

СТО ИНТИ S.100.33-2022

RU

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Общие технические требования



Предисловие

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Комитетом по бурению и закачиванию скважин АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»

2 ВНЕСЕН Комитетом по бурению и закачиванию скважин АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»

3 ПРИНЯТ АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив»

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив».

Оглавление

1	Область применения	4
2	Нормативные ссылки	5
3	Термины, определения и сокращения	7
4	Требования к конструкции	8
5	Проверка конструкции.....	14
6	Документация	16
7	Испытания рабочих характеристик противовыбросового превентора ..	17
8	Требования к материалам	4
9	Требования к заводским табличкам	5
10	Требования к надежности	6
11	Требования к монтажной и ремонтной пригодности	7
12	Требования к упаковке	8
13	Требования безопасности	9
14	Транспортирование и хранение.....	10
15	Библиография.....	11

1 Область применения

Настоящий стандарт определяет требования к характеристикам, конструкции, испытаниям и контролю, маркировке, хранению и транспортировке противовыбросового оборудования, применяемого при бурении скважин на нефть и газ.

Стандарт также определяет условия эксплуатации с точки зрения давления, температуры и скважинных флюидов, для работы с которыми предназначено оборудование.

Настоящий стандарт применим и устанавливает требования для следующего оборудования:

- a) Плашечные противовыбросовые превенторы;
- b) Корпуса плашек превенторов, пакеры и верхние уплотнения;
- c) Универсальные превенторы;
- d) Кольцевые уплотнительные узлы;
- f) Фланцевые крестовины и соединительные катушки-проставки;
- g) Адаптеры;
- h) Мандрели (оправки для закрепления скважинного инструмента);
- i) Хомуты.

Взаимозаменяемость размеров ограничена концевыми и выходными соединениями.

Ремонт и восстановление оборудования противовыбросового оборудования не рассматриваются в настоящем стандарте.

Настоящий стандарт не предназначен для применения при эксплуатации противовыбросового оборудования в промышленных условиях или при проведении промышленных испытаний.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.101–2016 Единая система конструкторской документации. Виды изделий

ГОСТ Р 2.601-2019 ЕСКД. Эксплуатационные документы

ГОСТ Р 2.610-2019 ЕСКД. Правила выполнения эксплуатационных документов

ГОСТ 2.602-2013 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы

ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия

ГОСТ 3242-79 Соединения сварные. Методы контроля качества

ГОСТ 13846-89 Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции

ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов.

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 23170-78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 23660-79, Система технического обслуживания и ремонта техники. Обеспечение ремонтпригодности при разработке изделий

ГОСТ 24444-87 Оборудование технологическое. Общие требования монтажной технологичности

ГОСТ Р 51245-99 Трубы бурильные стальные универсальные. Общие технические условия

ГОСТ Р 51365-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования

ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2 Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов

ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию

ГОСТ 12.2.115-86 Система стандартов безопасности труда. Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (www.easc.by) или по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **заказчик:** Юридическое лицо, являющееся стороной по договору на проектирование и изготовление редукторов.

3.1.2 **изготовитель:** Юридическое лицо или физическое лицо (индивидуальный предприниматель), осуществляющее проектирование и изготовление редукторов в соответствии с договором, заключенным с заказчиком.

3.1.3 **климатическое исполнение:** Совокупность требований к конструкции оборудования в части воздействия климатических факторов внешней среды и их номинальных значений для эксплуатации в пределах данной географической зоны, транспортирования и хранения.

4 Требования к конструкции

4.1 Обозначение размера

4.1.1 Оборудование, к которому применим настоящий стандарт, должно иметь вертикальный размер сквозного отверстия, соответствующий обозначению размера, как показано в таблице 1.

Таблица 1 - Размеры оборудования

Номинальный диаметр отверстия		Мин. рабочий диаметр мандрели	
мм	(дюйм)	мм	(дюйм)
179	7,0625	178,61	7,032
228	9	227,84	8,970
279	11	278,64	10,970
346	13,625	345,31	13,595
425	16,75	424,69	16,720
476	18,75	475,49	18,720
527	20,75	526,29	20,720
540	21,25	538,99	21,220
680	26,75	678,69	26,720
762	30	761,24	29,970

Примечание 1 - Допуск на диаметр мандрели составляет $\pm 0,25$;

Примечание 2 - Допуск на номинальный диаметр отверстия составляет $\pm 0,79$ мм.

4.2 Условия эксплуатации

4.2.1 Номинальное рабочее давление

Оборудование, к которому применим настоящий стандарт, должно быть рассчитано только на номинальное рабочее давление, указанное в таблице 2.

Таблица 2 - Номинальное рабочее давление

МПа	psi
6,9	1000
13,8	2000
20,7	3000
34,5	5000
69,0	10000
103,4	15000
138,0	20000
172,4	25000
206,8	30000

Номинальное рабочее давление определяется максимальным внутренним давлением, на которое рассчитано оборудование.

4.3 Температурный диапазон

4.3.1 Металлические компоненты оборудования должны быть рассчитаны для температур, указанных в таблице 3.

Таблица 3 - Номинальные температуры для металлических материалов

Классификация	Рабочий диапазон	
	°C	°F
T-75/250	от -59 до 121	от -75 до 250
T-75/350	от -59 до 177	от -75 до 350
T-20/250	от -29 до 121	от -20 до 250
T-20/350	от -29 до 177	от -20 до 350
T-0/250	от -18 до 121	от 0 до 250
T-0/350	от -18 до 177	от 0 до 350

4.3.2 Компоненты оборудования, выполненные из эластомеров, должны быть рассчитаны для температур, указанных в таблице 4.

4.3.3 За нижний температурный предел принимается самая низкая температура, которой может подвергаться оборудование.

4.3.4 За предельную постоянную повышенную температуру принимается минимальная температура жидкости, достигаемая в соответствии с таблицей 4 в течение 10 циклов давления.

4.3.5 За предел максимальной температуры принимается максимальная температура жидкости, разрешенная в течение одного часа.

4.3.6 Общая комбинированная температурная классификация должна обозначаться трехзначным кодом, как указано в таблице 4.

4.3.7 Все прочие эластомерные уплотнения должны быть рассчитаны на работу при температурах, указанных Изготовителем в документации.

Таблица 4 - Номинальные температуры для неметаллических уплотнительных материалов

Нижний температурный предел (первая цифра)			Предельная постоянная повышенная температура (вторая цифра)			Предел максимальной температуры (третья цифра)		
Код	Температура		Код	Температура		Код	Температура	
	°C	°F		°C	°F		°C	°F
A	-26	- 15	A	66	150	A	82	180
B	- 18	0	B	82	180	B	93	200
C	- 12	10	C	99	210	C	104	220
D	- 7	20	D	116	240	D	121	250
E	- 1	30	E	132	270	E	149	300
F	4	40	F	149	300	F	177	350
G	Иное	Иное	G	Иное	Иное	G	Иное	Иное

Пример: для материала «FDE» нижний температурный предел равен 4 °C, предельная постоянная повышенная температура равна 132 °C, а предел максимальной температуры равен 149 °C.

4.4 Требования по скважинному флюиду

4.4.1 Все металлические материалы, вступающие в контакт со скважинными флюидами, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53679 (ИСО 15156-1) а также требованиям раздела А2.3 ГОСТ Р 53678 (ИСО 15156-2) для работы в сернистой среде.

4.4.2 В зависимости от содержания CO₂ и H₂S, скважинная среда разделяется на обычную и кислую. Критерии указаны в [1]. Оборудование, работающее в кислых средах должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51365 и [1].

4.5 Требования к конструкции

4.5.1 Фланцевые соединения на шпильках и болтах.

Фланцевые концевые и выходные соединения должны соответствовать размерным требованиям ГОСТ 13846 до сборки и испытаний.

4.5.2 Размеры должны относиться к размерам механической обработки и не должны применяться после испытаний или после свинчивания фланцев и кольцевых прокладок.

4.6 Противовыбросовые превенторы и крестовины

4.6.1 Габаритные размеры

Противовыбросовые превенторы и крестовины должны быть идентифицированы по размерному обозначению, указанному в таблице 1.

Расстояние между выходными концами противовыбросовых превенторов, крестовин и распорных катушек должно равняться общей высоте от нижней поверхности нижнего соединения до верхней поверхности верхнего соединения. Этот размер должен соответствовать документации Изготовителя.

Противовыбросовые превенторы, катушки и крестовины должны иметь цилиндрическое проходное отверстие в корпусе, включая торцевые соединения. Диаметр проходного отверстия должен соответствовать обозначению размера и должен соответствовать диаметрам, указанным в таблице 1.

4.6.2 Конструкция

Методы проектирования должны соответствовать требованиям Главы 5 настоящего стандарта.

4.6.3 Требования к материалам

Материалы, используемые для производства компонентов, работающих под давлением, должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.115.

Шпильки и болты должны соответствовать ГОСТ 13846, а другие детали должны соответствовать документации Изготовителя.

4.7 Втулки со сварной шейкой

Настоящий стандарт не применим к втулкам с приварной шейкой.

4.8 Адаптеры

Настоящий стандарт не применим к адаптерам.

4.9 Методы проектирования

4.9.1 Соединения на шпильках

Торцевые и выходные соединения должны соответствовать требованиям настоящего стандарта. Торцевые и выходные соединения со стволом скважины должны быть цельными.

4.9.2 Детали, работающие под давлением, регулирующие или поддерживающие давление

4.9.2.1 Общие положения

Если оборудование проектируется для работы в условиях перепада атмосферного давления выше нормального, то при анализе проверки конструкции и валидации оборудования следует учитывать перепад давления согласно планируемым условиям эксплуатации. Особое внимание следует уделить выявлению захваченных пустот в оборудовании и анализу воздействия этих пустот на систему в среде с внешним давлением.

Испытания могут выполняться с помощью испытательных приспособлений.

Настоящий стандарт не применим к анализу усталости и значениям локального напряжения смятия. Проектные решения, основанные только на показанных допустимых методах, могут оказаться недостаточными для всех условий эксплуатации.

4.9.2.2 Теория энергии формоизменения

Теория энергии формоизменения, также известная как закон фон Мизеса, может использоваться для проектных расчетов. Правила учета разрывов и концентраций напряжений выходят за рамки этого метода.

Эта методология расчета базовой толщины стенки сосуда под давлением может быть рассчитана путем объединения трехосных напряжений на основе гидростатического испытательного давления и ограничена следующим критерием:

$$S_e = S_y \quad (1)$$

Где

S_e - максимально допустимое эквивалентное напряжение на наиболее сильно нагруженном расстоянии в стенке сосуда под давлением, рассчитанное методом теории энергии искажения;

S_y - указанный минимальный предел текучести материала.

4.9.3 Затяжка резьбовых соединений

Максимальное растягивающее напряжение для резьбового соединения крышки должно быть определено с учетом:

- а. Первоначальной затяжки;
- б. Условий эксплуатации, в том числе давления, внешних механических нагрузок и термических нагрузок;
- в. Условий гидростатических испытаний.

Напряжение растяжения болтовых или шпилечных соединений, основанное на минимальной площади поперечного сечения болта или шпильки, не должно превышать следующих пределов:

$$S_a \leq 0.83 S_y \quad (2)$$

$$S_b \leq 1.0 S_y \quad (3)$$

Где

S_a - максимально допустимое растягивающее напряжение мембраны;

S_b - максимально допустимое растягивающее напряжение мембраны плюс напряжение изгиба;

S_y - указанный минимальный предел текучести материала болта или шпильки.

4.9.4 Другие компоненты

Другие компоненты должны быть спроектированы так, чтобы удовлетворять документации Изготовителя и условиям эксплуатации, определенным в ГОСТ 12.2.115.

4.9.5 Испытательные тумбы

Испытательные тумбы должны быть спроектированы в соответствии с требованиями Изготовителя.

5 Проверка конструкции

5.1 Общие положения

Все части оборудования и весь узел должны быть полностью утверждены в соответствии с требованиями Изготовителя и/или другими стандартами.

Проверка конструкции должна быть документирована в соответствии с требованиями Главы 6 настоящего стандарта.

5.2 Противовыбросовые превенторы

Испытания рабочих характеристик противовыбросовых превенторов должны соответствовать Главе 7 настоящего стандарта.

5.3 Кольцевые уплотнительные узлы

Испытания кольцевых уплотнений должны соответствовать Главе 7 настоящего стандарта.

Проверка расчетной температуры кольцевых уплотнений должна соответствовать Главе 7 настоящего стандарта.

Изготовитель должен вести документацию, определяющую основные данные, связанные с производством эластомерных компонентов, сырьевых материалов и формованных уплотнений. Изменения существенных данных требуют повторной проверки в соответствии с настоящим стандартом.

Минимальные существенные данные, необходимые для включения в документацию:

- Информация о составных компонентах;
- Данные по производственному процессу;
- Информация о поставщиках компонентов;
- Конструкция металлических вставок;
- Связующие вещества и их применение;
- Конструкция пресс-формы.

5.4 Корпуса плашек превенторов, пакеры и верхние уплотнения

Испытания плашек превенторов, пакеры и верхние уплотнения должны соответствовать требованиям Главы 7 настоящего стандарта.

Проверка расчетной температуры уплотнений должна соответствовать требованиям Главы 7 настоящего стандарта.

Изготовитель должен вести документацию, определяющую основные данные, связанные с производством эластомерных компонентов, сырьевых материалов и формованных уплотнений. Изменения существенных данных требуют повторной проверки в соответствии с настоящим стандартом. Минимальные существенные данные, необходимые для включения в документацию:

- Информация о составных компонентах;
- Данные по производственному процессу;
- Информация о поставщиках компонентов;
- Конструкция металлических вставок;
- Связующие вещества и их применение;
- Конструкция пресс-формы.

6 Документация

6.1 Проектная документация

Информация по проекту, включая проектные требования, методы, допущения и расчеты, должна быть задокументирована. Носители проектной документации должны быть четкими, разборчивыми, воспроизводимыми и извлекаемыми.

6.2 Рассмотрение документации

Документация по проектированию и разработке должна быть рассмотрена и проверена техническим органом, не являющимся лицом, разработавшим первоначальный проект.

6.3 Проверка документации

В проектную документацию должны быть включены:

- Процедуры испытаний для подтверждения разработки;
- Документация на измерительное и испытательное оборудование, включая поверку;
- Прослеживаемость оборудования;
- Результаты проверки.

6.4 Хранение документации

Документы, требуемые в соответствии с настоящим стандартом, должны храниться в течение 10 лет после изготовления последней единицы данной модели, размера и номинального рабочего давления.

7 Испытания рабочих характеристик противовыбросового превентора

7.1 Испытания, подтверждающие характеристики оборудования

7.1.1 Общие положения

Все оборудование должно быть испытано в соответствии с требованиями Главы 7 настоящего стандарта. В таблицах ниже приведены два уровня требований: первый и второй. Первый уровень требований определяется объемом успешно проведенных испытаний в соответствии с минимальным критерием производительности, указанным в таблицах ниже. Если испытания второго уровня завершены, они также соответствуют требованиям испытаний первого уровня.

Для целей таблиц в этой Главе слово «подотчетное» означает, что должно быть проведено испытание и документация должна быть предоставлена Заказчику оборудования в соответствии с требованиями Глав 8 и 9 настоящего стандарта.

7.1.2 Процедура

Испытания на эксплуатационные характеристики должны проводиться при температуре окружающей среды с использованием в качестве скважинной жидкости воды или воды с добавками. Изготовитель должен указать используемую испытательную жидкость. Испытание на повышенную температуру допускается проводить с жидкостью на масляной основе.

7.1.3 Требования к испытательной среде

Испытательная среда должна быть нейтральной или иметь соответствующий ингибитор к металлическим и неметаллическим изделиям.

Для гидравлических испытаний в качестве испытательной среды используют жидкость, соответствующую испытательным температурам. В качестве жидкости применяют воду с добавками или без них или другие жидкие смеси, которые сохраняют свои свойства на протяжении всего испытания.

При испытании газом в качестве испытательной среды рекомендуется использовать азот.

7.1.4 Критерии приемки

Критерием приемки для всех испытаний, проверяющих герметичность под давлением, за исключением испытаний на обдирание, должно быть отсутствие видимых утечек.

Все испытательные давления, содержащиеся в настоящем стандарте, должны соответствовать нормальным атмосферным уровням и манометрическому давлению.

Допустимый допуск испытательного давления выше номинального рабочего давления должен составлять 5 % от номинального рабочего давления или 3,45 МПа, в зависимости от того, что меньше.

7.2 Требования к испытаниям и минимальные критерии производительности

7.2.1 Требования к плашечным превенторам

Перед испытаниями первого или второго уровня плашечные противовыбросовые превенторы должны пройти гидростатические испытания в соответствии с разделом 7.5.7.6 настоящего документа.

Плашечные превенторы должны быть испытаны в соответствии с таблицей 5. Должны быть выполнены указанные испытания и должны быть достигнуты минимальные критерии для применяемого уровня испытаний.

Таблица 5 - Обязательные испытания и критерии приемки для плашечных превенторов

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Доступ к плашкам	7.3.1.14 ¹	200 циклов при 10 циклах давления	7.3.1.15	200 циклов при 10 циклах давления
Усталость	7.3.1.3	Подотчетное	7.3.1.4	52 цикла давления
Запирание плашек	7.3.1.16 ¹	1 цикл давления запираания	7.3.1.17	52 цикла запираания
Нижний температурный предел	7.3.1.18	3 цикла давления	7.3.1.18	3 цикла давления
Предельная постоянная повышенная температура	-	-	7.3.1.19	10 циклов давления
Предел максимальной температуры	7.3.1.20	1 час удерживания	7.3.1.20	1 час удерживания

Примечание - Требуется испытать только одно изделие из линейки продуктов.

Результаты испытаний могут быть использованы для проверки других плашечных превенторов при условии соблюдения всех следующих критериев (кроме указанных в таблице 18, примечание 1):

- Номинальное рабочее давление равно или ниже, чем для испытанного оборудования;
- Номинальное рабочее давление снижается только заменой концевых соединений;
- Номинальная температура находится в допустимом диапазоне температур;
- Геометрия уплотнения (за исключением уплотнений плашки) и поперечное сечение полости плашки идентичны.

7.2.2 Требования к корпусам плашек превенторов, пакерам и верхним уплотнениям

7.2.2.1 Трубные плашки с фиксированным диаметром отверстия и глухие плашки

Размеры труб, которые необходимо испытать, перечислены в Таблице 6, если не указано иное.

Таблица 6 - Размер(ы) трубы испытательной мандрели для испытания плашки

Номинальный диаметр		Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм
179	7 1/16	89	3 1/2	89	3 1/2
228	9	89	3 1/2	89	3 1/2
279	11	127	5	127	5
346	13 5/8	127	5	127	5
425	16 3/4	127	5	127	5
476	18 3/4	127	5	127 и один размер \geq 273	5 и один размер \geq 10 3/4
527	20 3/4	127	5	127 и один размер \geq 273	5 и один размер \geq 10 3/4
540	21 1/4	127	5	127 и один размер \geq 273	5 и один размер \geq 10 3/4
680	26 3/4	127	5	127 и один размер \geq 273	5 и один размер \geq 10 3/4

Продолжение таблицы 6

Номинальный диаметр		Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм
762	30	127	5	127 и один размер \geq 273	5 и один размер \geq 10 3/4

Трубные плашки с фиксированным диаметром отверстия и глухие плашки должны быть испытаны в соответствии с таблицей 7. Должны быть выполнены указанные испытания и должны быть достигнуты минимальные критерии для применяемого уровня испытаний.

Результаты испытаний могут быть использованы для других глухих плашек и других трубных плашек с фиксированным диаметром отверстия для различных номинальных размеров труб при условии соблюдения всех следующих критериев:

- Никакие существенные данные не изменились, как указано в Главе 5 настоящего стандарта, за исключением тех изменений размеров, которые необходимы для приспособления к другому размеру трубы;
- Номинальное рабочее давление равно или ниже, чем для испытанного оборудования;
- Номинальная температура находится в допустимом диапазоне температур;

Таблица 7 - Требуемые испытания и критерии для трубных плашек с фиксированным диаметром отверстия и глухих плашек

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Герметизация	7.3.1.1 ⁴	Подотчетное	7.3.1.2 ⁴	Подотчетное
Усталость	7.3.1.3	Подотчетное	7.3.1.4	52 цикла давления
Обдирание	7.3.1.5 ^{1, 2, 3}	Подотчетное	7.3.1.6 ^{1, 2}	152 м
Подвешивание	7.3.1.12 ^{1, 2, 5}	Подотчетное	7.3.1.13 ^{1, 2, 5}	Подотчетное
Нижний температурный предел	7.3.1.18	3 цикла давления	7.3.1.18	3 цикла давления

Продолжение таблицы 7

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Предельная постоянная повышенная температура	-	-	7.3.1.19	10 циклов давления
Предел максимальной температуры	7.3.1.20	1 час удерживания	7.3.1.20	1 час удерживания
Примечания: 1. Не применимо к глухим плашкам, если они испытываются отдельно от трубных плашек с фиксированным диаметром отверстия; 2. Испытание не применимо к плашкам для обсадной трубы; 3. Соответствует всем номинальным рабочим давлениям испытанного изделия и соответствует всем обозначениям размеров оборудования испытанного изделия; 4. Результаты этих испытаний могут быть масштабированы для создания данных для других размеров с использованием оценки коэффициентов закрытия, рабочих давлений и гидравлических площадей; 5. Применимо к оборудованию размером 279 мм и больше.				

7.2.2.2 Трубные плашки переменного диаметра

Трубные плашки переменного диаметра должны быть испытаны в соответствии с таблицей 8. Должны быть выполнены указанные испытания и должны быть достигнуты минимальные критерии для применяемого уровня испытаний.

Таблица 8 -Требуемые испытания и критерии для трубных плашек переменного диаметра

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Герметизация	7.3.1.1 ⁴	Подотчетное	7.3.1.2 ⁴	Подотчетное
Усталость	7.3.1.3	Подотчетное	7.3.1.4 ²	28 циклов давления
Обдирание	7.3.1.5 ³	Подотчетное	7.3.1.6 ³	Подотчетное
Подвешивание	7.3.1.12 ^{1,5}	Подотчетное	7.3.1.13 ⁵	Подотчетное

Продолжение таблицы 8

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Нижний температурный предел	7.3.1.18	3 цикла давления	7.3.1.18	3 цикла давления
Предельная постоянная повышенная температура	-	-	7.3.1.19	10 циклов давления
Предел максимальной температуры	7.3.1.20	1 час удерживания	7.3.1.20	1 час удерживания
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> Отклонение на минимальном размере трубы должно быть указано как ноль, если испытания на минимальном размере трубы не проводились; Испытание на усталость должно чередоваться между минимальным и максимальным размерами трубы каждые семь циклов давления; Соответствует всем номинальным рабочим давлениям испытанного изделия; Результаты этих испытаний могут быть масштабированы для создания данных для других размеров с использованием оценки коэффициентов закрытия, рабочих давлений и гидравлических площадей. Применимо только к оборудованию размером 279 мм и больше. 				

Для трубных плашек переменного диаметра должны быть испытаны минимальный и максимальный размеры трубы для этого изделия, если не указано иное. Критерии Таблицы 8 должны быть достигнуты как для минимального, так и для максимального размера трубы для испытываемого изделия.

Результаты испытаний могут быть использованы для аттестации других изделий при условии соблюдения всех следующих критериев:

- Никакие существенные данные не изменились, как указано в Главе 5 настоящего стандарта;
- Номинальное рабочее давление равно или ниже, чем для испытанного оборудования;

– Номинальная температура находится в допустимом диапазоне температур;

7.2.2.3 Срезные плашки

Срезные плашки должны быть испытаны в соответствии с таблицей 9. Должны быть выполнены указанные испытания и должны быть достигнуты минимальные критерии для применяемого уровня испытаний.

Таблица 9 - Требуемые испытания и критерии производительности для срезных плашек

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Герметизация	7.3.1.7 ¹	Подотчетное	7.3.1.8 ¹	Подотчетное
Усталость	7.3.1.3	Подотчетное	7.3.1.3	52 цикла давления
Срезание с уплотнением	7.3.1.7	3 полных цикла испытаний на срез или герметизацию	7.3.1.8	3 полных цикла испытаний на срез или герметизацию
Диаметры для срезания	-	-	7.3.1.9	Подотчетное
Срезание трубы со смещением	-	-	7.3.1.10	Подотчетное
Боковая нагрузка срезания	-	-	7.3.1.11	Подотчетное
Нижний температурный предел	7.3.1.18	3 цикла давления	7.3.1.18	3 цикла давления
Предельная постоянная повышенная температура	-	-	7.3.1.19	10 циклов давления
Предел максимальной температуры	7.3.1.20	1 час удерживания	7.3.1.20	1 час удерживания

Примечание - Результаты этих испытаний могут быть масштабированы для создания данных для других размеров с использованием оценки коэффициентов закрытия, рабочих давлений и гидравлических площадей.

Результаты испытаний могут быть использованы для аттестации других изделий при условии соблюдения всех следующих критериев:

- Никакие существенные данные не изменились, как указано в разделе 5.4.5;
- Номинальное рабочее давление равно или ниже, чем для испытанного оборудования;
- Номинальная температура находится в допустимом диапазоне температур;
- Используется та же геометрия ножей.

Таблица 10 - Требования к трубам

Размер ПВО	Испытания первого уровня Минимальный размер используемой трубы	Испытания второго уровня Минимальный размер используемой трубы
179 мм (7 1/16")	88,9 мм (3 1/2")	88,9 мм (3 1/2")
228 мм (9")	88,9 мм (3 1/2")	88,9 мм (3 1/2")
279 мм (11")	127 мм (5")	127 мм (5")
346 мм (13 5/8")	127 мм (5")	127 мм (5")
425 мм (16 3/4") и больше	127 мм (5")	138,7 мм (5 1/2")

7.2.2.4 Негерметизирующие срезные плашки

Негерметизирующие срезные диаметра должны быть испытаны в соответствии с таблицей 11. Должны быть выполнены указанные испытания и должны быть достигнуты минимальные критерии для применяемого уровня испытаний.

Таблица 11 - Требуемые испытания и критерии для негерметизирующих срезных плашек

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Срезание	7.3.1.7	3 полных цикла испытаний на срез	7.3.1.8	3 полных цикла испытаний на срез
Диаметры для срезания	-	-	7.3.1.9	Подотчетное
Срезание трубы со смещением	-	-	7.3.1.10	Подотчетное
Боковая нагрузка срезания	-	-	7.3.1.11	Подотчетное

Результаты испытаний могут быть использованы для аттестации других изделий при условии соблюдения всех следующих критериев:

- Номинальное рабочее давление равно или ниже, чем для испытанного оборудования;
- Используется та же геометрия ножей.

7.2.3 Требования к квалификационным испытаниям для кольцевых преенторов:

Кольцевые преенторы должны быть испытаны в соответствии с таблицей 12. Должны быть выполнены указанные испытания и должны быть достигнуты минимальные критерии производительности для применяемого уровня испытаний.

Таблица 12 - Обязательные испытания и критерии для кольцевых преенторов

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Доступ к уплотнительному элементу	7.3.2.6 ¹	Подотчетное	7.3.2.6 ¹	60 циклов с 3 циклами давления
Усталость	7.3.2.4 ²	-	7.3.2.5. ²	26 циклов давления
Нижний температурный предел	7.3.2.9 ²	3 цикла давления	7.3.2.10 ²	3 цикла давления
Предельная постоянная повышенная температура	-	-	7.3.2.11 ²	10 циклов давления
Предел максимальной температуры	7.3.2.12 ²	1 час удерживания	7.3.2.12 ²	1 час удерживания
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Требуется испытать только одно изделие из линейки продуктов. 2. Испытание предназначено для оценки неметаллических уплотнительных компонентов кольцевого противовыбросового преентора, за исключением сальникового узла, при номинальной температуре. 				

Результаты испытаний могут быть использованы для аттестации других изделий при условии соблюдения всех следующих критериев:

- Номинальное рабочее давление равно или ниже, чем для испытанного оборудования;

- Номинальное рабочее давление снижается только заменой концевых соединений;
- Номинальная температура находится в допустимом диапазоне температур;

7.2.4 Требования к кольцевым уплотнительным элементам

Размеры труб для испытательных мандрелей должны соответствовать таблице 13. Кольцевые уплотнительные элементы должны быть испытаны в соответствии с таблицей 14. Должны быть выполнены указанные испытания и должны быть достигнуты минимальные критерии для применяемого уровня испытаний.

Таблица 13 - Размер(ы) трубы испытательной мандрели для испытания уплотнений

Номинальный диаметр		Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм
179	7 1/16	89	3 1/2	89	3 1/2
228	9	89	3 1/2	89	3 1/2
279	11	127	5	Максимальный и минимальный ¹	Максимальный и минимальный ¹
346	13 5/8	127	5	Максимальный и минимальный ¹	Максимальный и минимальный ¹
425	16 3/4	127	5	Максимальный и минимальный ¹	Максимальный и минимальный ¹
476 и выше	18 ¾ и выше	127	5	Максимальный и минимальный ¹	Максимальный и минимальный ¹

Примечание - Максимальный и минимальный – диапазон размеров мандрели при номинальном рабочем давлении, определенный Изготовителем.

Таблица 14 - Обязательные испытания и критерии для кольцевых уплотнений

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Герметизация	7.3.2.1.	Подотчетное	7.3.2.2	Подотчетное
Усталость	7.3.2.4.	Подотчетное	7.3.2.5 ¹	26 циклов давления
Расширенный диапазон	-	-	7.3.2.3	Оptionальное испытание

Продолжение таблицы 14

Испытания	Испытания первого уровня		Испытания второго уровня	
	Раздел главы 7	Минимальные критерии	Раздел главы 7	Минимальные критерии
Обдирание	7.3.2.7	Подотчетное	7.3.2.8 ²	50 циклов
Нижний температурный предел	7.3.2.9	3 цикла давления	7.3.2.10	3 цикла давления
Предельная постоянная повышенная температура	-	-	7.3.2.11 ²	10 циклов давления
Предел максимальной температуры	7.3.2.12	1 час удерживания	7.3.2.12	1 час удерживания
Сохранение геометрии	-	-	7.3.2.13	Подотчетное
Примечания: 1. Испытание на усталость должно проводиться как для минимального, так и для максимального размера трубы. 2. Испытание не применимо к обсадным плашкам.				

Результаты испытаний могут быть использованы для аттестации других изделий при условии соблюдения всех следующих критериев:

- Никакие существенные данные, указанные в Главе 5, не изменились;
- Номинальное рабочее давление равно или ниже, чем для испытанного оборудования;
- Номинальная температура находится в допустимом диапазоне температур;

7.3 Требования к проведению испытаний на подтверждение характеристик

7.3.1 Испытания плашечных превенторов

7.3.1.1 Проверка уплотнительных характеристик. Испытание первого уровня

7.3.1.1.1 Закрытие плашки при нулевом начальном давлении в стволе

скважины

Цель

Испытание определяет фактическое давление открытия или закрытия, необходимое для поддержания или нарушения герметизации ствола скважины.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Отключить любую автоматическую систему запирания на запорном устройстве плашек;
- б. Закрыть плашки, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;
- в. Поднять давление в стволе скважины до 3,45 МПа, затем медленно снижать давление закрытия, пока не появится утечка. Отметить рабочее давление, при котором происходит утечка, или отметить, что утечка не произошла при нулевом давлении закрытия;
- г. Повторно подать рекомендуемое давление закрытия, увеличить давление в стволе скважины на 3,45 МПа по сравнению с предыдущим шагом и снова уменьшить давление закрытия, пока не возникнет утечка. Отметить рабочее давление, при котором происходит утечка, или отметить, что утечка не произошла при нулевом давлении закрытия;
- д. Повторять шаг г до тех пор, пока давление в стволе скважины не сравняется с номинальным рабочим давлением превентора. Приращение давления в стволе скважины должно составлять 3,45 МПа до тех пор, пока давление в стволе скважины не превысит 34,45 МПа.

После этого прирост давления в стволе скважины должен составлять 6,89 МПа.

7.3.1.1.2 Закрытие плашки при наличии давления в стволе скважины

Цель

Испытание определяет способность плашечного превентора воздействовать на уплотнение при закрытии при наличии давления в стволе скважины.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Поднять давление в стволе скважины (начальное давление в стволе скважины составляет 3,45 МПа;

- б. Закрыть превентор, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем (при необходимости отрегулировать его);
- в. Убедиться, что давление в стволе скважины выше и ниже плашки одинаковое;
- г. Увеличить давление в стволе скважины ниже плашки на 3,45 МПа выше установленного уровня;
- д. Подтвердить герметичность ствола скважины;
- е. Снижать давление закрытия, пока не появится утечка;
- ж. Сравить давление в стволе скважины и верхнем фланце и открыть превентор;
- з. Повторить шаги а-ж до тех пор, пока давление в стволе скважины не сравняется с номинальным рабочим давлением превентора.

7.3.1.1.3 Документация по результатам испытаний

Документация по результатам испытаний первого уровня по проверке уплотнительных характеристик должна включать:

- Данные об используемом оборудовании (например, модель противовыбросового превентора, размер и тип привода, сборка плашки и прослеживаемость уплотнений);
- Данные по давлению в стволе скважины и давлению закрытия на протяжении испытаний;

Для испытаний по п. 7.3.1.1.1:

- Данные по давлению закрытия, необходимому для поддержания герметизации ствола скважины для каждого шага испытаний;
- Данные о начальном скважинном давлении;
- Данные о давлении закрытия, при котором утечка развивается для каждого шага испытаний, при нулевом начальном давлении в стволе скважины;

Для испытаний по п. 7.3.1.1.2:

- Данные по давлению закрытия, необходимому для срабатывания герметизации ствола скважины для каждого шага испытания;
- Данные по давлению закрытия, при котором утечка развивается для каждого шага испытаний, при начальном давлении в стволе скважины.

7.3.1.2 Проверка уплотнительных характеристик. Испытание второго уровня

7.3.1.2.1 Минимальное давление для герметизации при нулевом давлении в стволе скважины

Цель

Испытание определяет минимальное давление, необходимое для того, чтобы плашки в сборе обеспечивали герметизацию ствола скважины при низком давлении закрытия при нулевом начальном давлении в стволе скважины.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Закрыть плашки при наименьшем ожидаемом давлении закрытия, необходимом для обеспечения герметичности;
- б. Провести испытание скважины давлением от 1,4 до 2,1 МПа с выдержкой в течение 5 минут;
- в. Если испытание не увенчалось успехом, стравить все скважинное давление и увеличить давление закрытия;
- г. При необходимости повторить этапы б-в, определив минимальное давление закрытия, при котором обеспечивается герметизация ствола скважины. Это минимальное давление для герметизации плашки при нулевом давлении в стволе скважины для используемого узла привода.

7.3.1.2.2 Минимальное давление для герметизации при наличии давления в стволе скважины

Цель

Испытание определяет минимальное давление, необходимое для того, чтобы плашки в сборе обеспечивали герметизацию ствола скважины при низком давлении закрытия при наличии начального давления в стволе скважины.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Создать давление в стволе скважины выше и ниже плашек: 6,9 МПа, 3,5 МПа или 5 % от номинального давления в стволе скважины, в зависимости от того, что меньше;
- б. Закрыть плашки (на мандрели, если применимо) с помощью минимального давления герметизации, согласно результатам испытаний по п. 7.3.1.2.1, плюс дополнительное давление закрытия, необходимое для преодоления фактического давления в стволе скважины (фактическое давление в стволе скважины, деленное на коэффициент закрытия);

- в. Увеличить давление в стволе скважины ниже плашек на 1,4 - 2,1 МПа с выдержкой в течение 5 минут;
- г. Подтвердить герметичность ствола скважины, записав давление в стволе скважины выше и ниже плашек, и убедиться, что они выровнялись в соответствии с критериями, установленными Изготовителем;
- д. В случае неудачи сбавить все давление в стволе скважины, увеличить давление закрытия и повторить шаги б-г;
- е. Наименьшее давление закрытия, которое приводит к успешной герметизации ствола скважины, представляет собой минимальное давление герметизации плашки при этом повышенном приращении давления в стволе скважины для используемого узла привода;
- ж. Открыть плашки и повторить шаги а-е до тех пор, пока давление в стволе скважины не сравняется с номинальным рабочим давлением превентора. Приращение давления в стволе скважины должно быть определено таким образом, чтобы получить как минимум пять приблизительно равноотстоящих точек данных. Для оборудования, рассчитанного на 6,9 МПа, дополнительные шаги не требуются. Для оборудования, рассчитанного на 13,8 МПа и 20,7 МПа, повторить с шагом 6,9 МПа до достижения рабочего давления.

7.3.1.2.3 Проверка вспомогательного давления

Цель

Испытание предназначено для количественной оценки влияния вспомогательного давления в стволе скважины на поддержание герметичности.

Результатом является минимальное рабочее давление, необходимое для поддержания герметичности при номинальном давлении в стволе скважины с отключенным запорным механизмом, или минимальное давление в скважине, обеспечивающее герметичность при нулевом давлении при отключенном запорном механизме.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Закрывать плашки, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;
- б. Поднять скважинное давление до номинального рабочего давления;
- в. Подтвердить герметичность ствола скважины 3-минутной выдержкой;

- г. Постепенно уменьшать давление закрытия, пока не появится утечка или давление закрытия не будет полностью сброшено;
- д. Если возникает утечка, записать давление в стволе скважины и минимальное полученное давление закрытия;
- е. Если давление закрытия полностью сброшено, снижать давление в стволе скважины постепенно, пока не появится утечка;
- ж. Если утечка развивается, записать полученное минимальное давление в стволе скважины и давление закрытия.

7.3.1.2.4 Документация по результатам испытаний

Документация второго уровня по результатам испытаний должна включать:

- Данные об используемом оборудовании, модель противовыбросового превентора, размер и тип привода, плашки в сборе;

Данные о результатах испытаний, в том числе, как минимум:

- Минимальное давление герметизации плашки при нулевом забойном давлении;
- Таблица минимальных давлений герметизации плашки при повышенных скважинных давлениях;
- Результаты испытания вспомогательного давления в стволе скважины, при которых произошла утечка.

7.3.1.3 Испытания на усталость. Испытания первого уровня

Цель

Испытание определяет способность пакеров и уплотнений плашек поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Установить испытательную мандрель в ПВО для испытаний трубных плашек. Для испытаний на глухие/срезные плашки не требуется испытательная мандрель;
- б. Закрывать плашки семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем. При каждом седьмом закрытии плашки испытывают под давлением от 1,4 МПа до 2,1 МПа и при полном номинальном рабочем давлении противовыбросового превентора. В каждом седьмом цикле испытания под давлением закрывать плашки и задействовать запорное устройство плашек, затем сбрасывать все гидравлическое давление перед выполнением испытания под давлением. Каждое испытательное давление должно стабилизироваться и поддерживаться в течение минимум 3 минут.

в. Повторять шаг б до тех пор, пока плашки не пройдут испытание под давлением или пока не будет выполнено 546 открытий и закрытий (78 испытаний под давлением);

г. После испытаний блоки плашек должны пройти магнитопорошковую дефектоскопию или дефектоскопию проникающей жидкостью.

д. Задokumentировать любой наблюдаемый износ после испытания¹.

7.3.1.3.1 Документация по результатам испытаний

Документация по испытаниям на усталость должна включать:

- Данные об используемом оборудовании (модель противовыбросового превентора, размер и тип привода, плашек);
- Данные по результатам дефектоскопии блоков плашек после испытаний в соответствии с процедурой Изготовителя;
- Количество успешных закрытий и достигнутых циклов давления;
- Данные о давлении в стволе скважины и давлении закрытия на протяжении испытаний.

7.3.1.4 Испытания на усталость. Испытания второго уровня

Цель

Испытание определяет способность пакеров и уплотнений плашек поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

а. Установить испытательную мандрель в ПВО для испытаний трубных плашек. Для испытаний на глухие/срезные плашки не требуется испытательная мандрель;

б. Закрыть плашки семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем. При каждом седьмом закрытии плашки испытывают под давлением от 1,4 МПа до 2,1 МПа и при полном номинальном рабочем давлении противовыбросового превентора. Рабочее давление на этом этапе должно быть постоянным до тех пор, пока не будут достигнуты минимальные рабочие критерии, за исключением испытаний минимального давления для герметизации плашки.

В каждом цикле испытания под давлением закрывать плашки и задействовать запорное устройство плашек, затем сбрасывать все гидравлическое давление перед

¹ Неисправность запорного устройства плашек может быть устранена во время усталостных испытаний.

выполнением испытания под давлением. Каждое испытательное давление должно стабилизироваться и поддерживаться в течение минимум 3 минут.

- в. В начальном цикле давления и после каждого седьмого цикла давления:
 - выполнить испытание минимального давления для герметизации плашки в соответствии с 7.3.1.2.1;
 - после завершения каждого испытания минимального давления для герметизации плашки стравливать давление в стволе скважины;
 - вернуть давление открытия к рекомендуемому эталонному давлению согласно 7.3.1.2.1;
 - продолжить испытание до достижения полного номинального рабочего давления, при включенных запорных устройствах¹;
 - г. Для трубных плашек переменного диаметра чередовать минимальный и максимальный размер трубы каждый седьмой цикл давления;
 - д. Повторять шаги б-г до тех пор, пока плашки не пройдут испытание под давлением или пока не будет выполнено 546 открытий и закрытий (78 испытаний под давлением);
 - е. Плашки должны пройти магнитопорошковую дефектоскопию или дефектоскопию проникающей жидкостью;
 - ж. Задokumentировать любой наблюдаемый износ после испытания².
- Минимальные требования к критериям приемки указаны в таблицах 5, 7, 8 и 9.

7.3.1.4.1 Документация по результатам испытаний

Документация по испытаниям на усталость должна включать:

- Данные об используемом оборудовании (модель противовыбросового превентора, размер и тип привода, плашек);
- Данные по результатам дефектоскопии блоков плашек после испытаний в соответствии с процедурой Изготовителя;
- Количество успешных закрытий и достигнутых циклов давления;
- Данные о давлении в стволе скважины и минимальном давлении герметизации плашек на протяжении испытаний.

7.3.1.5 Испытание на обдирание плашек. Испытание первого уровня

Цель

¹ К примеру, испытание проводят на первом цикле, восьмом цикле, 15-м цикле и вплоть до 78-го цикла.

² Неисправность запорного устройства плашек может быть устранена во время испытаний на усталость, если только во время испытаний оно также не проверяется

Испытание определяет способность плашек и уплотнений контролировать давление в стволе скважины при спуске бурильной трубы через закрытые плашки без превышения скорости утечки 3,8 л/мин.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Измерить и записать твердость резины уплотнения по склероскоп-твердомеру;
- б. Установить испытательную мандрель. Для противовыбросовых превенторов диаметром 279 мм и больше установить испытательную мандрель с наружным диаметром 127 мм (без бурильного замка); для противовыбросовых превенторов диаметром 228 мм и меньше установить испытательную мандрель с наружным диаметром 88,9 мм (без бурильного замка). Если при испытании трубных плашек переменного диаметра размер мандрели выходит за пределы указанного рабочего диапазона плашки, использовать размер мандрели, ближайший к рекомендованному выше размеру;
- в. Определить начальное давление закрытия, добавив 0,69 МПа (эффект трения) к минимальному рекомендуемому Изготовителем давлению закрытия для скважинного давления 6,89 МПа. После закрытия испытательной мандрели, используя это давление и применяя скважинное давление 6,89 МПа, уменьшать давление закрытия до тех пор, пока скорость утечки превентора не станет менее 3,8 л/мин (для увлажнения стенки испытательной мандрели);
- г. Совершать возвратно-поступательные движения испытательной мандрели со скоростью примерно 600 мм/с до тех пор, пока 9,1 м трубы были смазаны через уплотнения пакера;
- д. Сбросить давление в стволе скважины и открыть плашки;
- е. По мере увеличения степени утечки увеличить давление закрытия до значения, рекомендованного Изготовителем, и повторить шаги д-е;
- ж. Повторять описанные выше действия до тех пор, пока скорость утечки не превысит 3,8 л/мин или пока через уплотнения пакера не пройдет 3 048 м трубы.

7.3.1.5.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать:

- Диаметр используемой испытательной мандрели;
- Данные о скорости возвратно-поступательного движения;
- Данные об эквивалентной длине трубы или 3048 м, в зависимости от того, что будет достигнуто раньше;
- Данные о давлении в стволе скважины и давлении закрытия на протяжении испытаний;

– Документ о состоянии всех уплотняющих пакеров после их снятия после испытаний.

7.3.1.6 Испытание на обдирание плашек. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность плашек и уплотнений контролировать давление в стволе скважины при спуске бурильной трубы через закрытые плашки без превышения скорости утечки 3,8 л/мин.

Процедура

Для плашек с фиксированным диаметром отверстия следует использовать испытательную мандрель диаметром 127 мм для противовыбросовых превенторов диаметром 279 мм и больше. Для плашек с фиксированным диаметром отверстия следует использовать испытательную мандрель диаметром 88,9 мм для противовыбросовых превенторов размером менее 279 мм. Для проведения испытаний не требуется труба.

Для трубных плашек переменного диаметра должна использоваться испытательная мандрель, выбранная Изготовителем оборудования в диапазоне уплотнений. Для проведения испытаний не требуется трубный замок.

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Определить начальное давление закрытия, добавив 0,69 МПа (эффект трения) к минимальному рекомендуемому Изготовителем давлению закрытия для скважинного давления 6,89 МПа. После закрытия испытательной мандрели, используя это давление и применяя скважинное давление 6,89 МПа, уменьшать давление закрытия до тех пор, пока скорость утечки превентора не станет менее 3,8 л/мин (для увлажнения стенки испытательной мандрели);
- б. Совершать возвратно-поступательные движения испытательной мандрели со скоростью примерно 600 мм/с до тех пор, пока 9,1 м трубы были смазаны через уплотнения пакера;
- в. Сбросить давление в стволе скважины и открыть плашки;
- г. Закрыть плашки с ранее использовавшимся давлением закрытия.
- д. Повторить шаги с б-г. По мере увеличения скорости утечки повышать давление закрытия по мере необходимости, не превышая максимальное рабочее давление, пока скорость утечки не превысит 3,8 л/мин или эквивалент 3048 м трубы не прошел через уплотнения.

7.3.1.6.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать:

- Диаметр используемой испытательной мандрели – указать диаметр и длину внешней высадки, если применимо;
- Данные о скорости возвратно-поступательного движения;
- Данные об эквивалентной длине трубы;
- Данные о давлении в стволе скважины и давлении закрытия на протяжении испытаний;
- Документ о состоянии всех уплотняющих пакеров после их снятия после испытаний.

7.3.1.7 Испытание срезных плашек (с герметизацией или без него). Испытание первого уровня

Цель

Испытание определяет способность к срезанию и герметизации для выбранных образцов бурильных труб.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Установить на блоки новый комплект уплотнителей. Записать твердость уплотнений;
- б. Подвесить секцию бурильной трубы, указанной в таблице 23, длиной примерно 1,2 м, в зависимости от размера превентора, вертикально над превентором и опустить ее в ствол скважины. Разрешается свободно направлять часть трубы ниже и выше плашек, чтобы предотвратить чрезмерное изгибание трубы во время обрезания;
- в. Установить давление в манифольде запорного устройства на рекомендуемое Изготовителем давление для срезания. Закрывать плашки и обрезать трубу за одну операцию¹;
- г. Поднять давление в стволе скважины до 1,4–2,1 МПа и удерживать его в течение 3 минут, проверяя на предмет наличия утечек;
- д. Поднять скважинное давление до максимального расчетного рабочего давления превентора и снова проверить на герметичность в течение 3 минут;
- е. Снизить давление в стволе скважины до нуля, открыть плашки, осмотреть и задокументировать любой износ превентора;

¹ Давление, при котором труба разрезается, будет видно по быстрому изменению давления в момент срезания

ж. Повторить описанные выше шаги для двух дополнительных образцов бурильных труб¹. Пакеры плашек могут быть заменены по мере необходимости.

7.3.1.7.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Конфигурации плашек и превентора;
- Фактическое рабочее давление, необходимое для срезания трубы;
- Описание трубы (размер, масса и марка), фактические свойства трубы при растяжении и характеристики ударной вязкости;
- Документ о замене пакеров, при необходимости;
- Показания твердомера для уплотнения срезной плашки.

7.3.1.8 Испытание срезных плашек (с герметизацией или без него). Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность к срезанию и герметизации (для плашек без уплотнений) для выбранных образцов бурильных труб.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

Труба, используемая для испытания, должна соответствовать требованиям, указанным в таблице 10. Уплотнения плашек можно заменять между испытаниями.

- а. Установить на блоки новый комплект уплотнителей. Записать данные измерения твердости уплотнения срезной плашки в протокол испытаний;
- б. Подвесить секцию бурильной трубы, выбранной согласно требованиям таблицы 23, длиной примерно 1,2 м, вертикально над превентором и опустить ее в ствол скважины. Испытание должно проводиться без осевого нагружения трубы. Отключить запорное устройство плашек;
- в. Установить максимальное номинальное давление в манифольде запорного устройства. Закрыть плашки и обрезать трубу за одну операцию;
- г. Сбросить давление закрытия до давления срезания;
- д. Поднять давление в стволе скважины до 1,4-2,1 МПа и удерживать его в течение 3 минут, проверяя на предмет наличия утечек²;

¹ Шаги г-е применимы только к глухим плашкам

² Увеличить давление закрытия, если невозможно обеспечить герметичность ствола скважины.

е. Поднять скважинное давление до максимального номинального рабочего давления превентора и выдержать 10 минут после стабилизации, проверяя на герметичность¹;

ж. Снизить давление в стволе скважины до нуля, открыть плашки и осмотреть их;

з. Повторить описанные выше шаги для двух дополнительных образцов бурильных труб. Для бурильной трубы, используемой в последнем испытании, нижняя часть трубы не должна двигаться вниз.

7.3.1.8.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Конфигурации срезных плашек и превентора;
- Описание трубы (размер, масса и марка), фактические свойства трубы при растяжении и характеристики ударной вязкости;
- Давление в стволе скважины и давление закрытия / открытия на протяжении испытаний;
- Гидравлические закрывающие и открывающие площади как для срезания, так и для герметизации;
- Максимальное давление закрытия, необходимое для срезания и герметизации;
- Чистая эффективная сила срезания, $F_{эф}$ (т. е. максимальная результирующая сила, необходимая для срезания и герметизации, с учетом открывающего давления / площади и закрывающего давления / площади);

$$F_{эф}=(P_3*S_3)-(P_0*S_0) \quad (4)$$

Где:

$F_{эф}$ - чистая эффективная сила срезания или уплотнения;

P_3 - давление закрытия;

P_0 - давление открытия;

S_3 - площадь закрытия;

S_0 - площадь открытия.

– Отчет о состоянии всех уплотняющих пакеров после их снятия после испытаний;

– Давление срезания и уплотнения и соответствующее усилие срезания и уплотнения.

¹ Увеличить давление закрытия, если невозможно обеспечить герметичность ствола скважины.

7.3.1.9 Испытание расчетного диапазона диаметров для срезания. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность срезной плашки срезать трубу в расчетном диапазоне диаметров и обеспечивать герметизацию (для глухих срезных плашек) без механического крепления плашки.

Проверка давления срезания не входит в задачи данного испытания.

Компоненты плашки могут быть заменены между отдельными испытаниями.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

Труба, используемая для этого испытания, должна быть подобрана Изготовителем оборудования по ГОСТ 632-80 или ГОСТ Р 51245-99. Изготовитель оборудования должен продемонстрировать, что срезные плашки могут срезать и герметизировать (для глухих срезных плашек) ствол скважины при указанном минимальном/максимальном внешнем диаметре и максимальной толщине стенки.

а. Подвесить секцию бурильной трубы, подобранной по таблице 10, длиной примерно 1,2 м, вертикально над превентором и опустить ее в ствол скважины. Испытания должны проводиться без осевой нагрузки на трубу и при нулевом скважинном давлении. В этом испытании не требуется осевого ограничения нижней части образца;

б. Закрыть плашки и обрезать трубу за одну операцию;

в. Поднять давление в стволе скважины до 1,4–2,1 МПа и удерживать его в течение 5 минут после стабилизации, проверяя на предмет наличия утечек;

г. Поднять скважинное давление до максимального номинального рабочего давления превентора и выдержать 10 минут после стабилизации, проверяя на герметичность;

д. Снизить давление в стволе скважины до нуля, открыть плашки и осмотреть их¹.

7.3.1.9.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Конфигурации срезных плашек и превентора;
- Описание трубы (номинальный размер и марка), фактический наружный диаметр, фактический внутренний диаметр;

¹ Шаги в-д применимы только к глухим плашкам.

– Давления в стволе скважины и давления закрытия / открытия на протяжении испытаний.

7.3.1.10 Испытание на срезание для трубы со смещением. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность срезающих плашек срезать образец трубы и герметизировать (уплотнение требуется только для глухих срезных плашек) ствол скважины, когда срезная плашка первоначально находится в контакте со стенкой ствола скважины для минимального размера трубы для данного диапазона.

В испытании не требуется удерживать трубу на стенке ствола скважины.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

Труба, используемая для этого испытания, должна быть определена Изготовителем оборудования. Изготовитель оборудования должен продемонстрировать, что срезные плашки могут срезать и герметизировать (для глухих срезных плашек) ствол скважины при указанном минимальном/максимальном внешнем диаметре и максимальной толщине стенки.

а. Подвесить секцию бурильной трубы, выбранной по таблице 10, длиной примерно 1,2 м, вертикально над превентором и опустить ее в ствол скважины. Испытания должны проводиться без осевого нагружения трубы, при начальном контакте трубы со стенкой ствола скважины (перпендикулярно оси плашки) и при нулевом скважинном давлении;

б. Закрыть плашки и обрезать трубу за одну операцию;

в. Поднять давление в стволе скважины до 1,4–2,1 МПа и удерживать его в течение 5 минут после стабилизации, проверяя на предмет наличия утечек;

г. Поднять скважинное давление до максимального номинального рабочего давления превентора и выдержать 10 минут после стабилизации, проверяя на герметичность;

д. Снизить давление в стволе скважины до нуля, открыть плашки и осмотреть их¹.

7.3.1.10.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

– Конфигурации срезных плашек и превентора;

¹ Шаги в-д применимы только к глухим плашкам.

- Описание трубы (номинальный размер и марка), фактический наружный диаметр, фактический внутренний диаметр;
- Давления в стволе скважины и давления закрытия / открытия на протяжении испытаний.

7.3.1.11 Испытания на боковую нагрузку срезания. Испытания второго уровня

Цель

Это испытание определяет боковую нагрузки, которую могут выдержать срезные плашки и при этом срезать и герметизировать ствол скважины (герметизация требуется только для глухих срезных плашек), когда труба первоначально находится в контакте со стенкой ствола скважины (перпендикулярно оси плашки)

Изготовитель должен подтвердить посредством испытаний на срезание максимальную боковую нагрузку, которой могут противостоять срезные плашки, когда плашка изначально находится в контакте со стенкой ствола скважины (перпендикулярно оси плашки).

Необходимо провести только одно испытание.

Процедура

Труба, используемая для испытания на срезание, должна быть подобрана согласно требованиям таблицы 10. Изготовитель должен подтвердить посредством испытаний на срезание максимальную боковую нагрузку, которой могут противостоять срезные плашки, когда плашка изначально находится в контакте со стенкой ствола скважины (перпендикулярно оси плашки). Изготовитель оборудования должен продемонстрировать, что срезные плашки могут срезать образец и герметизировать (для глухих срезных плашек) ствол скважины при указанном номинальном давлении.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Первоначальная испытательная нагрузка должна быть определена изготовителем оборудования с приложенной боковой нагрузкой и нулевым начальным давлением в стволе скважины;
- б. Закрыть плашки и обрезать трубу за одну операцию;
- в. Поднять давление в стволе скважины до 1,4-2,1 МПа и удерживать его в течение 5 минут после стабилизации, проверяя на предмет наличия утечек;
- г. Поднять скважинное давление до максимального номинального рабочего давления превентора и выдержать 10 минут после стабилизации, проверяя на герметичность;

д. Снизить давление в стволе скважины до нуля, открыть плашки и осмотреть их.

7.3.1.11.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Конфигурации срезных плашек и превентора;
- Устройство испытательного стенда, описывающее, как прикладывается боковая нагрузка и как удерживается испытуемый образец;
- Боковая нагрузка на протяжении всего испытания до точки срезания, которая может быть измерена или рассчитана;
- Описание трубы (размер, масса и марка), фактические свойства трубы при растяжении и характеристики ударной вязкости;
- Запись давления в стволе скважины и давления закрытия / открытия на протяжении испытаний.

7.3.1.12 Подвешивание колонны. Испытание первого уровня

Цель

Испытание определяет способность трубных плашек переменного или постоянного диаметра выдерживать давление от 1,4 МПа до 2,1 МПа и полное номинальное рабочее давление, выдерживая нагрузки от бурильных труб.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Должны быть проверены плашки и металлические вставки резинового пакера, а результаты должны быть зарегистрированы. Требования к размерам и твердости используемого испытательного образца должны соответствовать ГОСТ Р 51245-99.

Испытания должны включать:

- Магнитопорошковую дефектоскопию плашек;
 - Измерение твердости стальных сегментов пакера плашки;
 - Измерение твердости блоков плашек;
 - Измерение твердости испытуемого образца трубного замка;
 - Замеры твердости на пакера плашки.
- б. Поднять испытательный образец так, чтобы его конус находился непосредственно над блоками плашек. Закрывать плашки с рекомендуемым Изготовителем давлением закрытия. Опускать трубу с закрытыми плашками, пока бурильный замок не приземлится на плашку в сборе;

в. Поднять давление в стволе скважины до 1,4–2,1 МПа и удерживать его в течение 3 минут после стабилизации, проверяя на предмет наличия утечек;

г. Поднять скважинное давление до максимального номинального рабочего давления преентора и выдержать 3 минут после стабилизации, проверяя на герметичность;

д. Сбросить давление в стволе скважины до нуля, постепенно увеличивая нагрузку и повторяя для каждого увеличения нагрузки до тех пор, пока не будет достигнута утечка плашек или нагрузка 2,7 МН для трубы диаметром 125 мм или больше, или нагрузка 2,0 МН для трубы диаметром менее 125 мм.

е. Повторить описанные выше шаги, используя только запорной устройство, поставляемое с преентором, чтобы сохранить закрытое положение.

7.3.1.12.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемые конфигурации плашки и противовыбросового преентора;
- Неразрушающая дефектоскопия плашек в соответствии с процедурой Изготовителя;

- Нагрузка, при которой возникла утечка, или 2,7 МН для трубы диаметром 125 мм или больше, или нагрузка 2,0 МН для трубы диаметром менее 125 мм, в зависимости от того, что меньше;

- Запись давления в стволе скважины и давления закрытия плашки на протяжении испытаний.

- Диаметр используемой испытательной мандрели – указать диаметр и длину внешней высадки, если применимо;

- Документ о любом износе или деформации блоков плашки, испытываемого трубного замка и металлических вставок пакера плашки.

7.3.1.13 Подвешивание колонны. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность трубных плашек переменного или постоянного диаметра выдерживать давление от 1,4 МПа до 2,1 МПа и полное номинальное рабочее давление, выдерживая нагрузки от бурильных труб.

Испытательная мандрель может иметь внешнюю высадку.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Испытание должно применяться к противовыбросовым преенторам размером 279 мм и больше. При любом испытании на подвешивание, проводимом с помощью плашки с

переменным диаметром отверстия, должны использоваться диаметры бурильных труб минимального и максимального диаметра, предусмотренные для этой плашки.

Испытательная труба должна иметь имитацию бурильного замка согласно ГОСТ Р 51245-99.

Процедура испытаний должна быть следующей:

а. Поднять испытательный образец так, чтобы его конус находился непосредственно над блоками плашек. Закрывать плашки с рекомендуемым Изготовителем давлением закрытия. Опускать трубу с закрытыми плашками, пока бурильный замок не приземлится на плашку в сборе.

б. Поднять давление в стволе скважины до 1,4–2,1 МПа и удерживать его в течение 3 минут после стабилизации, проверяя на предмет наличия утечек.

в. Поднять скважинное давление до максимального номинального рабочего давления превентора и выдержать 3 минут после стабилизации, проверяя на герметичность.

г. Сбросить давление в стволе скважины до нуля и постепенно увеличивать нагрузку на подвеску и повторять шаги б-в для каждого увеличения нагрузки до тех пор, пока не будут достигнуты минимальные критерии, указанные в таблицах 20 и 21.

д. Кроме того, выполнить шаги а-в с включенным запорным устройством плашек и нулевым давлением закрытия.

7.3.1.13.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Максимальное успешное приращение нагрузки до появления течи;
- Используемые конфигурации плашки и противовыбросового превентора, в том числе запорного устройства;
- Давления в стволе скважины и давления закрытия плашки, нагрузка от подвешенной трубы на протяжении испытаний.
- Диаметр используемой испытательной мандрели – указать диаметр и длину внешней высадки, если применимо;
- Документ о любом износе или деформации блоков плашки, испытываемого трубного замка и металлических вставок пакера плашки;
- Неразрушающая дефектоскопия плашек в соответствии с процедурой Изготовителя;
- Измерения твердости металлических вставок пакера плашек (для трубных плашек переменного диаметра)¹;

¹ Требуется только в том случае, если к металлическим вставкам прилагалась нагрузка.

- Измерения твердости блоков плашек;
- Измерения твердости испытуемого образца трубного замка;

7.3.1.14 Проверка доступа к плашкам. Испытание первого уровня

Цель

Испытание определяет способность противовыбросового превентора подвергаться повторным заменам плашки и/или пакера плашки без влияния на эксплуатационные характеристики.

Процедура

Цикл доступа к плашке включает в себя открытие крышек или затворов плашек для доступа к блокам плашек, а затем закрытие крышек или затворов плашек в соответствии с рекомендациями Изготовителя.

Испытание можно проводить с любой плашкой.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Выполнить рекомендуемую Изготовителем процедуру доступа к плашкам. Открыть точки доступа до степени, необходимой для демонтажа плашек;
- б. Выполнить рекомендованную производителем процедуру закрытия всех точек доступа к плашкам;
- в. Повторить вышеуказанные шаги в общей сложности 200 раз. Каждые 20 раз опрессовывать превентор до номинального рабочего давления в течение как минимум 3 минут после стабилизации давления.

7.3.1.14.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемые конфигурации плашки и противовыбросового превентора;
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Количество циклов доступа до отказа или 200 циклов доступа и 10 циклов скважинного давления, в зависимости от того, что меньше.

7.3.1.15 Проверка доступа к плашкам. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность противовыбросового превентора подвергаться повторным заменам плашки и/или пакера плашки без влияния на эксплуатационные характеристики.

Процедура

Цикл доступа к плашке включает в себя открытие крышек или затворов плашек для доступа к блокам плашек, а затем закрытие крышек или затворов плашек в соответствии с рекомендациями Изготовителя.

Испытание можно проводить с любой плашкой.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Выполнить рекомендуемую Изготовителем процедуру доступа к плашкам. Открыть точки доступа до степени, необходимой для демонтажа плашек;
- б. Выполнить рекомендованную производителем процедуру закрытия всех точек доступа к плашкам;
- в. Повторить вышеуказанные шаги в общей сложности 200 раз. Каждые 20 раз опрессовывать превентор до номинального рабочего давления в течение как минимум 3 минут после стабилизации давления.

7.3.1.15.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемые конфигурации плашки и противовыбросового превентора;
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Количество циклов открытия крышки плашек до отказа или 200 циклов открытия и 10 циклов давления, в зависимости от того, что меньше.

7.3.1.16 Проверка запорного устройства плашек. Испытание первого уровня

Цель

Испытание определяет способность запорного устройства противовыбросового превентора поддерживать давление в стволе скважины после снятия давления закрытия и/или блокировки.

Процедура

Испытание может быть проведено как часть испытаний на усталость или подвешивание при условии, что количество циклов закрытия задокументировано, а запорное устройство плашек не ремонтировалось и не заменялось.

Необходимо провести испытание давлением от 1,4 до 2,1 МПа и полным номинальным рабочим давлением.

7.3.1.16.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемые конфигурации плашки и противовыбросового превентора;
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Количество выполненных циклов запираения.

7.3.1.17 Проверка запорного устройства плашек. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность запорного устройства противовыбросового превентора поддерживать давление в стволе скважины после снятия давления закрытия и/или блокировки.

Процедура

Испытание может быть проведено как часть испытаний на усталость или подвешивание при условии, что количество циклов закрытия задокументировано, а запорное устройство не ремонтировалось и не заменялось.

Необходимо провести испытание давлением от 1,4 до 2,1 МПа и полным номинальным рабочим давлением.

7.3.1.17.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать:

- Используемые конфигурации плашки и противовыбросового превентора;
- Запись давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Количество выполненных циклов запираания.

7.3.1.18 Проверка работы при условиях низких температур

Цель

Испытание определяет способность неметаллических уплотнений и формованных уплотнительных узлов, используемых в качестве деталей, регулирующих давление и/или работающих под давлением, поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий при минимальной номинальной температуре неметаллических уплотнительных компонентов.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура ствола скважины не станет равной или ниже температуры испытания. Температура ствола скважины ниже плашек должна поддерживаться на уровне или ниже температуры испытания в течение времени выдержки. Для испытаний второго уровня испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура противовыбросового превентора в сборе и ствола скважины не станет равной или ниже температуры испытания.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- a. Открыть превентор и начать цикл охлаждения. Продолжать охлаждение до тех пор, пока температура испытательной жидкости не будет достигнута и не стабилизируется;

б. Закрыть плашки семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;

в. При испытательной жидкости при температуре испытания или ниже закрыть противовыбросовый превентор и подать давление в стволе скважины от 1,4 до 2,1 МПа удерживать его в течение как минимум 3 минут после стабилизации давления;

г. Подать полное номинальное рабочее давление превентора и удерживать не менее 3 минут после стабилизации давления для испытания первого уровня и не менее 10 минут после стабилизации давления для испытания второго уровня;

д. Сбросить давление в стволе скважины;

е. Повторить шаги б-д еще дважды, всего три цикла испытаний под давлением.

7.3.1.18.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Испытуемое оборудование (модель противовыбросового превентора, размер и тип привода, плашек);

- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;

- Температуры ствола скважины на протяжении всего испытания.

7.3.1.19 Подтверждение предельной постоянной повышенной температуры

Цель

Испытание определяет способность пакеров и уплотнений плашек поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура ствола скважины не станет равной или выше температуры испытания. Температура ствола скважины ниже плашек должна поддерживаться на уровне или выше температуры испытания в течение времени выдержки.

Процедура испытаний должна быть следующей:

а. Открыть превентор и начать цикл нагрева. Продолжать нагрев до тех пор, пока температура испытательной жидкости не будет достигнута и не стабилизируется;

б. Закрыть плашки три раза, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;

в. При испытательной жидкости при температуре испытания или выше закрыть противовыбросовый превентор и подать давление в стволе скважины от 1,4 до 2,1 МПа удерживать его в течение как минимум 5 минут после стабилизации давления.

г. Подать полное номинальное рабочее давление превентора и удерживать не менее 10 минут после стабилизации давления;

д. Сбросить давление в стволе скважины и открыть плашки;

е. Повторять шаги б-г до тех пор, пока не будут соблюдены минимальные критерии приемки - см. Таблицы 18, 20, 21 и 22.

7.3.1.19.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, размер и тип привода, плашек);

- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;

- Температуры ствола скважины на протяжении всего испытания.

7.3.1.20 Подтверждение предела максимальной температуры

Цель

Испытание определяет способность неметаллических уплотнений и формованных уплотнительных узлов, используемых в качестве деталей, регулирующих давление и/или работающих под давлением, поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий при предельной максимальной температуре неметаллических уплотнительных компонентов.

Испытание должно состоять из испытания под полным номинальным давлением с минимальным временем выдержки 60 минут при предельной максимальной номинальной температуре.

Процедура

При испытании трубных плашек переменного диаметра пакер можно менять между испытаниями на минимальном и максимальном размерах трубы.

Испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура ствола скважины не станет равной или выше температуры испытания. Температура ствола скважины ниже плашек должна поддерживаться на уровне или выше температуры испытания в течение времени выдержки.

Процедура испытаний должна быть следующей:

а. Открыть превентор и начать цикл нагрева. Продолжать нагрев до тех пор, пока температура испытательной жидкости не будет достигнута и не стабилизируется;

б. При испытательной жидкости при температуре испытания или выше закрыть противовыбросовый превентор и подать давление в стволе скважины от 1,4 до 2,1 МПа удерживать его в течение как минимум 3 минут после стабилизации давления;

в. Подать полное номинальное рабочее давление превентора и удерживать не менее 60 минут после стабилизации давления;

е) Сбросить давление в стволе скважины.

7.3.1.20.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

– Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, размер и тип привода, плашек);

– Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;

– Температуры ствола скважины на протяжении всего испытания.

7.3.2 Испытания кольцевых превенторов

7.3.2.1 Испытания первого уровня на герметичность

7.3.2.1.1 Испытание постоянным давлением в стволе скважины

Цель

Испытание определяет давление закрытия, необходимое для поддержания давления в стволе скважины на испытательной мандрели, в зависимости от давления в стволе скважины вплоть до полного номинального рабочего давления противовыбросового превентора.

Процедура

Испытание должно проводиться на обозначенных в таблице 13 размерах бурильных труб.

Процедура испытаний должна быть следующей:

а. Закрыть превентор, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;

б. Поднять давление в стволе скважины на 3,45 МПа;

в. Снижать давление закрытия, пока не появится утечка;

г. Сбросить давление в стволе скважины и открыть превентор;

д. Повторить шаги а-г, увеличивая скважинное давление как минимум на 10 примерно равных приращений давления, пока скважинное давление не сравняется с номинальным рабочим давлением превентора.

7.3.2.1.2 Испытание постоянного давления закрытия

Цель

Испытание определяет максимальное достижимое давление в стволе скважины, вплоть до номинального рабочего давления, для заданного давления закрытия.

Процедура

Испытание должно проводиться на обозначенных в таблице 13 размерах бурильных труб.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Поднять давление в стволе скважины на 3,45 МПа;
- б. Повышать давление в стволе скважины до тех пор, пока не произойдет утечка или давление в стволе скважины не сравняется с номинальным рабочим давлением превертора;
- в. Сбросить давление в стволе скважины и открыть превертор;
- г. Повторить шаги а-в, увеличивая давление закрытия на 0,69 МПа каждый раз, пока давление закрытия не достигнет уровня, рекомендованного изготовителем.

7.3.2.1.3 Испытание давления полного закрытия в необсаженном стволе

Цель

Испытание определяет давление закрытия, необходимое для герметизации открытого ствола при половине номинального рабочего давления.

Максимальное количество циклов изгиба, необходимое для достижения полного закрытия при комнатной температуре, должно быть указано в процедуре Изготовителя.

Испытание необходимо только для элементов кольцевого уплотнителя, рассчитанных на работу в режиме полной отсечки.

Процедура

Испытание должно проводиться без бурильной трубы в стволе скважины.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Закрыть превертор, используя давление, рекомендованное Изготовителем;
- б. Поднять давление в стволе скважины до 1,4–2,1 МПа и удерживать его в течение 3 минут. Если происходит утечка, увеличить давление закрытия по мере необходимости. Не превышать рекомендованное Изготовителем максимальное рабочее давление;
- в. После успешного испытания при низком давлении увеличить давление в стволе скважины до половины номинального рабочего давления противовыбросового превертора. Удерживать давление в течение 3 минут. Если происходит утечка, увеличить давление закрытия по мере необходимости. Не превышать рекомендованное Изготовителем максимальное рабочее давление.

7.3.2.1.4 Документация по результатам испытаний герметичности первого уровня

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, кольцевой уплотнительный элемент в сборе, испытательная мандрель);
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Количество циклов изгиба, необходимое для достижения полного закрытия при комнатной температуре для испытания под давлением в необсаженном стволе;
- Давление закрытия, необходимое для поддержания давления в стволе скважины на испытательной мандрели, в зависимости от давления в стволе скважины вплоть до полного номинального рабочего давления противовыбросового превентора;
- Максимальное достижимое давление в стволе скважины, вплоть до номинального рабочего давления, для заданного давления закрытия при закрытии на испытательной мандрели;
- Давление закрытия, необходимое для герметизации открытого ствола при половине номинального рабочего давления.

7.3.2.2 Испытание второго уровня на герметичность

7.3.2.2.1 Испытание постоянным давлением

Цель

Испытание определяет давление закрытия, необходимое для поддержания давления в стволе скважины на испытательной мандрели, в зависимости от давления в стволе скважины вплоть до полного номинального рабочего давления противовыбросового превентора.

Процедура

Испытание должно проводиться на обозначенных в таблице 13 размерах бурительных труб.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Закрыть превентор, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;
- б. Поднять давление в стволе скважины на 3,45 МПа;
- в. Понизить давление закрытия с шагом 0,69 МПа и удерживать в течение 3 минут при каждом значении давления, пока не появится утечка;
- г. Сбросить давление в стволе скважины и открыть превентор.
- д. Повторить шаги а-г, увеличивая скважинное давление, пока скважинное давление не сравняется с номинальным рабочим давлением превентора. Приращение

давления в стволе скважины должно быть определено таким образом, чтобы получить как минимум пять приблизительно равноотстоящих точек данных.

7.3.2.2.2 Испытание постоянного давления закрытия

Цель

Испытание определяет максимальное достижимое давление в стволе скважины, вплоть до номинального рабочего давления, для заданного давления закрытия при закрытии на испытательной мандрели.

Процедура

Испытание должно проводиться на обозначенных в таблице 13 размерах бурильных труб.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Поднять давление в стволе скважины на 3,45 МПа;
- б. Повышать давление в стволе скважины до тех пор, пока не произойдет утечка или давление в стволе скважины не сравняется с номинальным рабочим давлением превентора;
- в. Сбросить давление в стволе скважины и открыть превентор;
- г. Повторить шаги а-в, увеличивая давление закрытия на 0,69 МПа каждый раз, пока давление закрытия не достигнет уровня, рекомендованного Изготовителем, или до уровня рабочего давления превентора.

7.3.2.2.3 Испытание давления полного закрытия в необсаженном стволе

Цель

Испытание определяет давление закрытия, необходимое для герметизации открытого ствола при половине номинального рабочего давления.

Максимальное количество циклов изгиба, необходимое для достижения полного закрытия при комнатной температуре, должно быть указано в процедуре Изготовителя.

Испытание необходимо только для элементов кольцевого уплотнителя, рассчитанных на работу в режиме полной отсечки.

Процедура

Испытание должно проводиться без бурильной трубы в стволе скважины.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Закрыть превентор, используя давление, рекомендованное Изготовителем;
- б. Поднять давление в стволе скважины до 1,4–2,1 МПа и удерживать его в течение 3 минут. Если происходит утечка, увеличить давление закрытия по мере необходимости. Не превышать рекомендованное Изготовителем максимальное рабочее давление;

в. После успешного испытания при низком давлении увеличить давление в стволе скважины до половины номинального рабочего давления противовыбросового превентора. Удерживать давление в течение 3 минут. Если происходит утечка, увеличить давление закрытия по мере необходимости. Не превышать рекомендованное Изготовителем максимальное рабочее давление.

7.3.2.2.4 Документация испытаний второго уровня на герметичность

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, кольцевой уплотнительный элемент в сборе, испытательная мандрель);
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Количество циклов изгиба, необходимое для достижения полного закрытия при комнатной температуре для испытания под давлением в необсаженном стволе;
- Давление закрытия, необходимое для поддержания давления в стволе скважины на испытательной мандрели, в зависимости от давления в стволе скважины вплоть до полного номинального рабочего давления противовыбросового превентора.
- Максимальное достижимое давление в стволе скважины, вплоть до номинального рабочего давления, для заданного давления закрытия при закрытии на испытательной мандрели.
- Давление закрытия, необходимое для герметизации открытого ствола при половине номинального рабочего давления.

7.3.2.3 Испытания второго уровня для расширенного диапазона характеристик

Цель

Испытание определяет способность кольцевого уплотнительного элемента сохранять герметичность на трубах с размерами выше и ниже номинального диапазона при давлении в стволе скважины, меньшем или равном номинальному рабочему давлению. Данные, собранные в ходе этого испытания, можно использовать для описания рабочих характеристик при параметрах, выходящих за пределы полного диапазона номинального рабочего давления.

Номинальный диапазон – диапазон труб, которые могут быть герметизированы до полного номинального рабочего давления противовыбросового превентора и удовлетворять минимальным усталостным характеристикам в этом диапазоне.

Расширенный диапазон – диапазон за пределами номинального диапазона, в котором Изготовитель определяет рабочие характеристики на основе данных испытаний. Этот диапазон нельзя экстраполировать за пределы испытательных данных.

Номинальное давление неиспытанного размера трубы должно быть равно самому низкому номинальному давлению из успешно проведенных испытаний под давлением выше и ниже этого размера трубы.

Заказчик должен учитывать механические свойства труб.

Процедура

Испытание должно проводиться на размерах труб (указанных изготовителем), которые находятся в расширенном диапазоне.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Установить испытательную мандрель в кольцевой противовыбросовый превентор;
- б. Закрывать превентор семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем. При каждом седьмом закрытии превентор испытывают под давлением от 1,4 МПа до 2,1 МПа и при полном номинальном рабочем давлении. Каждое испытательное давление должно стабилизироваться и поддерживаться в течение минимум 3 минут. Запрещено превышать рекомендованное Изготовителем максимальное рабочее давление.
- в. В каждом 20-м цикле испытания под давлением измерять внутренний диаметр уплотнительного элемента, когда рабочий поршень достигает полностью открытого положения. Затем продолжать измерять внутренний диаметр уплотнительного элемента с 5-минутными интервалами, пока внутренний диаметр уплотнительного элемента не достигнет размера отверстия превентора или пока не истечет 30 минут.
- г. Повторить шаги а-в до тех пор, пока уплотнительный элемент не будет поврежден, или пока не будет выполнено 364 открытий и закрытий (52 испытаний под давлением).

7.3.2.3.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (размеры испытанных труб, размер/номинальное давление/модель противовыбросового превентора);
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний для каждого диаметра мандрели; Если это испытание не проводится, для расширенного диапазона указывается значение 0 МПа;
- Температуры ствола скважины на протяжении всего испытания;
- График внутреннего диаметра уплотнительного элемента после каждого 20-го цикла давления в зависимости от времени до 30 минут;
- Количество успешных закрытий и достигнутых циклов давления.

7.3.2.4 Испытание первого уровня на усталость

Цель

Испытание определяет способность кольцевого уплотнительного узла поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий.

Испытание имитирует закрытие и открытие противовыбросового превентора один раз в день и испытания давлением в стволе скважины при полном номинальном рабочем давлении один раз в неделю, сравнимые с одним годом службы.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

а. Установить испытательную мандрель в ПВО для испытаний уплотнительного элемента. Испытание должно проводиться для типоразмеров бурильных труб, указанных в таблице 13;

б. Закрыть превентор семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем. При каждом седьмом закрытии уплотнительный элемент испытывают под давлением от 1,4 МПа до 2,1 МПа и при полном номинальном рабочем давлении противовыбросового превентора. Каждое испытательное давление должно стабилизироваться и поддерживаться в течение минимум 3 минут;

в. В каждом 20-м цикле испытания под давлением измерять внутренний диаметр уплотнительного элемента, когда рабочий поршень достигает полностью открытого положения. Затем продолжать измерять внутренний диаметр уплотнительного элемента с 5-минутными интервалами, пока внутренний диаметр уплотнительного элемента не достигнет размера отверстия превентора или пока не истечет 30 минут. Записать измерения;

г. Повторять шаги б-в до тех пор, пока уплотнительный элемент не будет поврежден, или пока не будет выполнено 364 открытий и закрытий (52 испытаний под давлением).

7.3.2.4.1 Документация по результатам испытаний

Документация по испытаниям на усталость должна включать данные:

- Используемое оборудование (размер/номинальное давление/модель противовыбросового превентора);
- График внутреннего диаметра уплотнительного элемента после каждого 20-го цикла давления в зависимости от времени до 30 минут;
- Количество успешных закрытий и достигнутых циклов давления;
- Запись давления в стволе скважины и давления закрытия.

7.3.2.5 Испытание второго уровня на усталость

Цель

Испытание определяет способность кольцевого уплотнительного узла поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий.

Испытание имитирует закрытие и открытие противовыбросового преентора один раз в день и испытания давлением в стволе скважины при полном номинальном рабочем давлении один раз в неделю, сравнимые с одним годом службы.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

а. Установить испытательную мандрель в ПВО для испытаний уплотнительного элемента. Испытание должно проводиться для типоразмеров бурильных труб, указанных в таблице 13;

б. Закрыть преентор семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем. При каждом седьмом закрытии уплотнительный элемент испытывают под давлением от 1,4 МПа до 2,1 МПа и при полном номинальном рабочем давлении противовыбросового преентора. Каждое испытательное давление должно стабилизироваться и поддерживаться в течение минимум 3 минут;

в. В каждом 20-м цикле испытания под давлением измерять внутренний диаметр уплотнительного элемента, когда рабочий поршень достигает полностью открытого положения. Затем продолжать измерять внутренний диаметр уплотнительного элемента с 5-минутными интервалами, пока внутренний диаметр уплотнительного элемента не достигнет размера отверстия преентора или пока не истечет 30 минут. Записать измерения;

г. Повторять шаги а-в до тех пор, пока уплотнительный элемент не будет поврежден, или пока не будет выполнено 364 открытий и закрытий (52 испытаний под давлением). Информация о цикле минимального давления при усталостной нагрузке кольцевого преентора содержится в таблице 12.

7.3.2.5.1 Документация по результатам испытаний

Документация по испытаниям на усталость должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (размер/номинальное давление/модель противовыбросового преентора, мандрель);
- График внутреннего диаметра уплотнительного элемента после каждого 20-го цикла давления в зависимости от времени до 30 минут;
- Количество успешных закрытий и достигнутых циклов давления;
- Давления в стволе скважины и давления закрытия;
- Данные о любом наблюдаемом износе после испытания.

7.3.2.6 Проверка доступа к уплотнительному элементу. Испытания первого и второго уровней

Цель

Испытание определяет способность противовыбросового превентора подвергаться повторным заменам уплотнительного элемента без влияния на эксплуатационные характеристики.

Процедура

Испытание должно проводиться для типоразмеров бурильных труб, указанных в таблице 13.

При испытании второго уровня можно использовать испытательную мандрель для испытаний первого уровня.

Испытание должно быть выполнено путем получения доступа к узлу уплотнительного элемента и проведения испытания давлением в стволе скважины до номинального рабочего давления при каждом 20-м доступе к узлу уплотнительного элемента.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Выполнить рекомендованные Изготовителем процедуры по снятию крышки, необходимые для доступа к уплотнительному элементу;
- б. Выполнить рекомендуемые Изготовителем процедуры, включая техническое обслуживание и замену деталей, для закрытия крышки доступа к уплотнительному элементу;
- в. Повторить шаги а и б до отказа или максимум 200 раз. При каждом 20-ом открытии уплотнительного элемента превентор испытывается давлением до номинального рабочего давления в течение 3-минутного периода выдержки.

7.3.2.6.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (размер/номинальное давление/модель противовыбросового превентора);
- Количество успешных циклов открытия крышки уплотнительного элемента до отказа или 200 (см. критерии приемки в таблице 12), в зависимости от того, что будет достигнуто раньше;
- Давления в стволе скважины и давления закрытия.

7.3.2.7 Испытание на обдиране. Испытание первого уровня

Цель

Испытание определяет способность уплотнительного элемента поддерживать контроль давления в стволе скважины при обдирании бурильных труб и бурильных замков о закрытый уплотнительный элемент без превышения средней скорости утечки 3,8 л/мин.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

Для противовыбросовых превенторов диаметром 279 мм и более установить испытательную мандрель наружным диаметром 127 мм с имитацией профиля бурильного замка трубы 168, 83 мм с заплечиком 18°; для диаметра 228 мм и меньше установить испытательную мандрель наружным диаметром 88,9 мм с имитацией профиля бурильного замка трубы 127 мм с заплечиком 18°.

а. Закрыть превентор, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;

б. Поднять давление в стволе скважины на 6,89 МПа. Уменьшать давление закрытия до тех пор, пока скорость утечки превентора не станет меньше 3,8 л/мин (чтобы увлажнить стенку испытательной мандрели);

в. Совершать возвратно-поступательные движения испытательной мандрели минимум на 1500 мм в каждом направлении и примерно с четырьмя циклами в минуту. Цикл обдирания состоит из двух проходов бурильного замка через элемент, по одному разу в каждом направлении. Во время проведения испытания давление в скважине должно изменяться не более чем на $\pm 10\%$. При необходимости увеличить давление закрытия, чтобы скорость утечки не превышала 3,8 л/мин. Продолжать испытания до тех пор, пока скорость утечки не достигнет 3,8 л/мин при рекомендованном производителем давлении закрытия или пока не будет выполнено 2500 циклов.

г. Задokumentировать любой износ всех эластомеров уплотнительного элемента.

7.3.2.7.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (размер/номинальное давление/модель противовыбросового превентора);
- Скважинное давление, применяемое во время испытаний;
- Скорости возвратно-поступательного движения;
- Эквивалентная длина трубы и количество полученных циклов или 2500 циклов, в зависимости от того, что будет достигнуто раньше;
- Давление закрытия, применяемое во время испытаний;
- Документ о любом износе эластомеров.

7.3.2.8 Испытание на обдирание. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность уплотнительного элемента поддерживать контроль давления в стволе скважины при обдирании бурильных труб и бурильных замков о закрытый уплотнительный элемент без превышения средней скорости утечки 3,8 л/мин.

Процедура

Процедура испытаний должна быть следующей:

Для противовыбросового превентора диаметром 279 мм и более установить испытательную мандрель с профилем бурильного замка трубы 127 мм. Для противовыбросового превентора диаметром 228 мм и менее установить испытательную мандрель с профилем бурильного замка трубы 88,9 мм¹.

Для узлов уплотнительного элемента, предназначенных для обдирания наружного диаметра профиля бурильного замка большего размера, чем указано выше, уплотнительный элемент должен быть испытан с использованием наибольшего наружного диаметра профиля бурильного замка, для которого он был разработан.

- а. Сориентировать конус профиля бурильного замка;
- б. Закрыть превентор, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;
- в. Поднять давление в стволе скважины на 6,89 МПа. Уменьшать давление закрытия до тех пор, пока скорость утечки превентора не станет меньше 3,8 л/мин (чтобы увлажнить стенку испытательной мандрели);
- г. Совершать возвратно-поступательные движения испытательной мандрели минимум на 1500 мм в каждом направлении и примерно с четырьмя циклами в минуту. Цикл обдирания состоит из двух проходов бурильного замка через элемент, по одному разу в каждом направлении. Во время проведения испытания давление в скважине должно изменяться не более чем на $\pm 10\%$. При необходимости увеличить давление закрытия, чтобы скорость утечки не превышала 3,8 л/мин. Продолжать испытания до тех пор, пока скорость утечки не достигнет 3,8 л/мин при рекомендованном производителем давлении закрытия или пока не будет выполнено 2500 циклов. Минимальные критерии эффективности должны быть достигнуты до превышения рекомендуемого давления закрытия.

7.3.2.8.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

¹ Профили замков могут быть симулированы.

- Используемое оборудование (размер/номинальное давление/модель противовыбросового превентора, описание мандрели);
- Скважинное давление и температура, применяемые во время испытаний;
- Скорости возвратно-поступательного движения;
- Количество замков бурильных труб;
- Давление закрытия, применяемое во время испытаний;
- Повреждение испытательной мандрели, в том числе при первоначальном обнаружении повреждений;
- Количество полученных циклов или 2500 циклов, в зависимости от того, что будет достигнуто раньше;
- Документ о любом износе эластомеров.

7.3.2.9 Проверка работы при условиях низких температур. Испытание первого уровня

Цель

Испытание определяет способность неметаллических уплотнений и формованных уплотнительных узлов, используемых в качестве деталей, регулирующих давление и/или работающих под давлением, поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий при минимальной номинальной температуре и номинальном давлении уплотнительных компонентов.

Процедура

Испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура скважинного флюида не станет равной или ниже температуры испытания. Температура скважинного флюида ниже уплотнительного элемента должна поддерживаться на уровне или ниже температуры испытания в течение времени выдержки.

При испытаниях уплотнительного элемента как первого, так и второго уровней должен использоваться размер испытательной мандрели, указанный для испытания первого уровня в таблице 13.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Установить испытательную мандрель в ПВО для испытаний уплотнительного элемента;
- б. Начать цикл охлаждения и продолжать охлаждение до тех пор, пока не будет достигнута и не стабилизируется температура скважинного флюида;
- в. Закрыть превентор семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;

- г. Для температуры скважинного флюида при температуре испытания или ниже, закрыть противовыбросовый превентор и подать давление в стволе скважины от 1,4 до 2,1 МПа и удерживать его в течение как минимум 3 минут после стабилизации давления;
- д. Подать полное номинальное рабочее давление превентора и удерживать не менее 3 минут после стабилизации давления;
- е. Сбросить давление в стволе скважины и открыть превентор;
- ж. Повторить шаги б-е еще дважды, всего три цикла испытаний под давлением.

7.3.2.9.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, размер и тип уплотнительного элемента);
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Температуры ствола скважины на протяжении всего испытания.

7.3.2.10 Проверка работы при условиях низких температур. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность неметаллических уплотнений и формованных уплотнительных узлов, используемых в качестве деталей, регулирующих давление и/или работающих под давлением, поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий при минимальной номинальной температуре и номинальном давлении уплотнительных компонентов.

Процедура

Испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура скважинного флюида и ПВО не станет равной или ниже температуры испытания. Температура ПВО и скважинного флюида должна поддерживаться на уровне или ниже температуры испытания в течение времени выдержки.

При испытаниях уплотнительного элемента должен использоваться размер испытательной мандрели, указанный для испытания первого уровня в таблице 13.

Другие неметаллические уплотнения, используемые в качестве деталей, работающих под давлением, должны быть испытаны в соответствии с процедурами Изготовителя.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Установить испытательную мандрель в ПВО для испытаний уплотнительного элемента;

- б. Начать цикл охлаждения и продолжать охлаждение до тех пор, пока не будет достигнута и не стабилизируется температура ПВО и скважинного флюида;
- в. Закрывать превентор семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;
- г. Когда температура ПВО и скважинного флюида достигнет уровня температуры испытаний или ниже, закрыть превентор и подать давление в стволе скважины от 1,4 до 2,1 МПа и удерживать его в течение как минимум 10 минут после стабилизации давления;
- д. Подать полное номинальное рабочее давление превентора и удерживать не менее 10 минут после стабилизации давления;
- е. Сбросить давление в стволе скважины и открыть превентор;
- ж. Повторить шаги б-е еще дважды, всего три цикла испытаний под давлением.

7.3.2.10.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, размер и тип уплотнительного элемента);
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Температуры ствола скважины на протяжении всего испытания.

7.3.2.11 Подтверждение предельной постоянной повышенной температуры. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет способность неметаллических уплотнений и формованных уплотнительных узлов, используемых в качестве деталей, регулирующих давление и/или работающих под давлением, поддерживать герметичность ствола скважины после повторных закрытий и открытий при постоянной повышенной температуре и номинальном давлении неметаллических уплотнительных компонентов.

Процедура

Испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура скважинного флюида не станет равной или выше температуры испытания. Температура скважинного флюида ниже уплотнительного элемента должна поддерживаться на уровне или выше температуры испытания в течение времени выдержки.

При испытаниях уплотнительного элемента должен использоваться размер испытательной мандрели, указанный для испытания первого уровня в таблице 13. Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Установить испытательную мандрель в ПВО для испытаний уплотнительного элемента;
- б. Начать цикл нагревания и продолжать нагрев до тех пор, пока не будет достигнута и не стабилизируется температура скважинного флюида;
- в. Закрывать превентор три раза, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;
- г. Для температуры скважинного флюида при температуре испытания или выше, закрыть противовыбросовый превентор и подать давление в стволе скважины от 1,4 до 2,1 МПа и удерживать его в течение как минимум 5 минут после стабилизации давления;
- д. Подать полное номинальное рабочее давление превентора и удерживать не менее 10 минут после стабилизации давления;
- е. Сбросить давление в стволе скважины и открыть превентор;
- ж. Повторять шаги с б-е до тех пор, пока не будут соблюдены минимальные критерии приемки (см. Таблицы 12, 14).

7.3.2.11.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, размер и тип уплотнительного элемента);
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Температуры ствола скважины на протяжении всего испытания.

7.3.2.12 Подтверждение предела максимальной температуры

Цель

Испытание определяет способность неметаллических уплотнений и формованных уплотнительных узлов, используемых в качестве деталей, регулирующих давление и/или работающих под давлением, поддерживать герметичность ствола скважины при предельной максимальной температуре и номинальном давлении неметаллических уплотнительных компонентов.

Процедура

Испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура скважинного флюида не станет равной или выше температуры испытания.

Температура скважинного флюида ниже уплотнительного элемента должна поддерживаться на уровне или выше температуры испытания в течение времени выдержки.

При испытаниях уплотнительного элемента как первого, так и второго уровней должен использоваться размер испытательной мандрели, указанный для испытания первого уровня в таблице 13. Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Установить испытательную мандрель в ПВО для испытаний уплотнительного элемента;
- б. Начать цикл нагревания и продолжать нагрев до тех пор, пока не будет достигнута и не стабилизируется температура скважинного флюида;
- в. Закрывать превентор, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;
- г. Подать полное номинальное рабочее давление превентора и удерживать не менее 60 минут после стабилизации давления;
- д. Сбросить давление в стволе скважины.

7.3.2.12.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, размер и тип уплотнительного элемента);
- Давления в стволе скважины и давления закрытия на протяжении испытаний;
- Запись температуры ствола скважины на протяжении всего испытания.

7.3.2.13 Проверка смещения при низких температурах. Испытание второго уровня

Цель

Испытание определяет характеристики кольцевого уплотнительного элемента после испытания давлением в стволе скважины и повторных закрытий и открытий при различных температурах, пока не будет достигнута минимальная номинальная температура.

Процедура

Испытание не должно начинаться до тех пор, пока температура скважинного флюида и ПВО не станет равной или ниже температуры испытания. Температура ПВО и скважинного флюида должна поддерживаться на уровне или ниже температуры испытания в течение времени выдержки.

Это испытание должно проводиться при минимальной номинальной температуре. Если уплотнительный элемент не меняет геометрию при минимальной номинальной температуре в течение 120 минут, это испытание следует повторить при температурах, указанных изготовителем, до тех пор, пока уплотнение не поменяет геометрию.

При испытаниях второго уровня уплотнительного элемента должен использоваться размер испытательной мандрели, указанный для испытания первого уровня в таблице 13. Контрольный шаблон должен соответствовать техническим условиям, перечисленным в 7.5.7.4.1.

Процедура испытаний должна быть следующей:

- а. Установить испытательную мандрель в кольцевой противовыбросовый превентор;
- б. Начать цикл охлаждения и продолжать охлаждение до тех пор, пока не будет достигнута и не стабилизируется температура ПВО и скважинного флюида;
- в. Закрывать превентор семь раз, используя давление закрытия, рекомендованное Изготовителем;
- г. Для температуры скважинного флюида при температуре испытания или ниже, закрыть противовыбросовый превентор и подать давление в стволе скважины от 1,4 до 2,1 МПа и удерживать его в течение как минимум 5 минут после стабилизации давления;
- д. Подать полное номинальное рабочее давление превентора и удерживать не менее 10 минут после стабилизации давления;
- е. Сбросить давление в стволе скважины демонтировать мандрель;
- ж. Продеть контрольный шаблон через отверстие узла после всех испытаний под давлением до тех пор, пока шаблон не пройдет через отверстие без усилия. Записать время, необходимое для прохождения шаблона через отверстие;
- з. Если контрольный шаблон не проходит через отверстие узла в течение 120 минут после завершения всех испытаний под давлением (например, после того, как противовыбросовый превентор открыт), измерить внутренний диаметр уплотнительного элемента;
- и. Повторить шаги а-з для каждого изделия.

7.3.2.13.1 Документация по результатам испытаний

Документация должна включать следующие данные:

- Используемое оборудование (модель противовыбросового превентора, размер и тип уплотнительного элемента);
- Давления в стволе скважины и давления закрытия;
- Температуры ствола скважины и запись внутреннего диаметра кольцевого уплотнительного элемента после шага з;
- Время и температура в случае положительных результатов.

8 Требования к материалам

8.1 Общие положения

8.1.1 За исключением случаев, когда указано в технических требованиях Заказчика, материалы для производства должны быть выбраны Изготовителем для указанных условий эксплуатации и окружающей среды.

8.1.2 Материалы конструкции всех основных компонентов должны быть четко указаны в документации Изготовителя. Материалы должны определяться на основе применимых стандартов, включая класс материала. Если такое обозначение отсутствует, в документацию должна включаться спецификация на материал с указанием физических свойств, химического состава и требований к испытаниям.

8.1.3 Изготовитель должен указать опциональные процедуры испытаний и контроля, которые могут потребоваться для обеспечения того, чтобы материалы были удовлетворительными для обслуживания. Такие испытания и контроль должны указываться в заявке.

8.1.4 Заказчик может определить дополнительные опциональные испытания и контроль.

8.2 Сварка

8.2.1 Сварка, ремонт сварных швов и сварные швы между разнородными металлами должны выполняться и проверяться операторами согласно ГОСТ 3242-79.

8.2.2 Все сварные швы должны быть непрерывными сварными швами с полным проплавлением. Все сварные швы должны быть двойными, за исключением случаев, когда доступна только одна сторона, в таких случаях можно использовать опорное кольцо, расходный вкладыш или экран инертного газа с внутренней подкладкой с продувкой газом.

8.2.3 Изготовитель должен нести ответственность за осмотр всех ремонтов и ремонтных сварных швов, чтобы обеспечить их надлежащую термообработку и неразрушающий контроль для надежности и соответствия применимым аттестованным процедурам.

9 Требования к заводским табличкам

9.1 Заводская табличка должна быть надежно закреплена в хорошо видимом месте на оборудовании и на любом другом крупном вспомогательном оборудовании.

9.2 Место, размеры и способы крепления заводской таблички должны обеспечивать ее четкость и сохранность.

9.3 На заводской табличке должны быть четко проставлены следующие данные:

- а. Наименование Изготовителя;
- б. Модель изделия;
- в. Серийный номер;
- г. Рабочее давление;
- д. Условных проход;
- е. Температура эксплуатации;
- ж. Знаки соответствия.

10 Требования к надежности

10.1 Расчетный срок службы превенторного оборудования – не менее 10 лет, кроме оборудования и его элементов, перечень и сроки службы которых установлены в Правилах.

10.2 Установленный срок службы между капитальными ремонтами для основного оборудования - не менее пяти лет.

10.3 Удельную суммарную продолжительность плановых ремонтов основного оборудования на один год ремонтного цикла устанавливают после проведения капитальных ремонтов головных образцов этого оборудования и постановки его на промышленное (серийное) производство.

10.4 Среднюю наработку на отказ, коэффициенты готовности и технического использования основного оборудования назначают в соответствии с требованиями государственных стандартов.

11 Требования к монтажной и ремонтной пригодности

11.1 Оборудование в части монтажной и ремонтной пригодности должно отвечать требованиям ГОСТ 23660, ГОСТ 24444.

11.2 Система технического обслуживания и ремонта должна обеспечивать одновременное проведение капитального ремонта всего оборудования.

11.3 Структура ремонтного цикла должна обеспечивать ее надежное функционирование в течение всего периода эксплуатации.

11.4 Оборудование должно проходить все виды контроля и испытаний, предусмотренных стандартами на оборудование, его изготовление и поставку.

11.5 Сборку и монтаж оборудования следует выполнять на подготовленных в соответствии с нормами и правилами площадках. При монтаже оборудования следует руководствоваться чертежами, выполнять требования инструкций по сборке и монтажу изготовителей оборудования, нормами и правилами монтажа, проектно-технологической документацией на монтаж и указаниями персонала изготовителей.

11.6 Средства оснащения монтажа, технического обслуживания и ремонта, ремонтные и эксплуатационные документы разрабатывают в составе конструкторской документации на оборудование в соответствии с требованиями стандартов на это оборудование.

11.7 В комплект поставки оборудования должны входить комплекты специального инструмента, оснастки и приспособлений, эксплуатационные и ремонтные документы по ГОСТ 2.601 и ГОСТ 2.602 соответственно. Перечень монтажного и ремонтного инструмента и приспособлений, поставляемых совместно с оборудованием, указывают в конструкторской документации.

11.8 К оборудованию установки должны быть приложены эксплуатационные и ремонтные документы по ГОСТ 2.601 и ГОСТ 2.602 соответственно.

12 Требования к упаковке

12.1 Все обработанные поверхности деталей и сборочных единиц должны быть подвергнуты временной антикоррозионной защите - покрыты консистентной смазкой или другими материалами, обеспечивающими антикоррозионную защиту. Срок действия консервации — не менее 12 мес.

12.2 На открытые фланцевые и штуцерные соединения должны быть установлены заглушки.

12.3 Оборудование должно быть упаковано в деревянные ящики и закреплено в них. Крепление должно исключать возможность механического повреждения при транспортировании и хранении.

12.4 Конкретные данные об упаковке изделий, масса и габаритные размеры грузовых мест должны быть указаны в конструкторской документации.

13 Требования безопасности

13.1 Оборудование ПВО должно соответствовать требованиям к безопасности, указанным в ГОСТ 12.2.115.

13.2 Эквивалентные уровни звука в зонах обслуживания не должны превышать значений, определенных ГОСТ 12.1.003.

14 Транспортирование и хранение

14.1 Транспортная маркировка грузовых мест — по ГОСТ 14192.

14.2 Оборудование перевозят всеми видами транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на транспорте данного вида.

14.3 Транспортирование оборудования в части воздействия климатических факторов — по группе Ж1 ГОСТ 15150. в части механических — по группе С ГОСТ 23170.

14.4 Хранение — по группе ОЖЗ ГОСТ 15150.

14.5 Требования к упаковке, маркировке, транспортированию и хранению оборудования, предназначенного для районов Крайнего Севера и труднодоступных районов, устанавливают в нормативных документах на конкретные изделия.

15 Библиография

- [1] NACE MR-OI-75 Требования к материалам для нефтяного оборудования стойким к сульфидному растрескиванию