениваться в отношении ухудшения состояния и функциональности. Любое оборудование, нуждающееся в восстановлении, выходящем за пределы, описанные выше, должно подвергаться ремонту в соответствии с требованиями настоящего стандарта или эквивалентного национального стандарта, действующего на момент производства оборудования, или настоящего издания.

5.3.3.5 Повторная сборка

Повторная сборка восстановленного оборудования системы SSSV должна осуществляться в соответствии с требованиями изготовителя исходного оборудования и инструкциями, включающими применение всех специализированных инструментов и оборудования для сборки.

5.3.3.6 Испытание

Перед повторным спуском в скважину все восстановленное оборудование системы SSSV должно пройти испытания на механическую и/или гидравлическую функциональность в соответствии с руководством по эксплуатации OEM.

5.4 Документация и управление данными

5.4.1 Общие положения

Потребитель/заказчик должен создать и вести документально оформленные методики, чтобы управлять всеми документами по оборудованию систем SSSV и данными, относящимися к требованиям настоящего стандарта. Эти документы и данные должны вестись для демонстрации соответствия установленным требованиям. Все документы и данные должны быть удобочитаемыми. Их необходимо рассортировать и хранить таким образом, чтобы они были легкодоступны, обеспечив необходимое окружение для предотвращения повреждения, порчи и утери. Документы и данные могут храниться на любом носителе, таком как бумага или электронные файлы.

5.4.2 Сохраняемая документация

Потребитель/заказчик (оператор) должен сохранять документацию, которая обеспечивает объективное подтверждение соответствия требованиям настоящего стандарта к конфигурации системы. Как минимум документация должна включать руководство по эксплуатации; спецификации на изделия; записи о техническом обслуживании; протоколы испытаний (до и после установки и системы в целом) и все записи, касающиеся качества изделий.

Вся документация должна сохраняться и предоставляться в течение не менее одного года с даты вывода из эксплуатации оборудования.

Все записи должны быть подписаны квалифицированным персоналом и включать как минимум следующее.

- дату;
- наименование и расположение скважины;
- описание выполненных операций и затраченного на это времени, включая глубину установки, давление и использованное оборудование;
- все оборудование системы, которое было установлено, перемещено, заменено и/или восстановлено;
- все оборудование, утерянное или оставленное в скважине, и все ограничения, о которых ранее не сообщалось;
- информацию, необходимую для завершения отчета по анализу отказов.

5.4.3 Документация по восстановлению функций SSSV

Чтобы поддержать требования прослеживаемости восстановленного оборудования SSSV, документация должна включать серийный номер компонента SSSV, перечень замененных частей, прослеживаемость восстанавливаемых частей, Ф.И.О. персонала или наименование компании, выполнявшей восстановление, а также дату восстановления функций. Форма протокола восстановления, включая минимальные данные в соответствии с приложением А, должна заполняться для восстановления каждого изделия.

5.4.4 Документация об отказах

Сообщения об отказах должны оформляться в соответствии с приложением F.

Приложение А
(обязательное)

Протокол восстановления SSSV (требуемый минимум данных)

А.1 Общие данные

Изготовитель оборудования _____

Идентификация предприятия-исполнителя _____

Наименование оборудования _____

SSSV по каталогу или модель № _____ Серийный № _____ Размер _____

Пункты восстановления[1] _____

_____

Заказчик _____

Заказ-наряд на восстановление № _____

Заказ-наряд на внутренние работы _____

Дата выполнения испытания _____ Дата отгрузки _____

А.2 Краткое описание испытаний после восстановления

А.2.1 SCSSV

1. Давления открытия: макс. _____ мин. _____

2. Давления закрытия: макс. _____ мин. _____

3. Скорость утечки: при 100%-ном рабочем давлении _____

при низком давлении газа _____

4. Выполнил: _____ Дата _____

А.2.2 SSCSV

1. Скорость потока закрытия/дифференциалы давления закрытия/давление закрытия в насосно-компрессорных трубах _____

2. Размер диафрагмы (штуцера) _____

3. Число и длина проставок _____ жесткость пружины _____

4. Скорость утечки: при 100%-ном рабочем давлении _____ при низком давлении газа _____

5. Выполнил: _____ Дата _____

[1] Включая, по обстоятельствам, информацию об изготовителе установочной оправки предохранительного клапана, тип и его серийный номер.

Приложение В
(справочное)

Установка

В.1 Общие положения

Следующая рекомендуемая практика установки предназначена как руководство к действию и не учитывает всех деталей, а охватывает только наиболее широко используемые системы. Эта практика также предоставляет информацию, которую можно применять и в отношении других систем. Рекомендованный метод испытания SSSV включен в приложение Е. Проверка новых клапанов перед установкой показана в 5.2.2.10. Требования к установке конкретных клапанов должны указываться в руководстве по эксплуатации изделия.

В.2 Скважинный предохранительный клапан наземного управления

В.2.1 Линия управления — скважина, законченная в одном пласту

Этап 1. Спускают лифтовую колонну, пока не будет достигнута позиция SCSSV. В этой точке категорически требуется, чтобы скважина полностью находилась под контролем, поскольку может оказаться сложным достичь герметизации как в отношении колонны труб, так и в отношении линии управления с помощью стандартных противовыбросовых превенторов. В качестве дополнительной меры безопасности следует обеспечить обрезку линии управления и закрытие в скважине. Особое внимание необходимо уделять тому, чтобы избежать применения избытка многокомпонентной смазки для резьбы.

Этап 2. Устанавливают посадочный ниппель скважинного предохранительного клапана или клапана, извлекаемого с помощью насосно-компрессорных труб с гидромуфтами, если применяются.

Этап 3. Перед соединением промывают линию управления требуемой жидкостью до установленной чистоты. Соединяют линию(и) управления с посадочным ниппелем скважинного предохранительного клапана или SCSSV, извлекаемых с помощью насосно-компрессорных труб. Требуется линия управления, рассчитанная на работу в максимально неблагоприятных рабочих и окружающих условиях (в соответствии с руководством по эксплуатации изготовителя продувают действующие системы клапана, извлекаемого с помощью насосно-компрессорных труб, воздухом).

Этап 4. Испытывают линию(и) управления и соединения. Необходимо получить нулевую утечку. Рабочая жидкость является критической, и ее следует выбирать в соответствии с 5.3.1.6.

Рекомендуются следующие процедуры:

a) извлекаемые тросом: устанавливают регулируемые входные отверстия с заглушкой или блокировкой, если эти отверстия подвергаются воздействию жидкой среды в скважине, и испытываются при номинальном рабочем давлении системы;

b) извлекаемые трубами: испытывают при максимальном градиенте давления в соответствии с рекомендациями руководства по эксплуатации изготовителя.

Этап 5. Спускают насосно-компрессорные трубы и линию(и) управления. При спуске в скважину TR-SCSSV клапан держат открытым при давлении в соответствии с рекомендациями руководства по эксплуатации изготовителя.

Необходимо предпринять следующие меры предосторожности:

a) предотвратить попадание загрязнителей от бурения скважины в систему управления;

b) выявить утечки при спуске, и

c) предотвратить повреждение линии(ий) управления.

Для достижения этих целей поддерживают давление в линии(ях) управления при спуске в соответствии с рекомендациями руководства по эксплуатации изготовителя.

Этап 6. Закрепляют линию(и) управления на колонне насосно-компрессорных труб с помощью не менее одного крепежного приспособления или предохранителя линии управления (см. 5.2.2.5) на каждое соединение (муфту).

Этап 7. Опускают колонну труб до основания скважины и позиционируют.

Этап 8. Устанавливают трубодержатель и присоединяют линию(и) управления к выходным отверстиям из скважины. В этой точке особое внимание следует уделить выполнению технических условий изготовителя по установке узлов устьевого оборудования и обеспечению непрерывности давления в системе линии управления.

Этап 9. Испытывают линию управления под давлением в соответствии с этапом 4 a) или этапом 4 b).

Этап 10. Рекомендуются следующие процедуры:

a) для извлекаемых тросом установок, там где регулируемые входы подвергаются воздействию жидкой среды скважины: поднимают входные порты, с заглушкой или открытые, и пропускают не менее одного (1) объема линии управления. Нельзя оставлять вход линии управления открытым в течение продолжительного периода; устанавливают клапан-отсекатель, снова устанавливают заглушку, закрывают входы либо непрерывно прокачивают небольшие объемы рабочей жидкости гидравлической системы, чтобы не допустить попадания постороннего материала в линию управления;

b) для установок, извлекаемых трубами: испытывают функции клапана в соответствии с рекомендациями изготовителя.

В.2.2 Линия управления — скважина, законченная в нескольких пластах

Этап 1. Спускают эксплуатационную (последнюю) обсадную колонну, пока не будет достигнуто местоположение скважинного предохранительного клапана, и подвешивают эту колонну.

Этап 2. Спускают короткую колонну(ы) и защелкивают в групповой трубный пакер.

Этап 3. Устанавливают ниппели скважинных предохранительных клапанов и гидромуфты, там где используются, во всех колоннах. Спускают колонны одновременно с этой точки. Эта процедура рекомендуется, чтобы избежать возможного повреждения небольшой линии управления.

Оставшаяся часть процедуры заключается в повторении В.2.1 с этапа 3 до этапа 10.

Можно использовать альтернативную процедуру, если желательно отделить короткую колонну при измерении промежутков длинной колонны. Это сведет к минимуму смещение насосно-компрессорных труб во время окончательного подвешивания колонны.

Альтернативный этап 1. Спускают последнюю обсадную колонну, включая посадочный ниппель SCSSV и гидромуфты, там где они используются, к пакеру и размещают ее (устанавливают промежутки).

Альтернативный этап 2. Поднимают в скважине, пока не будет достигнут посадочный ниппель SCSSV, и подвешивают (используют размеры длинной колонны для размещения короткой колонны).

Альтернативный этап 3. Спускают короткие колонны и защелкивают в групповой трубный пакер. С этого момента процедура повторяет В.2.1 с этапа 3 по этап 10.

В.3 Наземная система управления

В.3.1 Установку наземной системы управления следует осуществлять в соответствии с [4] для наземных систем безопасности, в соответствии с [5] для трубопроводов и в соответствии с [6] для электрических систем.

В.3.2 Наземную систему управления рекомендуется устанавливать таким способом, чтобы она не мешала и сама не подверглась повреждению в результате обычных технологических операций, выполняемых на данной мощности. Местоположение блока управления, не являющееся критическим в отношении его функционирования, следует выбирать, исходя из удобства и безопасности. Корпус блока управления должен защищать его от атмосферных воздействий.

В.3.3 Все функции, гидравлическая, пневматическая или электрическая, следует испытать на надлежащее функционирование до подсоединения системы к SCSSV. Гидравлическую или пневматическую системы следует испытывать в соответствии с рекомендованными изготовителем методами и рабочими процедурами.

В.4 Скважинные предохранительные клапаны, управляемые из скважины. Применение к скважинам, законченным в одном или нескольких пластах

В.4.1 Опускают насосно-компрессорные трубы с посадочным ниппелем скважинного предохранительного клапана и гидромуфтами, там где они используются, позиционируют на рассчитанной глубине установки SSCSV.

В.4.2 Могут потребоваться дополнительные посадочные ниппели скважинных предохранительных клапанов с гидромуфтами, если используются, чтобы позволить альтернативное размещение SSCSV.

В.4.3 Устанавливают SSCSV в соответствии с процедурами изготовителя.

Приложение С
(справочное)

Операции

С.1 Общие положения

Следующие рекомендованные операции предназначены как руководство и не являются комплексными, но охватывают наиболее широко применяемые системы. Они также дают информацию, которая может применяться к другим системам. Контроль новых скважинных предохранительных клапанов перед установкой описан в 5.2.2.10. Требования к установке и эксплуатации конкретных клапанов должны быть включены в руководство по эксплуатации изделия.

Скважинные предохранительные клапаны наземного управления используются с элементами, которые обычно закрыты. Такой отказоустойчивый режим требует, чтобы клапан открывался в ответ на сигнал, в большинстве случаев создаваемый давлением в линии гидравлического управления. Убыль этого давления приводит к закрытию клапана с помощью пружинной системы. Гидравлическое давление на клапан подается с панели дистанционного управления, которая является частью всей системы SSSV и управляется системой ESD.

В ходе обычных операций SSSV не должен закрываться в результате обычного сбоя системы; он должен закрываться только в случае ESD. Закрытия SSSV в полнопоточных условиях следует избегать, поэтому в системе ESD предусмотрена задержка, такая чтобы SSV закрывался прежде, чем клапан в скважине. Последующее открытие должно быть обращено на возвращение производственных установок к нормальной работе. Такой механизм задержки должен тщательно анализироваться, чтобы гарантировать, что он не создаст дополнительной опасности, которая может привести систему к отказу.

С.2 Операции и испытания

Поскольку отказ системы защиты не очевиден, пока эта система не потребуется, важно проверять инструменты и систему наземного управления через регулярные интервалы. Работа системы наземного управления служит для сохранения всех подвижных частей свободными и функционирующими должным образом и способствует выявлению неисправностей на раннем этапе. Кроме того, более частые проверки следует выполнять для всех измерительных приборов и других управляющих устройств с дисплеем. Рекомендуется осуществлять испытания укомплектованной системы защиты один раз в шесть месяцев, если местные регламенты, условия и/или документальные данные прошлого опыта не предписывают другую частоту проверок.

Проверку и испытания следует выполнять во время:

- обычных операций, используя выключатели автоматики; клапаны выключения не следует приводить в действие во время обычных операций;
- плановых выключений, которые можно выполнять путем приведения в действие отдельного отключающего устройства для испытания системы в целом;
- неплановых выключений, происходящих по любой другой причине.

С.3 Рекомендации и требуемая документация

Должно иметься в наличии следующее:

- полная документация по системе, включая диаграммы тревоги и отключения, контурные диаграммы и т. д.;
- полная и актуализированная процедура испытаний;
- все оборудование рекомендуется правильно и четко идентифицировать (с помощью ярлыков, этикеток);
- все стороны, вовлеченные в испытания, должны являться квалифицированными работниками и знать методики испытания.

Следует хранить записи всех спуско-подъемных операций и результатов испытаний (включая фиктивные спуско-подъемные операции и несостоявшиеся спуско-подъемные операции, если требуется). Сочетание упомянутых выше проверок должно охватывать всю систему ESD, включая инициирующие устройства, логические блоки и отключающие клапаны.

С.4 Пересмотр и ответственность за испытания системы ESD

Методику испытания систем защиты следует пересматривать, чтобы учесть результаты испытания и оценить надежность системы.

Пересмотры должны включать инженерных работников, технический персонал, ремонтников и персонал, обеспечивающий безопасное проведение работ.

Лицо, ответственное за испытания компонентов системы защиты, должно подписать протокол испытания, показывающий, что все датчики и устройства аварийного выключения удовлетворительно прошли проверку, возвращены к работе после испытания и выключатели автоматики сняты.

С.5 Важная информация по выключению системы

Ни один датчик или устройство выключения в системе защиты не должны быть оставлены в заблокированном или обводном положении во время работы системы или оборудования, которые необходимо защищать, если не обеспечивается круглосуточное обслуживание для отдельного компонента оборудования, на котором расположен аварийный отключающий датчик или отключающее устройство.

Настоятельно рекомендуется восстановить давление в трубах, равное давлению при останове, прежде чем открыть SCSSV, даже если он обладает характеристиками(ой) уравнивания.

Приложение D
(справочное)

Размеры предохранительных клапанов, управляемых из скважины

D.1 Общие положения

Практика определения размеров рекомендует следующие методы и предназначена в качестве руководства, не является комплексной, но охватывает наиболее широко применяемые изделия.

Обычно имеется два типа конструкций SSCSV (срабатывающие либо от изменения скорости потока, либо от изменения давления в трубах). SSCSV первого типа должны закрываться, если высокая скорость притока к скважине жидкости или газа приводит к созданию дифференциала давления через штуцер клапана сверх расчетного дифференциала, выбранного при установке. SSCSV, срабатывающие при изменении давления в трубе, предназначены для закрытия, когда давление в насосно-компрессорных трубах падает ниже предварительно установленного уровня, контролируемого пневматически заполняемым контейнером в SSCSV. Рекомендуется проконсультироваться с изготовителем клапана в отношении конкретной конструкции поставляемых SSCSV.

D.2 SSCSV, срабатывающие от изменения скорости потока

Рекомендуется следующая типичная методика для определения размеров SSCSV, срабатывающих от изменения скорости потока.

Этап 1. Получают репрезентативную скорость истечения в скважине. См. форму D.1.

Этап 2. Рассчитывают или измеряют динамическое скважинное давление для получения условий этапа 1. Следует использовать в расчетах подходящую корреляцию вертикального потока. Если SSCSV был установлен во время испытания, падение давления через штуцер (диафрагму) должно рассчитываться для определения корректного динамического скважинного давления.

Этап 3. Рассчитывают характеристику притока в скважину по данным, полученным на этапах 1 и 2. Для нефтяных скважин следует рассчитать PI или IPR по Фогелю [7]. Формулу противодавления, выведенная Роулинзом [8] для максимального дебита скважины, можно использовать для газовых скважин. Два или более различных определения скорости могут потребоваться для более точного определения характеристики притока в скважину. Как только характеристика притока в скважину определена, можно рассчитать динамическое скважинное давление для других скоростей нефте(газо)отдачи.

Этап 4. Выбирают размер штуцера или необходимое падение давления для конкретной конструкции, типа, модели и размера SSCSV, срабатывающего от изменения скорости потока. Размер штуцера должен быть достаточно малым в диаметре, чтобы создать достаточный дифференциал давления для закрытия клапана SSCSV. Кроме того, размер штуцера должен быть достаточно большим в диаметре, чтобы предотвратить избыточное падение давления, чтобы свести к минимуму эрозию/коррозию труб. Необходимо придерживаться рекомендованных изготовителем диапазонов дифференциалов давления для каждого размера и модели SSCSV, срабатывающих от изменения скорости потока. Необходимо соблюдать осторожность, если диаметр штуцера превышает 80 % от диаметра расходомера Вентури, поскольку расчеты падения давления будут менее надежными. Для газовых скважин рассчитанная скорость потока через штуцер не должна превышать критическую скорость потока. Чтобы сделать расчеты диафрагмы для газа надежными, падение давления через штуцер не должно превышать 15 % от значения давления немедленно под SSCSV. Подходящий коэффициент расхода жидкости при истечении из штуцера и корреляции падения давления для SSCSV рекомендуется получить у изготовителя.

Этап 5. Выбирают условие скорости, вызывающей закрытие скважинного предохранительного клапана. Скорость закрытия должна быть не более 150 % и не менее 110 % от скорости истечения в скважине при испытании. Для нефтяных скважин, производящих менее 63,6 м^3/день [400 баррелей в день (BFPD)], SSCSV можно сконструировать так, чтобы закрытие происходило при скорости, не более чем на 31,8 м^3/день (200 BSFD) превышающей скорость при пробном пуске. Чтобы избежать частых ненужных закрытий и дросселирования клапана, скорость закрытия должна быть больше, чем пробный дебит скважины.

Этап 6. Для условий закрытия скважины рассчитывают следующее:

a) динамическое скважинное давление (для расчета этого значения используют характеристику притока в скважину, полученную на этапе 3);

b) давление непосредственно за SSCSV (используют подходящую корреляцию вертикального потока);

c) падение давления или размер штуцера (используют соответствующую корреляцию диафрагмы);

d) давление на устье фонтанирующей скважины. В условиях скорости потока, приводящей к закрытию скважинного предохранительного клапана, давление в надводных насосно-компрессорных трубах должно превышать 345 кПа (50 фунт/дюйм^2). Если рассчитанное давление в надводных насосно-компрессорных трубах меньше 345 кПа (50 фунт/дюйм^2), выбирают уменьшенную скорость закрытия и выполняют пересчет.

Этап 7. Рассчитывают требуемое усилие закрытия SSCSV. Изготовитель должен предоставить данные, если применяются, чтобы получить необходимое сжатие пружины — обычно с помощью проставок. Необходимо

выбирать пружину с конкретной жесткостью и приложить сжатие, при котором клапан будет оставаться открытым при пробном дебите скважины и даст клапану закрыться при рассчитанной скорости закрытия. Необходимо обеспечить выполнение всех требований этапов 4, 5 и 6. Если эти требования не выполняются, возвращаются к этапу 4 и выбирают другой размер штуцера или другое падение давления.

D.3 SSCSV, срабатывающие при низком давлении в трубе

D.3.1 Общие положения

SSCSV, приводимые в действие уменьшением давления в насосно-компрессорных трубах, можно использовать в следующих нефтяных и газовых скважинах и в скважинах непрерывного газлифта. SSCSV, приводимые в действие уменьшением давления в трубе, не подходят для скважин периодического газлифта. Как и в случае с SSCSV, приводимыми в действие изменением скорости потока, пробный дебит скважины и скорость потока, вызывающая закрытие клапана, должны быть известны для надлежащего размера SSCSV, приводимого в действие уменьшением давления в трубе. Некоторые скважины могут потребовать проведение анализа давления, чтобы более точно определить гидродинамическое давление у SSCSV. Размеры SSCSV, приводимые в действие уменьшением давления в насосно-компрессорных трубах, можно определить с помощью следующей рекомендованной процедуры.

D.3.2 Фонтанирующие нефтяные и газовые скважины

Этап 1. Получают пробный дебит скважины.

Этап 2. Рассчитывают или измеряют гидродинамическое давление на глубине установки SSCSV и динамическое скважинное давление. Используют соответствующую закономерность для вертикального потока при выполнении расчетов.

Этап 3. Определяют характеристику притока в скважину, используют тот же метод, который приведен на этапе 3 для SSCSV, срабатывающих при изменении скорости потока.

Этап 4. Определяют температуру потока у SSCSV. Температура требуется для правильного подбора размера SSCSV, срабатывающего от изменения давления газа. Обычно предполагается линейное увеличение в зависимости от температуры потока на поверхности до статической скважинной температуры.

Этап 5. Выбирают условие скорости потока для закрытия клапана. Скорость потока при закрытии должна быть не больше, чем 150 %, но не меньше 110 % скорости истечения из скважины при испытании. Для нефтяных скважин, производящих менее 63,6 $м^3$/день [400 баррелей в день (BFPD)], SSCSV можно сконструировать так, чтобы закрытие происходило при скорости, не более чем на 31,8 $м^3$/день (200 BSFD) превышающей испытательную скорость. Чтобы избежать частых ненужных закрытий и дросселирования клапана, скорость закрытия должна быть больше, чем пробный дебит скважины.

Этап 6. Для условий закрытия скважины рассчитывают следующее:

a) динамическое скважинное давление (для расчета этого значения используют характеристику притока в скважину, полученную на этапе 3);

b) давление у SSCSV (используют подходящую корреляцию вертикального потока);

c) давление на устье фонтанирующей скважины. В условиях скорости потока, приводящей к закрытию скважинного предохранительного клапана, давление в надводных насосно-компрессорных трубах должно превышать 345 кПа (50 фунт/дюйм^2). Если рассчитанное давление на устье фонтанирующей скважины меньше 345 кПа (50 фунт/дюйм^2), выбирают уменьшенную скорость закрытия и выполняют пересчет.

Этап 7. Устанавливают SSCSV, приводимые в действие уменьшением давления в насосно-компрессорных трубах, на закрытие при определенной скорости потока. Чтобы избежать частых ненужных закрытий и дросселирования клапана, давление закрытия должно быть как минимум на 345 кПа (50 фунт/дюйм^2) меньше, чем гидродинамическое давление на глубине установки скважинного предохранительного клапана.

D.3.3 Нефтяные газлифтовые скважины

Этап 1. Получают пробный дебит скважины в условиях добычи нефти с помощью газлифта. Определяют объем подводимого газа и глубину, на которую подводится газ. Также проводят пробный пуск скважины и получают пробный дебит без подвода газа. Форма D.1 показывает требуемые данные.

Этап 2. Определяют давление в SSCSV для этих двух скоростей истечения, полученных на этапе 1. Используют соответствующую закономерность для вертикального потока при выполнении расчетов. Если давление у SSCSV без подвода газа остается в пределах 345 кПа (50 фунт/дюйм^2) или выше, чем давление в условиях газлифта, то SSCSV установлен слишком глубоко в скважине или не подходит для применения. Часто требуется установка скважинного предохранительного клапана на небольшой глубине менее 305 м (1000 футов).

Этап 3. Берут SSCSV, приводимые в действие уменьшением давления в насосно-компрессорных трубах, такого размера, чтобы они закрывались на установленной глубине при давлении: (a) меньшем, чем давление, соответствующее пробному дебиту скважины, (b) большем, чем давление при пробном дебите без подвода газа (гидродинамическом). Давление закрытия должно быть по крайней мере на 345 кПа (50 фунт/дюйм^2) меньше, чем обычное рабочее давление в скважинном предохранительном клапане, чтобы предотвратить частые ненужные закрытия. Регулировка температуры в соответствии с этапом 4 для фонтанирующих нефтяных и газовых скважин требуется для клапанов, испытывающих давление газа.

Форма D.1 Форма записи данных по размерам образцов для управляемых из скважины скважинных предохранительных клапанов

КОМПАНИЯ ДАТА

МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ АРЕНДОВАННЫЙ УЧАСТОК И СКВАЖИНА

D.1 Данные по скважине — Нефтяные скважины

Добыча нефти (газлифт/фонтанирование) _____ $м^3$ нефти в день (OPD) [баррелей нефти в день (BOPD)]

Водоприток _____ $м^3$ воды в день (WPD) [баррелей воды в день (BWPD)]

Соотношение газ/нефть _____ $м^3/м^3$ ($фунт^2$/баррель)

Давление в трапе _____ МПа по манометру (фунт/$дюйм^2$ по манометру)

Гидродинамическое давление в трубной головке _____ МПа по манометру (фунт/$дюйм^2$ по манометру)

Приближенная плотность _____ по API

Давление в точке начала кипения _____ МПа по манометру (фунт/$дюйм^2$ по манометру)

Объем подводимого газа (только для добычи способом газлифта) _____ $Мм^3$/день [Мм $фут^3$ (MMCF/D)]

Глубина, на которую подводят газ (только для добычи с помощью газлифта) _____ м (фут)

D.2 Газовые скважины

Добыча газа _____ $Мм^3$/день (Bcf/d)

Соотношение конденсат/газ _____ $м^3/Мм^3$ (баррель/Bcf)

Соотношение вода/газ _____ $м^3/Мм^3$ (баррель/Bcf)

Гидродинамическое давление в трубной головке _____ МПа по манометру (фунт/$дюйм^2$ по манометру)

Плотность конденсата _____ по API

«*n*» экспонента формулы противодавления _____

D.3 Данные по заканчиванию скважины и резервуарам

Глубина продуктивной зоны (TVD-фактическая вертикальная глубина скважины) _____ м (фут)

Глубина установки SSSV (TVD-фактическая вертикальная глубина скважины) _____ м (фут)

Колонна насосно-компрессорных труб, внутренний диаметр _____ см (дюйм)

Статическое давление в забое _____ МПа (фунт/$дюйм^2$)

Динамическое скважинное давление _____ МПа (фунт/$дюйм^2$)

Статическая скважинная температура _____ °C (°F)

Температура на устье фонтанирующей скважины _____ °C (°F)

D.4 Стандартные допущения (нефть/газ):

Плотность газа при разделении от нефти (0,7/0,6 вода/воздух = 1,0)_____

Плотность воды (1,07/1,05)_____

Абсолютная шероховатость стенки трубы (0,0018/0,0006) _____

Коэффициент истечения жидкости из штуцера (0,85/0,90) _____

Стандартное давление 0,101325/0,101325 (14969/14,696) _____ МПа (фунт/$дюйм^2$)

Стандартная температура 15,6/15,6 (60/60) _____ °C (°F)

D.5 Данные по искривлению ствола скважины

MD (измеренная глубина проходки) _____ , _____, _____, _____, _____ м (фут)

TVD (фактическая вертикальная глубина скважины) _____, _____, _____, _____ м (фут)

D.6 Имеющиеся данные на SSSV (где применяется)

Размер штуцера _____ мм (дюйм)

Код клапана или внутренний диаметр трубки Вентури _____

D.7 Данные по размерам

Код клапана или тип клапана: (изготовитель и описание) _____

Размер штуцера: (1)_____см (дюйм), (2)_____см (дюйм), (3)_____см (дюйм)

OR (эксплуатационная готовность)

Дифференциал давления: (1)_____ МПа (фунт/дюйм^2), (2) _____ МПа (фунт/дюйм^2),

(3)_____ МПа (фунт/дюйм^2)

Отношение рассчитанной скорости закрытия к темпу добычи при испытании:

(1)_____, (2) _____, (3) _____, (4) _____, (5)_____

Приложение Е
(справочное)

Испытания SSSV

Е.1 Методика испытания установленных скважинных предохранительных клапанов, управляемых с поверхности. Стандартная глубина

Е.1.1 Регистрируют давление в системе управления.

Е.1.2 Изолируют систему управления от испытуемой скважины.

Е.1.3 Отсекают скважину на устье.

Е.1.4 Выдерживают не менее 5 мин. Проверяют линию управления на падение давления, которое может указывать на утечку в системе.

Е.1.5 Стравливают давление в системе управления до нуля, чтобы закрыть SCSSV. Закрывают систему линии управления и наблюдают восстановление давления, которое может указывать на неисправность системы SCSSV.

Е.1.6 Стравливают давление на устье скважины до самого низкого реального давления и затем останавливают скважину задвижкой на отводящем трубопроводе или выкидном трубопроводе. Если возможно, стравливают давление в головной части выкидного трубопровода до значения или ниже значения давления на устье скважины и наблюдают за изменением давления в выкидном трубопроводе и на устье, которое может указывать на неисправность наземного клапана. Все утечки через задвижку на отводящем трубопроводе или на выкидном трубопроводе необходимо устранить, прежде чем продолжать испытания.

Е.1.7 Выполняют испытание на утечку и документируют результаты. Для газовых скважин скорость потока можно рассчитать по восстановлению давления по следующей формуле

$$q = 1707\left(\Delta\frac{p}{Z}\right)\left(\frac{1}{t}\right)\left(\frac{V}{T}\right) \text{ (в единицах СИ);}$$

$$q = 2122\left(\Delta\frac{p}{Z}\right)\left(\frac{1}{t}\right)\left(\frac{V}{T}\right) \text{ (в единицах системы, применяемой в США),}$$

где q — скорость утечки, м^3/ч (SCF/hr);

$\left(\Delta\frac{p}{Z}\right)$ — конечное давление p_f, деленное на конечное Z_f, минус начальное давление pi, деленное на начальное Z_i;

p — давление, в МПа (фунт/дюйм^2);

Z — коэффициент сжимаемости;

t — время восстановления давления, в мин, до достижения стабильного значения;

V — объем насосно-компрессорной колонны над SSSV, в м^3 (фут^3);

T — абсолютная температура на SSSV, °C + 273 (°F + 460).

Для применения при низких давлениях эту формулу можно упростить следующим образом:

$$q = \frac{5,81(\Delta p)V}{t} \text{ (в единицах системы СИ);}$$

$$q = \frac{4(\Delta p)V}{t} \text{ (в единицах системы, применяемой в США).}$$

Е.1.8 Для нефтяных скважин восстановление давления зависит от статического уровня жидкой среды и количества газа в нефти. Если уровень жидкости расположен ниже SCSSV, можно использовать формулы для газовых скважин (Е.1.7). Если уровень жидкости расположен выше SCSSV, следует измерить скорость утечки.

Е.1.9 Если SCSSV не закрывается или если скорость утечки превышает 0,43 м^3/мин (15 SCF/мин) газа или 4000 см^3/мин (13,5 унций/мин) жидкости, необходимо выполнить корректировку.

Е.1.10 После успешного прохождения испытания SCSSV используют следующие процедуры, рекомендованные для открытия клапана:

а) SCSSV с уравнительными элементами:

1) с наружным источником давления.

Нагнетают давление в насосно-компрессорной колонне выше клапана, пока элемент SCSSV, реагирующий на прокачку, не покажет, что давления выровнялись. После выравнивания давлений увеличивают давление в ли-

нии управления до значения, зарегистрированного на этапе 1, или до значения давления, устанавливаемого для обычных операций;

2) без наружного источника давления.

При остановленной скважине медленно увеличивают давление в системе управления, пока давление в насосно-компрессорной колонне не начнет возрастать. Закрывают распределительный клапан манифольда и записывают давление открытия. Если давление в насосно-компрессорной колонне устанавливается, создают давление в системе управления, чтобы открыть SCSSV. Увеличивают гидравлическое давление в линии управления до значения, зарегистрированного на этапе 1, или до давления, которое как минимум на 3,45 МПа (500 фунт/дюйм^2) выше, чем давление открытия.

a) SCSSV без уравнительных элементов.

Следует использовать наружный источник давления для уравнивания давления через SCSSV до открытия. Когда давление уравняется, медленно увеличивают давление в линии управления до значения, зарегистрированного на этапе 1, или до давления, устанавливаемого для обычных операций.

Е.1.11 Если определено, что SCSSV работает надлежащим образом и открыт, снова присоединяют линию управления к системе управления и восстанавливают работу скважины. Проверяют пробный дебит скважины. Значительное уменьшение этого дебита может быть результатом того, что SCSSV полностью не открылся.

Е.2 Методика испытания установленных скважинных предохранительных клапанов, управляемых с поверхности. Установка под водой

Альтернативный метод испытания на утечку использует нагнетательную линию с жидкостным уплотнением для ввода химических реагентов в ствол подводной скважины, как датчик, передающий информацию об изменении давления от елки на морскую платформу. Подводные испытания не всегда дают убедительные результаты при обычной продолжительности испытания; подход к скважине, законченной с подводным устьевым оборудованием, с помощью системы прямого гидравлического управления является наиболее эффективным средством выполнения поставленной задачи.

Поток в линии регулируется возбуждаемым клапаном в елке (на линии за регистрирующим давление устройством на морской платформе обратных клапанов не имеется). Чтобы испытать USV, манипулируют клапанами на елке, чтобы создать испытательную камеру между USV и другим клапаном на елке. Для испытания SCSSV камеру образуют между задвижкой на отводящей линии (USV) и SCSSV.

a) испытание USV:

1) закрывают клапан на панели (SDV) на платформе и дают выкидному трубопроводу заполниться;

2) закрывают USV (задвижку на отводящем трубопроводе);

3) закрывают фонтанную задвижку;

4) закрывают SSSV;

5) стравливают 20 % или 3,45 МПа (500 фунт/дюйм^2), в зависимости от того, какая величина меньше, из линии управления, чтобы установить дифференциал через USV;

6) открывают распределительный клапан ввода химических реагентов на елке;

7) наблюдают испытательную камеру между USV (задвижкой на отводящем трубопроводе) и фонтанной задвижкой в отношении понижения давления, т. е. USV обеспечивает утечку из испытательной камеры в отводящий трубопровод;

b) испытание SCSSV:

1) открывают USV;

2) открывают фонтанную задвижку;

3) закрывают USV;

4) наблюдают испытательную камеру между USV (задвижкой на отводящем трубопроводе) и промежуточным клапаном в отношении восстановления давления; это обеспечивает утечку в испытательную камеру снизу.

Применение заполненной жидкостью линии для наблюдения изменений давления в этих камерах дает убедительный результат через 30 мин на основе формулы, приведенной в Е.1.7.

Е.3 Методика испытания установленных скважинных предохранительных клапанов, управляемых из скважины

Е.3.1 Закрывают SSCSV, используя метод, установленный изготовителем в соответствующих инструкциях.

Е.3.2 Изолируют скважину от выкидного трубопровода, закрыв скважину на устье или вблизи него.

Е.3.3 Стравливают остаточное давление на устье скважины до минимального реального значения и затем закрывают скважину задвижкой на отводящем трубопроводе или на выкидном трубопроводе. Если возможно, стравливают давление в головной части выкидного трубопровода до значения или ниже значения давления на устье скважины и наблюдают за изменением давления в выкидном трубопроводе и на устье, которое может указывать на неисправность наземного клапана. Все утечки через задвижку на отводящем или на выкидном трубопроводе необходимо устранить, прежде чем продолжать испытания.

Е.3.4 Выполняют испытание на утечку и документируют результаты. Для газовых скважин скорость потока можно рассчитать по восстановлению давления по формуле, приведенной в Е.1.7.

Е.3.5 Для нефтяных скважин восстановление давления зависит от статического уровня жидкой среды и количества газа в нефти. Если уровень жидкости расположен ниже SSCSV, можно использовать формулы для газовых скважин (Е.1.7). Если уровень жидкости расположен выше SSCSV, следует измерить скорость утечки жидкости.

Е.3.6 Если SSCSV не закрывается или если скорость утечки превышает 0,43 $м^3$/мин (15 SCF/min) газа или 4000 $см^3$/мин (13,5 унций/мин) жидкости, необходимо выполнить корректировку.

Е.3.7 После успешного прохождения испытания SSCSV используют рекомендованные изготовителем в соответствующих инструкциях процедуры для открытия клапана. Теперь скважина готова к пуску в эксплуатацию.

Приложение F
(обязательное)

Отчет об отказах

F.1 Отчет об отказах

Оператор оборудования SSSV, изготовленного в соответствии с настоящим стандартом, должен представить изготовителю письменный отчет об отказах (неисправностях) оборудования. Отчет об отказах должен представляться изготовителю оборудования в течение 30 дней с момента выявления и идентификации неисправности. Необходимо выполнить исследование в форме анализа отказов, чтобы определить причину неисправности и результаты задокументировать.

Варианты выполнения оператором анализа отказов неисправного оборудования должны быть следующими:

a) оператор изымает неисправное оборудование из эксплуатации и возвращает изготовителю, который совместно с оператором выполняет анализ отказов;

или

b) оператор не сразу изымает неисправное оборудование из эксплуатации. Однако если оператор изымает это оборудование в течение 5 лет с даты акта об отгрузке/получении, оператор должен вернуть оборудование изготовителю для выполнения анализа отказов;

или

c) оператор выбирает проведение независимого анализа отказов.

Оператор должен уведомить изготовителя оборудования о выбранном для анализа отказов варианте в отчете об отказах. Если выбран вариант c), то копию протокола анализа отказов необходимо направить изготовителю оборудования в течение 45 дней с момента завершения анализа.

Изготовитель должен нести ответственность согласно требованиям отчета об отказах, приведенных в ISO 10432.

F.2 Минимальные сведения

В отчет об отказах следует включать как минимум сведения, включенные в таблицу F.1.

Таблица F.1 — Отчет об отказах. Оборудование скважинных предохранительных клапанов (минимальные сведения)

Данные оператора	Данные изготовителя (заполняется по получении оборудования)
I. Идентификация оператора - оператор - дата - промысел и/или участок - название организации-арендатора и номер скважины	I. Состояние неисправного оборудования - состояние при получении - неисправные компоненты - поврежденные компоненты
II. Идентификация оборудования SSSV - SSSV_____; посадочный ниппель SSV_____; замок SSSV_____ - изготовитель оборудования - модель - извлекаемый трубой _____ - извлекаемый тросом _____ - извлекаемый SCSSV _____ - извлекаемый SSCSV _____ - серийный номер - рабочее давление - номинальный размер - класс эксплуатации - только класс 1 - класс 1 или 2 - класс 3 - класс 4 - записи истории восстановления функций	II. Результаты испытаний - проведенные оператором и/или изготовителем - вид отказа - скорость утечки - флюид для управления давлением в скважине - рабочие данные (давление открытия и закрытия и т. д.)
	III. Причина отказа - вероятная причина - вторичная причина

Окончание таблицы F.1

Данные оператора	Данные изготовителя (заполняется по получении оборудования)
III. Данные о скважине - пробный дебит скважины - окружающие условия - процент песка - H_2 - CO_2 - давления и температуры: - на поверхности - в забое - на глубине установки оборудования SSSV - дата установки оборудования SSSV - время эксплуатации оборудования - необычные условия работы	IV. Ремонт и техническое обслуживание - замена частей - другие виды обслуживания и ремонта
	V. Исправления для предотвращения рецидива - методы оператора - изменение конструкции/материала - правильное применение оборудования
IV. Описание отказа - характер неисправности - наблюдаемые условия, которые могли привести к отказу	VI. Дополнительная информация - расположение предприятия, на котором был изготовлен отсекатель первоначально - дата изготовления
V. Подпись оператора и дата	VII. Подпись изготовителя и дата — Отчет передается оператору, копия остается у изготовителя

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов межгосударственным стандартам

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного международного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование соответствующего межгосударственного стандарта
ISO 9000	IDT	ГОСТ ISO 9000—2011 «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь»
ISO 9712	—	*
ISO 10432	IDT	ГОСТ ISO 10432—2014 «Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Скважинный предохранительный клапан с оснасткой. Общие технические требования»
ISO 16070	IDT	ГОСТ ISO 16070—2015 «Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Оправки установочные и посадочные ниппели. Общие технические требования»
ANSI/NCSL Z540-1	—	*

* Соответствующий 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 стандартов:
- IDT — идентичные стандарты.

Библиография

[1] ISO 10423 Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Wellhead and christmas tree equipment (Промышленность нефтяная и газовая. Бурильное и производственное оборудование)

[2] ISO 13628-6 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 6: Subsea production control systems (Промышленность нефтяная и газовая. Конструкция и работа систем подводной добычи. Часть 6. Системы контроля подводной добычи)

[3] SNT-TC-1A Personnel qualification and certification in nondestructive testing (Квалификация и сертификация в области неразрушающего контроля)

[4] ISO 10418 Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Basic surface process safety systems (Промышленность нефтяная и газовая. Эксплуатационные морские основания. Основные системы обеспечения безопасности поверхности)

[5] ISO 13703 Petroleum and natural gas industries — Design and installation of piping systems on offshore production platforms (Промышленность нефтяная и газовая. Проектирование и установка системы трубопроводов на морских эксплуатационных платформах)

[6] API RP 14F Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Division 1, and Division 2 Locations (Проектирование и монтаж электрических систем для стационарных и плавучих морских нефтяных объектов. Неклассифицированные и Класс 1, Раздел 1 и Раздел 2)

[7] Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells. J Petroleum Technol., January, 1968, pp. 83—92 (Вогель Д.В. Приток производительности в отношении решений привода газовых скважин. Д. Нефтяные технологии. Январь 1968, с. 83—92)

[8] Rawlins E.L. and M.A. Schellardt: Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices; Bureau of Mines Monograph 7, 1935, p. 168 (Роулинг И.Л. и М.Э. Шеллардт. Обратное давление. Данные о газовых скважинах и их применение в производственной практике. Горное бюро. Монография 7, 1935, с. 168)

УДК 622.24.05:006.354 МКС 75.180.10

Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность, системы скважинных предохранительных клапанов, проектирование, установка, эксплуатация, восстановление, испытания, документация

Редактор *Е.И. Мосур*
Технические редакторы *В.Н. Прусакова, И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.М. Поляченко*
Компьютерная верстка *Л.В. Софейчук*

Сдано в набор 26.08.2019 Подписано в печать 18.09.2019. Формат 60 × 84 $^{1}/_{8}$. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,19. Уч.-изд. л. 3,26.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ИД «Юриспруденция», 115419, Москва, ул. Орджоникидзе, 11.
www.jurisizdat.ru y-book@mail.ru

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru

IEEE Std 1667-2014