

ПРИЛОЖЕНИЕ 14**РЕЗОЛЮЦИЯ МЕРС.108(49)****Принята 18 июля 2003 года****ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ РУКОВОДСТВО И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
ПО СИСТЕМАМ АВТОМАТИЧЕСКОГО ЗАМЕРА, РЕГИСТРАЦИИ И
УПРАВЛЕНИЯ СБРОСОМ НЕФТИ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ТАНКЕРОВ****КОМИТЕТ ПО ЗАЩИТЕ МОРСКОЙ СРЕДЫ,**

ССЫЛАЯСЬ на статью 38 а) Конвенции о Международной морской организации, касающуюся функций Комитета по защите морской среды, возложенных на него международными конвенциями по защите морской среды от загрязнения и борьбе с ним,

ОТМЕЧАЯ, что правило 15 3) а) Приложения I к Международной конвенции по предотвращению загрязнения с судов 1973 года, измененной Протоколом 1978 года к ней (МАРПОЛ 73/78), устанавливает, что нефтяные танкеры валовой вместимостью 150 рег. тонн и более должны быть оборудованы системой автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти, одобренной Администрацией и спроектированной и установленной в соответствии с Руководством и техническими требованиями по системам автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти для нефтяных танкеров, разработанными Организацией,

ОТМАЧАЯ ТАКЖЕ резолюцию А.586(14), озаглавленную "Пересмотренные Руководство и технические требования по системам автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти для нефтяных танкеров", разработанную в порядке применения указанного правила,

ОТМЕЧАЯ ДАЛЕЕ правило 14 Приложения II к МАРПОЛ 73/78 в отношении перевозки на нефтяных танкерах нефтеподобных веществ категорий С и D,

НАПОМИНАЯ, что резолюцией А.886(21) Ассамблея постановила, что для установления единообразной процедуры функция принятия эксплуатационных требований и технических спецификаций, упомянутых в основном тексте МАРПОЛ 73/78 и других документах ИМО, а также внесения в них поправок будет осуществляться Комитетом по защите морской среды и/или Комитетом по безопасности на море, в зависимости от случая,

РАССМОТРЕВ на своей сорок девятой сессии в свете требований Приложения I к МАРПОЛ 73/78 рекомендацию, представленную Подкомитетом по проектированию и оборудованию судов,

1. ПРИНИМАЕТ пересмотренные Руководство и технические требования по системам автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти для нефтяных танкеров, текст которых изложен в приложении к настоящей резолюции, для применения к нефтяным танкерам, кили которых заложены или которые находятся в подобной стадии постройки (далее именуемые "построенные") 1 января 2005 года или после этой даты;

2. ПРЕДЛАГАЕТ правительствам осуществлять эти пересмотренные Руководство и технические требования при одобрении систем автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти, устанавливаемых в соответствии с правилом 15 3 а) Приложения I к МАРПОЛ 73/78 на нефтяных танкерах, построенных 1 января 2005 года или после этой даты.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПЕРЕСМОТРЕННЫЕ РУКОВОДСТВО И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО СИСТЕМАМ АВТОМАТИЧЕСКОГО ЗАМЕРА, РЕГИСТРАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ СБРОСОМ НЕФТИ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ТАНКЕРОВ

СОДЕРЖАНИЕ

- 1 ВВЕДЕНИЕ
 - 1.1 Цель
 - 1.2 Применимость
 - 1.3 Краткое изложение требований
- 2 ПРЕДПОСЫЛКИ
- 3 ОПРЕДЕЛЕНИЯ
 - 3.1 Система автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти
 - 3.2 Секция управления
 - 3.3 Управление сбросом за борт
 - 3.4 Блокировка включения
 - 3.5 Управляющая система
 - 3.6 млн⁻¹
- 4 ТРЕБОВАНИЯ К ОСУЩЕСТВЛЕНИЮ
- 5 КОНСТРУКЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, ОХРАНА, КАЛИБРОВКА И ПОДГОТОВКА
- 6 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
 - 6.1 Система автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти
 - 6.2 Прибор для определения содержания нефти
 - 6.3 Система отбора проб
 - 6.4 Система определения расхода
 - 6.5 Система определения скорости судна
 - 6.6 Устройство определения местоположения судна
 - 6.7 Устройство управления сбросом за борт
 - 6.8 Расчетный блок и передающее устройство
 - 6.9 Регистрирующие устройства
 - 6.10 Данные на дисплее
 - 6.11 Ручное дублирование в случае неисправности оборудования
 - 6.12 Условия, при которых срабатывает сигнализация и прекращается сброс
 - 6.13 Место установки сигнализатора тревоги

- 7 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОДОБРЕНИЮ ТИПА ПРИБОРА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ И СЕКЦИИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ЗАМЕРА, РЕГИСТРАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ СБРОСОМ НЕФТИ
 - 7.1 Требования к испытаниям
 - 7.2 Процедуры одобрения и выдача свидетельств
- 8 ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДСКИМ ФУНКЦИОНАЛЬНЫМ ИСПЫТАНИЯМ
- 9 ТРЕБОВАНИЯ К ОДОБРЕНИЮ ДОКУМЕНТАЦИИ
- 10 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МОНТАЖУ
- 11 ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ УСТАНОВКИ
- 12 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ И ПРОВЕРКИ НА СУДНЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ

- Часть 1 - Технические требования к испытаниям и эксплуатационным характеристикам с целью одобрения типа приборов для определения содержания нефти
- Часть 2 - Технические требования к экологическим испытаниям с целью одобрения типа прибора для определения содержания нефти и секции управления системы автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти
- Часть 3 - Свидетельство об одобрении типа
- ДОБАВЛЕНИЕ - Свидетельство об одобрении типа приборов для определения содержания нефти, предназначенных для управления сбросом загрязненной нефтью воды из районов грузовых танков нефтяных танкеров

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Цель

1.1.1 Настоящие Руководство и технические требования содержат требования к конструкции, монтажу, эксплуатационным характеристикам и испытаниям систем автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти в соответствии с правилом 15 3) а) Приложения I к МАРПОЛ 73/78.

1.1.2 Целями настоящих Руководства и технических требований являются:

- .1 обеспечение единого толкования требований правила 15 3) а) Приложения I к МАРПОЛ 73/78;
- .2 содействие Администрациям при установлении надлежащих конструктивных и эксплуатационных параметров систем автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти для нефтяных танкеров, именуемых далее "системы управления сбросом", устанавливаемых на судах, плавающих под флагами их государств;
- .3 определение требований к испытаниям и эксплуатационным характеристикам приборов для определения содержания нефти и секций управления, входящих в состав систем управления сбросом;
- .4 определение требований к одобрению схемы размещения установок на судне и функциональным испытаниям установленного оборудования; и
- .5 обеспечение руководства для освидетельствования установок на судне.

1.1.3 Настоящие Руководство и технические требования применяются также к системам замера и регистрации содержания нефти, используемым для осуществления контроля за определенными нефтеподобными вредными жидкими веществами категорий C и D, перевозимыми в соответствии с правилом 14 Приложения II к МАРПОЛ 73/78. В тех случаях, когда в настоящих Руководстве и технических требованиях делается ссылка на замер и регистрацию нефти, настоящее положение также применяется к таким нефтеподобным вредным жидким веществам.

1.2 Применимость

1.2.1 Пересмотренные Руководство и технические требования применяются к оборудованию, установленному на нефтяных танкерах, кили которых заложены или которые находятся в подобной стадии постройки 1 января 2005 года или после этой даты. Руководство и технические требования, принятые согласно резолюциям А.393(X), А.496(XII), МЕРС.13(19) и А.586(14), не применяются к нефтяным танкерам, к которым применяются настоящие новые Руководство и технические требования.

1.2.2 Оборудование, установленное на других нефтяных танкерах, кили которых заложены или которые находятся в подобной стадии постройки до 1 января 2005 года, должно отвечать требованиям, содержащимся в Руководстве и технических требованиях, принятых согласно

резолюциям А.393(X), А.496(XII), MEPC.13(19) и А.586(14), либо требованиям, содержащимся в настоящих новых Руководстве и технических требованиях.

1.3 Краткое изложение требований

1.3.1 Требования к одобрению различных частей системы управления сбросом, установленные в настоящих Руководстве и технических требованиях, кратко излагаются ниже:

- .1 прибор для определения содержания нефти должен подвергаться испытанию с целью одобрения типа в соответствии с методикой, приведенной в части 1 приложения;
- .2 прибор для определения содержания нефти и секция управления системы управления сбросом должны подвергаться экологическим испытаниям, указанным в части 2 приложения;
- .3 документация по одобрению схем размещения установок, указанная в разделе 9, должна представляться Администрации до установки системы управления сбросом;
- .4 комплектующие элементы системы должны пройти заводские функциональные испытания, указанные в разделе 8; и
- .5 полностью собранная система управления сбросом должна пройти освидетельствование в соответствии с методикой, изложенной в разделе 11.

2 ПРЕДПОСЫЛКИ

2.1 Требования Приложения I к МАРПОЛ 73/78, относящиеся к замеру и регистрации содержания нефти в водяном балласте и промывочной воде нефтяного танкера, изложены в правиле 15 3) а), которое устанавливает, что нефтяные танкеры валовой вместимостью 150 рег. тонн и более должны быть оснащены одобренной системой управления сбросом и что такая система должна непрерывно регистрировать:

- .1 сброс нефти в литрах на морскую милю; и
- .2 общее количество сброшенной нефти либо содержание нефти в стоке и интенсивность сброса.

В обоих случаях запись должна содержать дату и время сброса и сохраняться не менее трех лет.

2.2 Правило 15 также устанавливает, что система должна включаться при любом сбросе стока в море и обеспечивать автоматическое прекращение сброса нефтесодержащей смеси, когда мгновенная интенсивность сброса нефти превышает значение, допускаемое правилом 9 1) а).

3 ОПРЕДЕЛЕНИЯ

3.1 Система автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти

Система автоматического замера, регистрации и управления, именуемая в настоящих Руководстве и технических требованиях как "система управления сбросом", является системой, которая контролирует сброс в море загрязненного нефтью балласта или других нефтесодержащих вод из района грузовых танков и состоит из элементов, перечисленных в пункте 6.1.4.

3.2 Секция управления

Секция управления системы управления сбросом – это система, состоящая из элементов, перечисленных в пункте 6.1.4.8.

3.3 Управление сбросом за борт

Управление сбросом за борт обеспечивается блоком, который автоматически задает последовательность операций для прекращения сброса стока за борт в аварийных условиях и исключает возможность сброса в течение всего периода времени, пока существуют аварийные условия. Блок может обеспечивать закрытие запорных клапанов или остановку соответствующих насосов, в зависимости от случая.

3.4 Блокировка включения

Блокировкой включения является устройство, которое предотвращает открытие сливного клапана или срабатывание других равноценных устройств до тех пор, пока система управления сбросом, если ее применение требуется Конвенцией, не вступит полностью в действие.

3.5 Управляющая система

3.5.1 Управляющей является система, получающая автоматические сигналы о:

- .1 содержания нефти в стоке в млн⁻¹;
- .2 интенсивности сброса в м³/ч;
- .3 скорости судна в узлах;
- .4 местоположении судна – широте и долготе;
- .5 дате и времени (по Гринвичу); и
- .6 положении устройства управления сбросом за борт.

3.5.2 Система производит автоматическую регистрацию данных, указанных в пункте 6.9.2.

3.6 млн⁻¹

"млн⁻¹" означает отношение по объему частей нефти на миллион частей воды.

4 ТРЕБОВАНИЯ К ОСУЩЕСТВЛЕНИЮ

Система автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти должна устанавливаться на нефтяных танкерах валовой вместимостью 150 рег. тонн и более. Она должна использовать управляющую систему и должна быть оборудована блокировкой включения и управлением сбросом за борт.

5 КОНСТРУКЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, ОХРАНА, КАЛИБРОВКА И ПОДГОТОВКА

5.1 Прибор должен быть сконструирован так, чтобы доступ пользователя ограничивался органами управления ответственного назначения. Доступ к другим органам управления должен предоставляться для срочного ремонта и технического обслуживания и временного ремонта, однако должен требовать снятие охранных пломб или приведение в действие другого устройства, указывающего на получение доступа к оборудованию.

5.2 Конструкция пломб должна быть такой, чтобы только изготовитель или его агент мог их заменить или вернуть систему в исходное положение после проверки и выполнения текущего ремонта оборудования.

5.3 Точность оборудования для управления сбросом нефти должна проверяться во время освидетельствований для возобновления свидетельства ЮОРР. Поверочное свидетельство, подтверждающее дату последней проверки калибровки, должно храниться на судне для целей проверки.

5.4 Оборудование для управления сбросом нефти может иметь несколько шкал, соответствующих его предполагаемому использованию. Регистрирующее устройство, подключенное к измерительному устройству, имеющему более чем одну шкалу, должно указывать шкалу, используемую в данный момент.

5.5 Рекомендуется, чтобы на судне были предусмотрены простые средства проверки дрейфа, повторяемости показаний прибора и способности повторной установки его на нуль.

5.6 Подготовка судового персонала должна включать ознакомление с эксплуатацией и техническим обслуживанием оборудования.

5.7 Текущее техническое обслуживание оборудования для управления сбросом нефти и порядок устранения неисправностей должны быть четко определены изготовителем в руководстве по эксплуатации и техническому обслуживанию. Все техническое обслуживание и ремонт должны регистрироваться.

6 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

6.1 Система автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти

6.1.1 Система управления сбросом должна эффективно измерять, регистрировать и управлять сбросом любого стока в море через те сливные заборные отверстия, разрешенные правилом 18, которые, по мнению Администрации, являются необходимыми для выполнения требований, связанных с эксплуатацией нефтяного танкера.

6.1.2 Сброс грязного балласта или других нефтесодержащих вод из района грузовых танков в море через сливные отверстия, которые не контролируются системой управления сбросом, является нарушением Конвенции.

6.1.3 Система управления сбросом должна надежно работать во всех условиях окружающей среды, в которых, как предполагается, обычно могут работать нефтяные танкеры, и должна быть спроектирована и изготовлена так, чтобы удовлетворять техническим требованиям к экологическим испытаниям, определенным в части 2 приложения к настоящему Руководству и техническим требованиям. Кроме того:

- .1 система должна быть спроектирована так, чтобы сброс грязного балласта или других нефтесодержащих вод из района грузовых танков не мог производиться, если система управления сбросом не находится в нормальном рабочем режиме и не выбрана соответствующая точка для отбора проб;
- .2 предпочтительно, чтобы система могла отбирать пробу из сбрасываемого стока в минимальном количестве сливных отверстий и была устроена так, чтобы сброс за борт мог производиться в данный момент времени только через одно отверстие;
- .3 если предполагается, что для целей одновременного сброса используется более чем один трубопровод, на каждом трубопроводе, через который осуществляется сброс, должен быть установлен один прибор для определения содержания нефти вместе с расходомером. Эти приборы должны быть подключены к общему расчетному боку; и
- .4 с целью избежать срабатывания сигналов тревоги ввиду короткого периода сигналов о высокой концентрации нефти (пики), приводящего к показаниям о высокой мгновенной интенсивности сброса, кратковременные сигналы о высокой концентрации могут быть подавлены в течение, как максимум, 10 с. Наоборот, мгновенная интенсивность сброса может постоянно находиться на среднем уровне в течение предшествующих 20 с или менее, исходя из показаний прибора для определения содержания нефти, показывающего мгновенные значения содержания нефти в млн^{-1} , полученные в течение интервалов времени, не превышающих 5 с.

6.1.4 Система управления сбросом должна включать:

- .1 прибор для определения содержания нефти в стоке в млн^{-1} . Прибор должен быть одобрен в соответствии с положениями, содержащимися в приложении к

- настоящим Руководству и техническим требованиям, и должен иметь свидетельство, в котором указывается, для каких перевозимых грузов он пригоден;
- .2 систему измерения расхода для определения количества сбрасываемого в море стока;
 - .3 прибор для определения скорости судна, показывающий скорость судна в узлах;
 - .4 прибор для определения местоположения судна, указывающий местоположение судна – широту и долготу;
 - .5 систему отбора проб, подающую отобранную пробу стока в прибор для определения содержания нефти;
 - .6 управление сбросом за борт для прекращения сброса за борт;
 - .7 блокировку включения для предотвращения сброса за борт любого стока, пока система управления сбросом не вступит полностью в действие; и
 - .8 секцию управления, которая включает:
 - .8.1 расчетный блок, принимающий сигналы о содержании нефти в стоке, расходе и скорости судна и преобразующий эти величины в литры сброшенной нефти на морскую милю и общее количество сброшенной нефти;
 - .8.2 передающее устройство для подачи сигналов тревоги и командных сигналов по управлению сбросом за борт;
 - .8.3 регистрирующее устройство для обеспечения регистрации данных в соответствии с пунктом 6.9.2;
 - .8.4 дисплей для индикации текущих данных в соответствии с пунктом 6.10;
 - .8.5 систему ручного управления, которая используется при неисправности системы управления сбросом; и
 - .8.6 передающее устройство для подачи сигналов на блокировку включения для предотвращения сброса любого стока, пока система управления сбросом не вступит полностью в действие.

6.1.5 Каждый основной элемент системы автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти должен иметь отличительную планку, на которой должен быть четко указан номер данного элемента по сборочному чертежу, номер типа или модели и серийный номер, в зависимости от случая.

6.1.6 Если электрические элементы системы управления сбросом установлены в опасных зонах судна, они должны отвечать соответствующим требованиям по безопасности*, предусмотренным для таких зон.

6.2 Прибор для определения содержания нефти

6.2.1 Прибор для определения содержания нефти должен удовлетворять техническим требованиям к испытаниям и эксплуатационным характеристикам, изложенным в части 1 приложения к настоящим Руководству и техническим требованиям, и должен соответствовать общим требованиям, содержащимся в настоящем подразделе.

6.2.2 Точность показаний приборов, предназначенных для замера и регистрации содержания нефти в широком диапазоне, должна быть в пределах ± 10 млн⁻¹ либо $\pm 10\%$ фактического содержания нефти в проверяемой пробе, в зависимости от того, что больше. Точность должна оставаться в вышеуказанных пределах, несмотря на наличие загрязняющих веществ, иных чем нефть, таких, как попадающий воздух, ржавчина, грязь и песок.

6.2.3 Прибор должен быть спроектирован так, чтобы его показания находились в вышеупомянутых пределах в тех случаях, когда подача питания (в виде электричества, сжатого воздуха и т.д.) изменяется на 10% от значения, на которое он рассчитан.

6.2.4 Желательно, чтобы на показания не влиял сорт нефти. Если это происходит, нет необходимости производить калибровку прибора на борту судна, однако при калибровке допускаются изменения в соответствии с инструкциями изготовителя. В последнем случае должны быть предусмотрены средства проверки правильного выбора калибровки для данного сорта нефти. Точность показаний должна все время оставаться в пределах, указанных в пункте 6.2.2.

6.2.5 Время срабатывания прибора, как определено в пункте 1.2.8 части 1 приложения, не должно превышать 20 с.

6.2.6 Прибор может иметь несколько шкал в зависимости от предполагаемого использования. Полный диапазон шкалы должен быть не менее 1000 млн⁻¹.

6.2.7 Прибор должен иметь простые средства, позволяющие членам экипажа проверять работу электрических и электронных цепей прибора путем введения имитирующего сигнала, соответствующего приблизительно половине полного диапазона шкалы прибора. Должна быть также предусмотрена возможность производить калибровку прибора квалифицированным персоналом на борту нефтяного танкера.

* Определены в публикации МЭК 92 или равноценной ей.

6.2.8 Если предполагается установка прибора в помещениях, где возможно возникновение взрывоопасной атмосферы, он должен отвечать соответствующим правилам безопасности для таких помещений. Любое электрическое оборудование, являющееся частью прибора, должно быть установлено во взрывобезопасном месте либо оно должно быть признано Администрацией как безопасное для использования во взрывоопасной атмосфере. Любые движущиеся части, установленные во взрывоопасных помещениях, должны иметь конструкцию, позволяющую избежать образования статического электричества.

6.2.9 В приборе не должно содержаться или использоваться любое вредное вещество, если не имеется соответствующих средств, одобренных Администрацией, которые предназначены для устранения любой связанной с этим веществом опасности.

6.2.10 Прибор должен быть коррозионностойким в условиях морской среды.

6.2.11 Прибор должен быть изготовлен из материалов, совместимых с жидкостями, подлежащими испытаниям.

6.3 Система отбора проб

6.3.1 Точки отбора проб должны быть расположены так, чтобы соответствующие пробы можно было взять из тех выходных отверстий, которые используются для эксплуатационного сброса в соответствии с пунктом 6.1.1. Пробоотборные устройства, расположенные на трубопроводах сброса за борт, и системы трубопроводов, соединяющих пробоотборные устройства с прибором для определения содержания нефти, должны отвечать требованиям настоящего раздела.

6.3.2 Трубопроводы и пробоотборные устройства должны быть выполнены из коррозионно-, пожаро- и нефтестойкого материала, обладать достаточной прочностью и быть надлежащим образом соединены и закреплены.

6.3.3 Система должна иметь запорные клапаны, установленные непосредственно у каждого пробоотборного устройства, а в случае установки пробоотборного устройства в грузовом трубопроводе в трубопроводе отбора проб должно быть последовательно установлено два запорных клапана; один из них может быть клапаном отбора проб с дистанционным управлением.

6.3.4 Пробоотборные устройства должны быть расположены так, чтобы их можно было легко демонтировать, и, насколько это практически возможно, должны быть установлены в доступных местах на вертикальных участках сливного трубопровода. Если точку отбора проб необходимо расположить на горизонтальном участке сливного трубопровода, следует обеспечить, чтобы в течение освидетельствования установки трубопровод был наполнен жидкостью в любое время, пока происходит сброс стока. Пробоотборные устройства, как правило, должны проникать внутрь сливного трубопровода на расстояние, равное одной четверти его диаметра.

6.3.5 Должны быть предусмотрены средства для очистки пробоотборных устройств и системы трубопроводов с помощью стационарных устройств для промывки чистой водой или иным эквивалентным способом. Конструкция пробоотборных устройств и трубопроводов

должна сводить к минимуму забивание их нефтью, нефтяными остатками и другими веществами.

6.3.6 Скорость движения жидкости в трубопроводах должна быть такова, чтобы с учетом длины трубопровода общее время срабатывания от момента изменения состава перекачиваемой смеси до момента изменения показаний прибора было как можно меньше и в любом случае не более 40 с, включая время срабатывания прибора.

6.3.7 Расположение пробоотборных устройств относительно любой точки линии отвода потока в отстойный танк должно выбираться с учетом необходимости отбора проб нефтесодержащей воды при работе в режиме рециркуляции.

6.3.8 Приводы пробоотборного насоса или любых других насосов, используемых в системе, должны выполняться с учетом требований к безопасности того помещения, в котором установлен насос. Любое отверстие в переборке между взрывоопасным и невзрывоопасным районом должно иметь конструкцию, одобренную Администрацией.

6.3.9 Промывочное устройство должно быть таким, чтобы при необходимости оно могло использоваться для проведения испытаний, а также для стабилизации прибора для определения содержания нефти и его корректировки при установке на нуль.

6.3.10 Свободное падение пробы воды при возвращении ее в отстойный танк не допускается. На танкерах, оборудованных системой инертных газов, в трубопроводе, ведущем в отстойный танк, должен устанавливаться U-образный затвор достаточной высоты.

6.3.11 Для ручного отбора проб из приемного патрубка прибора в точке, расположенной за любым пробоотборным насосом или в другом равноценном месте, удовлетворяющем требованиям Администрации, должен быть предусмотрен кран.

6.4 Система определения расхода

6.4.1 Расходомер для измерения интенсивности сброса должен быть установлен на вертикальном участке сливного трубопровода или на любом другом его участке, где это необходимо, таким образом, чтобы обеспечивалось постоянное заполнение его жидкостью.

6.4.2 Принцип работы расходомера должен обеспечивать возможность применения его в судовых условиях и, где необходимо, в трубопроводах большого диаметра.

6.4.3 Расходомер должен быть пригодным для всего диапазона измерений интенсивности потока, который может иметь место при нормальной эксплуатации. В противном случае для удовлетворения этого требования может оказаться необходимым, например, использование двух расходомеров с различными диапазонами измерений или ограничения эксплуатационной интенсивности потока.

6.4.4 Расходомер, установленный на судне, должен обладать точностью измерения мгновенной интенсивности сброса $\pm 10\%$ или выше во всем рабочем диапазоне для сбрасываемого стока.

6.4.5 Любая деталь расходомера, находящаяся в контакте со стоком, должна быть выполнена из коррозионно- и нефтестойкого материала, обладающего достаточной прочностью.

6.4.6 Система определения расхода должна быть спроектирована с учетом требований безопасности помещения, в котором она установлена.

6.5 Система определения скорости судна

6.5.1 Автоматический сигнал о скорости, требуемый для системы управления сбросом, необходимо получать от судового лага* с помощью репитера. Используемая информация о скорости может давать либо скорость относительно грунта, либо скорость относительно воды в зависимости от установленного на судне оборудования для измерения скорости.

6.6 Устройство определения местоположения судна

6.6.1 Устройство определения местоположения судна должно состоять из приемника глобальной навигационной спутниковой системы или земной радионавигационной системы либо других средств, пригодных для использования в любое время в течение предполагаемого рейса, и должно уточнять местоположение судна автоматическими средствами.

6.7 Устройство управления сбросом за борт

6.7.1 Управление сбросом за борт должно обеспечивать автоматическую остановку сброса стока в море путем либо закрытия всех соответствующих сливных клапанов, либо остановки всех соответствующих насосов. Устройство управления сбросом должно быть надежным в работе, с тем чтобы весь сброс стока прекращался в случае, когда система управления сбросом не действует, при срабатывании сигнализации или когда система управления сбросом выходит из строя.

6.8 Расчетный блок и передающее устройство

6.8.1 Расчетный блок секции управления должен получать сигналы от прибора для определения содержания нефти, системы указания расхода и системы указания скорости судна при интервалах времени, не превышающих пяти секунд, и должен автоматически вычислять следующее:

- .1 мгновенную интенсивность сброса нефти в литрах на морскую милю; и
- .2 общее количество сброшенной за время рейса нефти в кубических метрах или литрах.

6.8.2 В случае превышения пределов, установленных правилом 9 1) а) iv) и v), расчетный блок должен подавать сигналы тревоги и обеспечивать подачу сигналов команды для устройства управления сбросом за борт, которое остановит сброс стока в море.

* См. "Рекомендацию по эксплуатационным требованиям к устройствам для указания скорости и пройденного расстояния" (приложение к резолюции A.824(19), измененной резолюцией MSC.96(72)).

6.8.3 Обычно расчетный блок должен включать устройство для постоянного формирования информации о времени и дате. Допускаются альтернативные устройства для автоматического и постоянного приема информации о времени и дате от внешнего источника.

6.8.4 В случае прекращения подачи питания расчетный блок должен хранить в памяти сведения в отношении расчета общего количества сброшенной нефти, времени и даты. Распечатка данных должна обеспечиваться, когда система управления сбросом работает в режиме ручного управления, однако это не требуется в тех случаях, когда при прекращении подачи питания система управления сбросом приводит в действие управление сбросом за борт для прекращения сброса стока.

6.9 Регистрирующие устройства

6.9.1 В состав регистрирующего устройства секции управления должно входить цифровое печатающее устройство, которое, по желанию, может иметь электронный формат. Регистрируемые параметры должны быть четко отмечены на распечатке. Распечатка должна быть четкой и должна оставаться в таком виде после снятия из регистрирующего устройства, а также должна храниться не менее трех лет.

6.9.2 Данные, подлежащие автоматической регистрации, должны включать по меньшей мере следующее:

- .1 мгновенную интенсивность сброса нефти (в литрах на морскую милю);
- .2 мгновенное содержание нефти (млн^{-1});
- .3 общее количество сброшенной нефти (в кубических метрах или литрах);
- .4 время и дату (по Гринвичу);
- .5 скорость судна в узлах;
- .6 местоположение судна – широту и долготу;
- .7 расход стока;
- .8 положение устройств или органов управления сбросом за борт;
- .9 установку селектора сорта нефти, если это применяется;
- .10 срабатывание сигнализатора тревоги;
- .11 неисправность (например, отсутствие потока, поломка и т.д.); и
- .12 переход на другие режимы работы (например, ручное управление, промывка, калибровка и т.д.).

Любая информация, введенная вручную в результате перехода на другой режим работы, должна указываться на распечатке.

6.9.3 Данные, требуемые пунктом 6.9.2 настоящих Руководства и технических требований, должны распечатываться или могут храниться в электронном виде с возможностью распечатки со следующей минимальной частотой:

- .1 в начале сброса;
- .2 при прекращении сброса;
- .3 через интервалы не более 10 мин (за исключением тех случаев, когда система находится в режиме готовности);
- .4 при срабатывании сигнализации;
- .5 при восстановлении нормальной работы;
- .6 всякий раз, когда вычисленная интенсивность сброса меняется на 10 литров на морскую милю;
- .7 при выборе установки на нуль или режима калибровки; и
- .8 по ручной команде.

6.9.4 Регистрирующее устройство должно быть расположено в месте, легкодоступном для лица, ответственного за операцию по сбросу за борт.

6.10 Данные на дисплее

6.10.1 В дополнение к распечатке текущие данные должны высвечиваться на дисплее и, как минимум, содержать следующее:

- .1 мгновенную интенсивность сброса нефти (в литрах на морскую милю);
- .2 общее количество сброшенной нефти (в кубических метрах или литрах);
- .3 мгновенное содержание нефти (млн^{-1});
- .4 расход;
- .5 скорость судна; и
- .6 положение устройств и органов управления сбросом за борт.

6.10.2 Дисплей должен располагаться в месте, хорошо видимом для лица, ответственного за операцию по сбросу за борт.

6.11 Ручное дублирование в случае неисправности оборудования

6.11.1 Средства дублирования для получения информации в случае выхода из строя системы управления сбросом должны быть следующими:

- .1 прибор для определения содержания нефти или система отбора проб: визуальное наблюдение за поверхностью воды рядом со сброшенным стоком;
- .2 расходомер: характеристики насоса, осуществляющего сброс, и т.д.;
- .3 устройство для указания скорости судна: число оборотов главного двигателя и т.д.;
- .4 расчетный блок: ручное вычисление и ручная регистрация; и
- .5 управление сбросом за борт: ручное управление насосами и клапанами.

6.12 Условия, при которых срабатывает сигнализация и прекращается сброс

Звуковая и световая сигнализация должна срабатывать при любом из следующих условий, а система управления сбросом должна быть устроена так, чтобы сброс стока в море прекращался:

- .1 всякий раз, когда мгновенная интенсивность сброса нефти превышает 30 литров на морскую милю;
- .2 когда общее количество сброшенной нефти достигает $1/30\ 000^*$ от общего количества перевезенного ранее груза;
- .3 в случае выхода из строя системы, например:
 - .3.1 при потере питания;
 - .3.2 при потере пробы;
 - .3.3 при значительном повреждении измерительной или регистрирующей системы; или
 - .3.4 когда входные данные любого датчика превышают пропускную способность системы.

6.13 Место установки сигнализатора тревоги

Сигнализатор тревоги системы должен быть установлен в посту управления грузовыми операциями, если такой пост имеется, и/или в других местах, где его сигнал сразу же привлечет внимание и вызовет немедленные действия.

* Существующие суда должны отвечать требованиям правила 9 1) а) 5) Приложения I к Конвенции МАРПОЛ.

7 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОДОБРЕНИЮ ТИПА ПРИБОРА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ И СЕКЦИИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ЗАМЕРА, РЕГИСТРАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ СБРОСОМ НЕФТИ

7.1 Требования к испытаниям

7.1.1 Прибор для определения содержания нефти должен быть проверен на способность определять содержание нефти в широком диапазоне нефтесодержания и сортов нефти, а также в пределах точности, указанных в пункте 6.2.2. Прибор для измерения, который должен быть идентичным во всех отношениях серийной модели, к которой будет применяться одобрение, должен пройти испытания типа в соответствии с техническими требованиями к испытаниям и эксплуатационным характеристикам, изложенным в части 1 приложения к настоящему Руководству и техническим требованиям.

7.1.2 Прибор для определения содержания нефти и секция управления системы управления сбросом, которая во всех отношениях должна быть идентичной серийной модели, к которой будет применяться одобрение, должны пройти испытание типа в соответствии с техническими требованиями к экологическим испытаниям, изложенными в части 2 приложения к настоящему Руководству и техническим требованиям.

7.2 Процедуры одобрения и выдача свидетельств

7.2.1 Приборы для определения содержания нефти, которые во всех отношениях отвечают требованиям настоящего Руководства и технических требований, могут быть одобрены Администрацией для установки на борту танкеров. Одобрение должно иметь форму "Свидетельства об одобрении типа", в котором указываются основные характеристики прибора и любые условия по ограничению его использования, необходимые для его надлежащей эксплуатации. Такое свидетельство должно быть выдано по форме, приведенной в части 3 приложения к настоящему Руководству и техническим требованиям. Экземпляр свидетельства об одобрении типа прибора для определения содержания нефти должен постоянно находиться на борту нефтяного танкера, на котором установлено такое оборудование.

7.2.2 Свидетельство об одобрении типа должно выдаваться в соответствии с назначением, для которого одобрен прибор для определения содержания нефти, т.е. для сырой нефти, "темных" нефтепродуктов, "светлых" нефтепродуктов, других нефтепродуктов или тех, которые перечислены в свидетельстве.

7.2.3 Одобренные приборы для определения содержания нефти могут приниматься другими странами для использования на их судах на основании первоначальных испытаний или после новых испытаний, проводимых под наблюдением их собственных представителей. Если прибор для определения содержания нефти прошел испытание в одной стране и не прошел испытание подобного характера в другой стране, две заинтересованные страны должны провести консультации друг с другом, имея в виду достижение взаимоприемлемого соглашения.

8 ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДСКИМ ФУНКЦИОНАЛЬНЫМ ИСПЫТАНИЯМ

8.1 Каждый прибор для определения содержания нефти и каждая секция управления системы управления сбросом до поставки должны быть подвергнуты функциональному испытанию на подходящем для этого испытательном стенде. Подробная программа функциональных испытаний такой аппаратуры должна быть разработана изготовителем с учетом характеристик и функций аппаратуры специальной конструкции. К каждому поставляемому изделию должно быть приложено заполненное заводское свидетельство, включающее протокол сдаточных испытаний.

8.2 Функциональное испытание прибора для определения содержания нефти должно включать по меньшей мере следующее:

- .1 проверку расхода, перепада давления или эквивалентного параметра, в зависимости от случая;
- .2 проверку срабатывания сигнализации, встроенной в прибор;
- .3 проверку всех переключателей, соединяющих между собой части системы; и
- .4 проверку правильности показаний по нескольким значениям млн^{-1} на всех шкалах измерения при работе с нефтью, для которой предназначен прибор, или эквивалентным методом.

8.3 Функциональная проверка секции управления системы управления сбросом должна включать по меньшей мере следующее:

- .1 проверку срабатывания сигнализации;
- .2 проверку правильного функционирования расчетного блока сигналов и регистрирующей аппаратуры при изменении имитируемых входных сигналов млн^{-1} , расхода и скорости;
- .3 проверку срабатывания сигнализации, когда входные сигналы изменяются настолько, что превышаются пределы сброса, указанные в правиле 9 1) а) iv) и v);
- .4 проверку подачи сигнала о прекращении сброса за борт, когда возникают условия, при которых срабатывает сигнализация; и
- .5 проверку подачи сигнала, когда каждый из входных сигналов изменяется с превышением пропускной способности системы.

9 ТРЕБОВАНИЯ К ОДОБРЕНИЮ ДОКУМЕНТАЦИИ

Заблаговременно до намечаемой установки системы управления сбросом должна быть подготовлена и представлена Администрации для одобрения соответствующая документация. Документация, подлежащая представлению, должна включать по меньшей мере следующее:

- .1 описание системы управления сбросом. Описание должно включать схемы и чертежи насосов и трубопроводов, указывающие эксплуатационные сливные отверстия для грязного балласта и загрязненной нефтью воды из района грузовых танков, которые соответствуют эксплуатационным требованиям, изложенным в Руководстве по грузовым и балластным операциям нефтяных танкеров. Особое внимание должно быть уделено установкам на нефтяных танкерах, которые имеют нестандартное насосное оборудование и системы трубопроводов;
- .2 инструкции по эксплуатации оборудования, поставляемого изготовителями, которые должны содержать подробные сведения об основных элементах системы управления сбросом;
- .3 руководство по технической эксплуатации всей системы управления сбросом, предлагаемой для установки на нефтяном танкере. Это руководство должно охватывать устройства и эксплуатацию системы в целом и содержать описание тех частей системы, которые не охватываются инструкциями изготовителя по эксплуатации оборудования;
- .4 эксплуатационный раздел руководства должен включать обычные эксплуатационные методы и способы сброса нефтесодержащей воды в случае неисправности оборудования;
- .5 технический раздел руководства должен включать необходимую информацию (описание схем и чертежей насосов и трубопроводов системы управления сбросом, а также электрические и электронные схемы), с тем чтобы обеспечить обнаружение неисправностей, и должен включать инструкцию в отношении ведения записей о техническом обслуживании;
- .6 технические требования к монтажу, определяющие, в частности, расположение и сборку элементов, устройств для поддержания непроницаемости перекрытий между безопасными и взрывоопасными помещениями и устройства трубопроводов для отбора проб, включая расчет времени срабатывания при отборе проб, упомянутого в пункте 6.3.6. Монтаж должен соответствовать конкретным критериям изготовителя, касающимся монтажа;
- .7 экземпляр свидетельства об одобрении типа прибора для определения содержания нефти и техническую документацию, относящуюся к другим главным элементам системы управления сбросом; и
- .8 рекомендуемую методику испытаний и проверок, разработанную для устанавливаемой системы управления сбросом. Эта методика должна определять все проверки, требуемые при функциональных испытаниях, лицом, которое занимается монтажом оборудования, и служить руководством для инспектора, когда он проводит освидетельствование системы управления сбросом на борту судна и подтверждает, что монтаж отражает конкретные критерии изготовителя, касающиеся монтажа.

10 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МОНТАЖУ

10.1 Монтаж на борту судна должен быть таким, чтобы при этом обеспечивалась удовлетворительная работа всей системы и соблюдались все правила безопасности, издаваемые соответствующей Администрацией.

10.2 В каждом случае требования к монтажу должны соответствовать тем требованиям, которые перечислены и одобрены согласно процедуре одобрения документации, представленной в разделе 9.

10.3 Требования к монтажу должны также удовлетворять всем соответствующим частям технических требований раздела 6 и всем соответствующим инструкциям по монтажу, предусмотренным изготовителем различной аппаратуры и элементов.

11 ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ УСТАНОВКИ

11.1 Проверить, чтобы на борту находилась в надлежащей форме для постоянного использования следующая документация:

- .1 экземпляр свидетельства об одобрении типа прибора для определения содержания нефти;
- .2 заявление Администрации или уполномоченной Администрацией лаборатории, подтверждающее, что секция управления системы управления сбросом прошла испытание типа в соответствии с техническими требованиями к экологическим испытаниям, изложенными в части 2 приложения;
- .3 инструкции по эксплуатации оборудования для основных элементов системы;
- .4 руководство по технической эксплуатации, одобренное Администрацией и содержащее техническое описание системы, эксплуатационные методы и методы дублирования в случае неисправности оборудования;
- .5 технические требования к монтажу; и
- .6 методика проверки монтажа.

11.2 Проверить заполнение заводского свидетельства прибора для определения содержания нефти и секции управления системы управления сбросом.

11.3 Проверить, чтобы монтаж системы был выполнен в соответствии с одобренными техническими требованиями к монтажу, упомянутыми в пункте 9.1.6.

11.4 Проверить, чтобы:

- .1 прибор для определения содержания нефти был идентичен тому, на который было выдано свидетельство об одобрении типа;

- .2 монтаж прибора для определения содержания нефти и секции управления системы управления сбросом был выполнен в соответствии с техническими требованиями изготовителя; и
- .3 эксплуатационные сливные отверстия были расположены в местах, указанных на чертеже насосных систем и трубопроводов.

11.5 Проверить, чтобы качество монтажа было удовлетворительным и, в частности, чтобы отверстия в переборках отвечали соответствующему одобренному стандарту.

11.6 Проверить, чтобы система управления сбросом действовала соответствующим образом при испытаниях, проводимых в соответствии с одобренной методикой, изложенной в разделе 12 настоящих Руководства и технических требований.

12 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ И ПРОВЕРКИ НА СУДНЕ

Функциональные испытания, упомянутые в пункте 9.1.8, должны включать по меньшей мере все перечисленные ниже испытания, когда система управления сбросом работает на воде:

- .1 проверить правильную работу насосов, отсутствие утечек в системе насосов и трубопроводов для отбора проб, правильное функционирование клапанов для отбора проб с дистанционным управлением и т.д.;
- .2 проверить путем замера расхода или перепада давления, в зависимости от случая, что система работает при правильных параметрах потока. Это испытание должно быть повторено отдельно для каждой точки отбора проб;
- .3 проверить, чтобы сигнализация правильно срабатывала в случаях неисправностей, происходящих вне системы управления сбросом, таких, как отсутствие потока проб, отсутствие сигнала расходомера, отсутствие питания и т.д.;
- .4 произвести ручное изменение имитируемых входных сигналов, пока система управления сбросом работает на воде, и проверить регистрацию правильных величин и синхронизацию. Производить ручное изменение имитируемых входных сигналов, пока не сработает сигнализация, и проверить правильность регистрации. Убедиться в том, что приведено в действие управление сбросом за борт, и проверить наличие регистрации работы;
- .5 проверить, чтобы нормальное эксплуатационное состояние могло быть восстановлено, когда значение мгновенной интенсивности сброса стало ниже 30 литров на морскую милю;
- .6 включить ручное управление и проверить наличие регистрации и возможность эксплуатации управления сбросом за борт;

- .7 отключить систему и проверить, что клапан сброса за борт закрывается автоматически или соответствующие насосы останавливаются и что управление сбросом за борт не работает;
- .8 включить систему и проверить установку на нуль и калибровку прибора для определения содержания нефти в соответствии с руководством изготовителя по технической эксплуатации; и
- .9 проверить точность расходомера(ов), например, путем прокачки воды по замкнутому контуру, где расход может быть рассчитан по изменению уровня в танке. Проверка должна быть проведена при расходе около 50% от расхода, на который рассчитан расходомер.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Настоящее приложение содержит подробные технические требования к испытаниям и эксплуатационным характеристикам элементов автоматической системы замера, регистрации и управления сбросом нефти для нефтяных танкеров. Приложение разделено на три части:

- Часть 1 - Технические требования к испытаниям и эксплуатационным характеристикам с целью одобрения типа приборов для определения содержания нефти;
- Часть 2 - Технические требования к экологическим испытаниям с целью одобрения типа прибора для определения содержания нефти и секции управления системы автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти; и
- Часть 3 - Свидетельство об одобрении типа

ЧАСТЬ 1 – ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ С ЦЕЛЬЮ ОДОБРЕНИЯ ТИПА ПРИБОРОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ

1.1 Общие положения

1.1.1 Настоящие технические требования к испытаниям и эксплуатационным характеристикам с целью одобрения типа относятся к приборам для определения содержания нефти систем автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти для нефтяных танкеров. Прибор может испытываться в отношении одного из нескольких конкретных нефтепродуктов (сырая нефть, "темные" нефтепродукты и "светлые" нефтепродукты), и в свидетельстве об одобрении типа должен (должны) быть четко указан(ы) принятый(ые) нефтепродукт(ы). Кроме того, должен быть испытан электронный и измерительный блок прибора для определения содержания нефти в соответствии с техническими требованиями к экологическим испытаниям, содержащимися в части 2 настоящего приложения.

1.1.2 Подвергаемый испытанию прибор должен отвечать всем соответствующим требованиям, содержащимся в разделе 5 настоящих Руководства и технических требований.

1.2 Технические требования к испытаниям

1.2.1 Прибор, рассчитанный для работы в широком диапазоне содержания нефти, должен определять фактическое содержание нефти в пробе, попадающей в прибор во время каждого испытания, в пределах ± 10 млн⁻¹ или $\pm 10\%$, в зависимости от того, что больше; испытания должны проводиться в соответствии с методикой, подробно изложенной в пунктах 1.2.5 – 1.2.18 настоящих технических требований. Точность должна оставаться в этих пределах при наличии загрязнителей, иных чем нефть, и с отклонениями $\pm 10\%$ от проектных критериев в отношении источника энергии (электричество и сжатый воздух).

1.2.2 На рис.1 приводится схема испытательного стенда для оценки эксплуатационных характеристик приборов для определения содержания нефти. Точность показаний прибора для определения содержания нефти должна определяться путем сравнения его показаний с известным значением потока нефти, введенной в известный поток воды. Анализ отобранных проб должен быть проведен в лаборатории с помощью методики, описанной в пункте 1.3 настоящих технических требований. Результаты лабораторного анализа используются для сопоставления и определения отклонений в пробах и показаниях испытываемых приборов. Расход воды должен регулироваться таким образом, чтобы через прибор для определения содержания нефти проходил весь нефтеводяной поток за исключением прерывистого потока, образующегося при отборе проб. Особое внимание должно обращать на то, чтобы в воде, попадающей в прибор, все время сохранялось постоянное содержание нефти. Дозировочные насосы нефти и загрязняющих веществ должны быть отрегулированы на подачу постоянного потока. В случае крайней необходимости, если впрыск нефти становится прерывистым при низких концентрациях, нефть может быть предварительно смешана с водой, с тем чтобы обеспечить постоянный поток. Точка впрыска нефти должна находиться непосредственно перед приемным патрубком прибора для определения содержания нефти, с тем чтобы свести к минимуму задержки, вызываемые системой отбора проб. Если в отдельных испытаниях предусматривается сырая нефть № 2, ее можно заменить подобной сырой нефтью, при условии что выбранная нефть используется в течение всего времени испытаний.

1.2.3 Пробоотборное устройство должно быть таким, чтобы обеспечивалось получение характерной однородной пробы при всех условиях работы и при всех эксплуатационных содержаниях нефти в воде. Проба должна быть взята из полного потока, проходящего через прибор, но когда это практически невозможно, должны использоваться пробоотборные устройства, показанные на рис. 2. При отборе и хранении проб следует обращать особое внимание на то, чтобы обеспечивалась пригодность полученных результатов.

1.2.4 Если прибор для определения содержания нефти включает фильтр или другое устройство для удаления твердых загрязняющих веществ из подвергаемой испытанию смеси, такое устройство должно рассматриваться как часть прибора для определения содержания нефти и быть подсоединенным к нему в течение всех испытаний. После завершения испытаний с загрязняющими веществами, упомянутыми в пункте 1.2.10, устройство, используемое для удаления твердых загрязняющих веществ из смеси, должно быть открыто и остатки проверены, чтобы убедиться, что они не содержат значительного количества нефти.

1.2.5 Проверка калибровки и установки на нуль. Прибор для определения содержания нефти должен быть откалиброван и установлен на нуль в соответствии с инструкциями изготовителя. Затем он должен пройти испытания с использованием сырой нефти № 2 в следующих концентрациях в млн⁻¹: 0, 15, 50, 100, 200 и с интервалами в 200 млн⁻¹ до предела измерения шкалы самого высокого диапазона прибора. Необходимо построить полную калибровочную кривую. Испытание на каждой концентрации должно продолжаться 15 мин. После испытания на каждой концентрации прибор должен работать в течение 15 мин на чистой воде, а показания должны отмечаться. Прибор не должен подвергаться повторной калибровке, несмотря на любое отклонение от нуля.

1.2.6 Проверки срабатывания. Различные сорта нефти: после калибровки, произведенной во время предыдущего испытания, прибор для определения содержания нефти должен пройти испытания при концентрациях 15 млн⁻¹, 150 млн⁻¹ и 90% максимальной полной шкалы на нижеследующих сортах нефти. Если требуется, могут быть добавлены другие концентрации для построения полной калибровочной кривой для каждого из следующих сортов нефти:

Для СЫРОЙ НЕФТИ¹

Категория нефти	Основные характеристики	Допуск на параметры
1	Плотность – низкая Вязкость – низкая Температура застывания – очень низкая Общее описание – нефть смешанного основания	Плотность*: 790,0-800,0 Кинематическая вязкость**: $2,65 \pm 5\%$ Температура помутнения***: $-2 \pm 3^\circ\text{C}$
2	Плотность – средняя Вязкость – средняя Температура застывания – низкая Общее описание – нефть смешанного основания	Плотность: 852,0-862,0 Кинематическая вязкость: $10,19 \pm 5\%$ Температура помутнения: $-5 \pm 3^\circ\text{C}$
3	Плотность – высокая Вязкость – средняя Температура застывания – низкая Общее описание – нафтеновая	Плотность: 884,0-894,0 Кинематическая вязкость: $12,9 \pm 5\%$ Температура помутнения: $5 \pm 3^\circ\text{C}$
4	Плотность – очень высокая Вязкость – очень высокая Температура застывания – низкая Общее описание – асфальтовая	Плотность: 947,0-957,0 Кинематическая вязкость: $1246 \pm 5\%$ Температура помутнения: $29 \pm 3^\circ\text{C}$
5	Плотность – средняя Вязкость – высокая Температура застывания – очень высокая Общее описание – парафиновая	Плотность: 839,0-849,0 Кинематическая вязкость: $3,96^2 \pm 5\%$ Температура помутнения: $39 \pm 3^\circ\text{C}$
6	Судовое остаточное дизельное топливо – RMG 35	Параметры RMG 35 по стандарту ISO 8217:1996 (таблица 2)

Примечания:

- 1 Ссылка на эти параметры – публикация Института нефти "Petroleum Measurement Paper No. 8" – ISBN 0 85293 2.
- 2 Эта плотность регистрируется при 40°C ввиду высокой температуры застывания этой нефти, из-за которой кинематическая вязкость не может быть измерена при 20°C .
- * Плотность в кг/м^3 при 15°C ; этот параметр достигается путем преобразования с использованием таблицы 3 таблиц измерения нефти – ASTM D 1250-80.
- ** Кинематическая вязкость (в сантистоксах) при 20°C .
- *** Температура помутнения в $^\circ\text{C}$.

Примечание. Если упомянутые выше сорта нефти не доступны, они могут быть заменены другими сортами нефти, имеющими тот же диапазон характеристик.

Характеристики нефти и возраст образца должны регистрироваться. Возраст образцов используемых для одобрения, должен быть менее 12 месяцев.

После каждого испытания прибор должен работать в течение 15 мин на чистой воде, а показания прибора должны быть зарегистрированы. Если показание прибора при нулевом количестве пропускаемой нефти превышает требование к точности, прибор должен быть снабжен автоматическим очистным устройством в качестве стандарта. Если между испытаниями окажется необходимым вновь установить прибор на нуль, провести перекалибровку, разобрать или очистить прибор, этот факт и время, требуемое для перекалибровки или очистки прибора, должны быть отмечены и зарегистрированы в свидетельстве.

1.2.7 "Светлые" нефтепродукты. Если прибор рассматривается как пригодный для "светлых" нефтепродуктов, он должен быть также испытан способом, аналогичным описанному в пунктах 1.2.5 и 1.2.6, на следующих нефтепродуктах:

- .1 автомобильном бензине;
- .2 керосине; и
- .3 судовом дистиллятном дизельном топливе – DMA – ISO 8217: 1996 (таблица 1).

Если прибор планируется признать пригодным для любого нефтеподобного вредного жидкого вещества категории С и D, упомянутого в перечне, содержащемся в единых толкованиях правила 14 Приложения II к МАРПОЛ 73/78, он также должен быть испытан способом, аналогичным описанному в пунктах 1.2.5 и 1.2.6, на каждом таком веществе, для которого требуется одобрение. Мелкодисперсный насос, указанный на рис. 1, должен работать в ходе настоящего испытания на высокой частоте вращения, с тем чтобы способствовать растворению соответствующей фракции вещества в потоке воды.

1.2.8 Время срабатывания. Прибор для определения содержания нефти должен работать на чистой воде и быть установлен на нуль. Затем должен быть включен дозировочный нефтяной насос, установленный на 100 млн^{-1} сырой нефти № 2.

Должно быть зарегистрировано и включено в свидетельство следующее время срабатывания:

- .1 время первого замеченного показания;
- .2 время показания 63 млн^{-1} ;
- .3 время показания 90 млн^{-1} ; и
- .4 время показания 100 млн^{-1} или устойчивого максимума, значение которого (млн^{-1}) должно быть зарегистрировано.

После этого испытания при возрастании показаний дозировочный нефтяной насос должен быть отключен и должно быть зарегистрировано и включено в свидетельство следующее время срабатывания:

- .5 время замеченного падения максимального показания;
- .6 время показания 37 млн^{-1} ;
- .7 время показания 10 млн^{-1} ; и
- .8 время показания устойчивого минимума, значение которого (млн^{-1}) должно быть зарегистрировано.

Время срабатывания прибора, которое должно приниматься как среднее значение между временем срабатывания, записанным при показании 63 млн^{-1} , и временем срабатывания, записанным при показании 37 млн^{-1} , должно быть менее 20 с.

1.2.9 Испытания на загрязнение нефтью и нарушение калибровки. Должно быть проведено два испытания на сырой нефти № 2, с тем чтобы определить влияние загрязнения нефтью на изменение калибровки. Первое испытание должно проводиться при 10%-ной концентрации нефти, а второе – при 100%-ной концентрации нефти.

Для проведения испытания при 10%-ной концентрации нефти прибор должен сначала поработать на чистой воде. Высокоскоростной дозировочный нефтяной насос, установленный на 10%-ную концентрацию нефти в воде, должен быть включен в течение 1 мин, а затем выключен.

Для проведения испытания при 100%-ной концентрации нефти прибор должен поработать на чистой воде. Затем вода должна быть отключена, и в течение 1 мин должно подаваться 100% нефти. После этого отключают нефть и вновь подают чистую воду.

При проектировании оборудования для испытания должно быть обращено внимание на то, чтобы результаты испытаний на загрязнение нефтью не ухудшались из-за загрязнения трубопровода, подводящего пробу к прибору.

Должно быть отмечено при проведении обоих испытаний и зарегистрировано в свидетельстве следующее время срабатывания:

- .1 время первого замеченного показания;
- .2 время показания 15 млн^{-1} ;
- .3 время показания 100 млн^{-1} ;
- .4 время зашкаливания прибора за шкалу самого высокого диапазона;
- .5 время возврата показания на шкалу самого высокого диапазона;
- .6 время возврата показаний на значение 100 млн^{-1} ;
- .7 время возврата показаний на значение 15 млн^{-1} ; и

- .8 время возврата показания на нуль или самое низкое устойчивое показание в млн^{-1} .

Если необходима очистка прибора после каждого испытания на загрязнение нефтью, с тем чтобы установить показание на нуль, этот факт и время, необходимое для очистки и перекалибровки прибора, должны быть отмечены и зарегистрированы в свидетельстве.

После успешного завершения обоих испытаний на загрязнение нефтью через прибор должна быть пропущена смесь, содержащая 100 млн^{-1} сырой нефти № 2, и отмечено и зарегистрировано в свидетельстве любое изменение калибровки.

1.2.10 Испытания на загрязняющие вещества. Прибор должен работать с загрязняющими веществами следующим образом:

- .1 загрязняющие вещества должны быть смешаны в смесительном баке с чистой водой следующим образом:

не менее 270 млн^{-1} по весу аттапульгита (см. примечание а)) и 30 млн^{-1} по весу окисей железа (см. примечание б)). Каждое вещество должно смешиваться последовательно в смесительном баке следующим образом:

- .1.1 аттапульгит в течение не менее 15 мин таким образом, чтобы образовалась однородная суспензия; окиси железа в течение дополнительного периода не менее 10 мин. Процесс смешивания должен обеспечить наличие загрязняющих веществ в суспензии в течение всего времени испытания;
- .2 прибор должен работать на смеси чистой воды и сырой нефти № 2 в концентрации 15 млн^{-1} ;
- .3 подачу воды следует изменить с чистой воды на загрязненную воду;
- .4 любое отклонение показаний прибора должно быть отмечено в свидетельстве;
- .5 испытание, указанное в .2, .3 и .4, выше, следует повторить с концентрациями нефти 100 млн^{-1} и 300 млн^{-1} ; и
- .6 в смесительных баках должно быть достаточное количество воды, чтобы обеспечить эффективный период испытаний не менее 15 мин.

Примечания:

- а) Аттапульгит – это глинистый материал с химической формулой $(\text{MgAl})_5\text{Si}_8\text{O}_{22}(\text{OH})_4\text{H}_2\text{O}$, стойкий как в пресной, так и в соленой воде. Загрязняющее вещество, используемое в испытании, должно иметь около 30% частиц размером не более 10 мк при максимальном размере частиц 100 мк.

- b) Термин "оксида железа" используется для обозначения черной окиси – окиси железа (Fe_3O_4) с таким распределением частиц, при котором 90% имеют размеры менее 10 мк, а оставшаяся часть имеет максимальные размеры частиц 100 мк.

1.2.11 Испытание на захваченный воздух

- .1 Прибор должен работать на смеси воды и сырой нефти № 2 с концентрацией 15 млн^{-1} .
- .2 Воздух должен вводиться в испытательный контур непосредственно перед пробоотборным насосом или, при отсутствии такого насоса, сразу же перед любым дозирующим устройством, используемым для подготовки смеси для измерения. Подача должна производиться с помощью иглы, имеющей отверстие диаметром не более 0,5 мм, в направлении течения пробы. Количество вводимого воздуха должно составлять 1% расчетного расхода пробоотборного насоса либо дозирующего устройства в точке введения. Воздух должен подаваться в систему путем непосредственного впрыска либо насосом через соответствующее дозирующее устройство, предназначенное для обеспечения постоянного регулируемого потока в пределах $\pm 10\%$ требуемого впрыска для непрерывного периода эффективных испытаний в течение не менее 15 мин.
- .3 Любое отклонение показаний прибора должно отмечаться и регистрироваться в свидетельстве.
- .4 Испытания, указанные в пунктах 1, 2 и 3, следует повторить с концентрациями нефти 100 млн^{-1} и 300 млн^{-1} соответственно.

1.2.12 **Испытание на размеры частиц в нефти – дисперсный насос.** Прибор должен работать на смеси воды и сырой нефти № 2 с концентрацией 100 млн^{-1} . Мелкодисперсный насос, показанный на рис. 1, должен работать на различных частотах вращения, с тем чтобы обеспечить подачу к прибору частиц нефти различного размера, и по завершении этого испытания насос должен быть остановлен. Любое влияние размеров частиц на показания прибора должно отмечаться и регистрироваться в свидетельстве. Целью этого испытания является демонстрация того, что точность прибора не изменяется в значительной степени из-за размера частиц нефти или степени смешивания нефти и воды.

1.2.13 **Температурное испытание.** Прибор должен работать на смеси воды и сырой нефти № 2 с концентрацией 100 млн^{-1} . Температура воды должна устанавливаться первоначально 10°C , а затем 65°C . Если техническими требованиями изготовителя предусматривается максимальная эксплуатационная температура воды менее 65°C , прибор должен работать при этой максимальной температуре, и этот факт, а также любое влияние температуры воды на показания прибора должны регистрироваться в свидетельстве.

1.2.14 Проверка влияния напора или расхода пробы. Прибор должен работать на смеси воды и сырой нефти № 2 с концентрацией 100 млн⁻¹. Давление воды или расход смеси должны быть отрегулированы от половины нормального до нормального и в два раза превышающего нормальное. Любое влияние этих изменений на показания прибора должно регистрироваться в свидетельстве. Это испытание может потребовать изменения в зависимости от характеристик расхода прибора.

1.2.15 Проверка влияния отключения. Прибор должен работать на смеси воды и сырой нефти № 2 с концентрацией 100 млн⁻¹. Водяной и нефтяной дозирующие насосы должны быть отключены, а прибор должен быть оставлен без других изменений. Через восемь часов водяной и нефтяной дозирующие насосы должны быть включены и установлены на подачу смеси с концентрацией 100 млн⁻¹. Показания прибора до и после каждого испытания и любое повреждение прибора должны регистрироваться в свидетельстве. Это испытание также определяет надлежащее срабатывание выключателя минимального потока и сигнализации.

1.2.16 Проверка влияния изменения параметров питания. Прибор должен работать на смеси воды и сырой нефти № 2 с концентрацией 100 млн⁻¹. Напряжение питания должно быть повышено до 110% номинального значения на один час, а затем понижено до 90% номинального значения на один час. Любое влияние на эксплуатационные характеристики прибора должно регистрироваться в свидетельстве.

Если для работы прибора требуются другие источники питания кроме электричества, он должен быть испытан с этими источниками при 110% и 90% расчетных величин.

1.2.17 Проверка калибровки и установки на нуль. Прибор должен быть откалиброван и установлен на нуль в соответствии с методикой, изложенной в инструкции изготовителя. Смесь воды и сырой нефти № 2 с концентрацией 100 млн⁻¹ должна пройти через прибор в течение восьми часов, и любое изменение калибровки должно регистрироваться в свидетельстве. После этого прибор должен работать на чистой воде, и любое отклонение от нуля должно регистрироваться в свидетельстве.

1.2.18 Испытание на обесточивание и возобновление подачи питания. Прибор должен быть отключен и обесточен на одну неделю. Его следует включить и начать эксплуатировать в соответствии с инструкциями изготовителя. После необходимого прогрева и калибровки прибор должен работать в течение восьми часов, попеременно работая один час на смеси воды и сырой нефти № 2 с концентрацией 100 млн⁻¹ и один час на чистой воде. После каждого периода эксплуатации любое отклонение от нуля или измеряемого интервала должно регистрироваться в свидетельстве. В свидетельстве должно быть также зарегистрировано суммарное время, необходимое для прогрева и калибровки в соответствии с инструкциями изготовителя.

1.2.19 Отчет о результатах испытаний. Технические требования к соответствующему прибору и схема испытательного стенда должны представляться Администрации изготовителем при подаче заявления об испытании на одобрение типа, а следующие данные должны быть представлены в международной метрической системе единиц:

- .1 сорта и свойства нефтей, используемых при испытаниях;

- .2 подробные сведения об используемых загрязняющих веществах, например, в форме сертификатов поставщиков или протоколов лабораторных испытаний; и
- .3 результаты испытаний и анализа отбираемых проб.

В добавлении к свидетельству об одобрении типа должны быть зарегистрированы рекомендации изготовителя прибора для определения содержания нефти, касающиеся выбора и применения моющих средств, используемых для очистки.

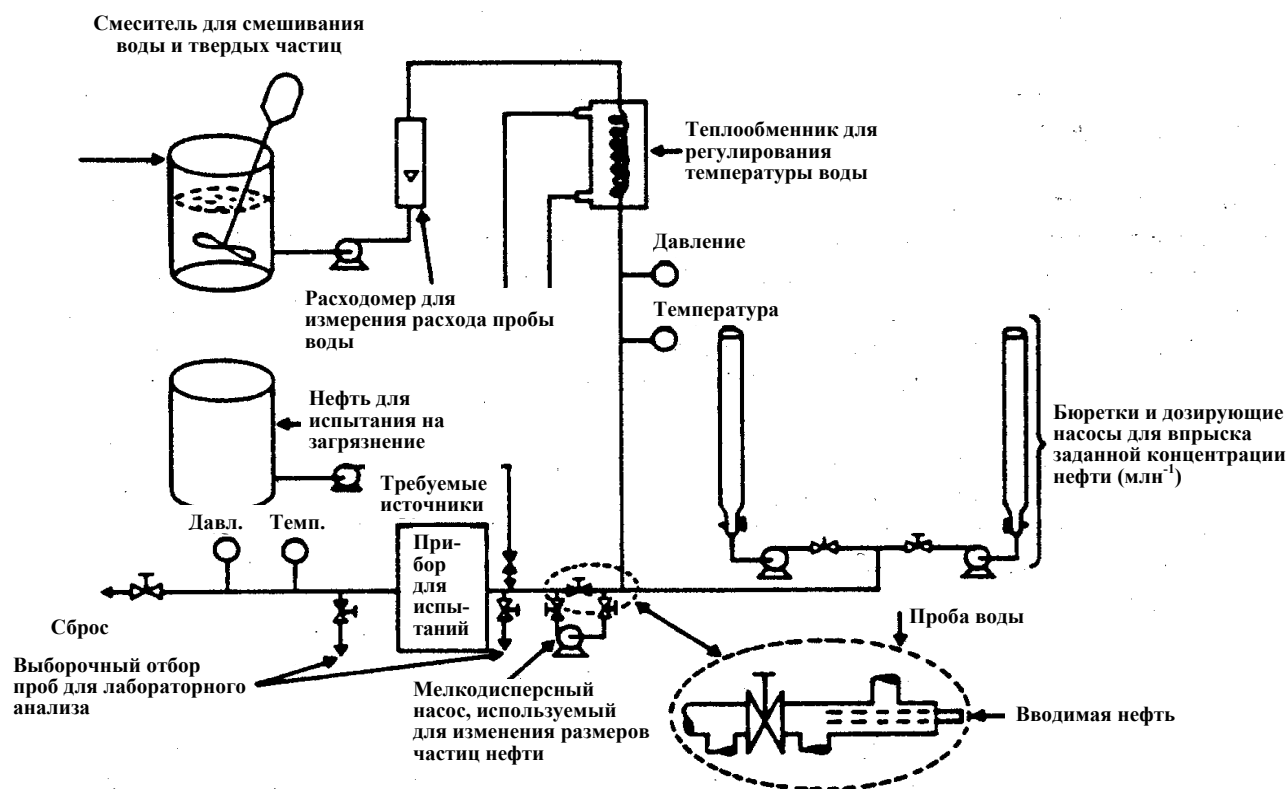
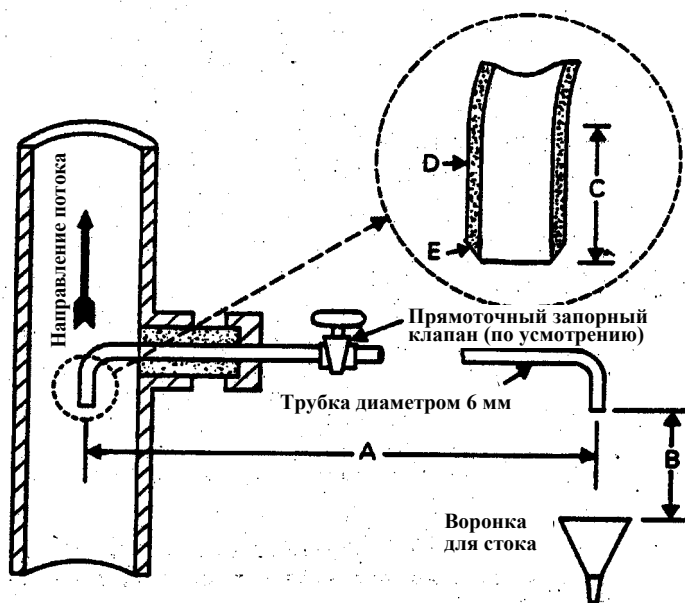


Рис. 1. Испытательный стенд

Объем смесительного бака должен быть определен, с тем чтобы обеспечить минимальный период эффективного испытания 15 мин. Должны быть предусмотрены соответствующие устройства для перемешивания в баке или рециркуляции, с тем чтобы обеспечить однородную смесь.



- A Расстояние A, не более 400 мм
- B Расстояние B, достаточное для введения бутылки для отбора проб
- C Размер C, длина прямого участка должна быть не менее 60 мм
- D Размер D, толщина трубопровода должна быть не более 2 мм
- E Деталь E – фаска (30°), образующая острую кромку

Рис. 2. Устройство выборочного отбора проб на испытательном стенде

1.3 Метод определения содержания нефти

Определение содержания нефти осуществляется в соответствии с международным стандартом ISO 9377-2:2000 "Качество воды – определение углеводородного показателя нефти – часть 2: Метод с использованием экстракции растворителем и газовой хроматографии", который устанавливает метод отбора проб и последующего определения углеводородного показателя нефти в воде с использованием экстракции растворителем и газовой хроматографии. Этот метод должен использоваться для выполнения требований относительно определения содержания нефти, изложенных в настоящих Руководстве и технических требованиях.

ЧАСТЬ 2 – ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЭКОЛОГИЧЕСКИМ ИСПЫТАНИЯМ С ЦЕЛЬЮ ОДОБРЕНИЯ ТИПА ПРИБОРА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ И СЕКЦИИ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ЗАМЕРА, РЕГИСТРАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ СБРОСОМ НЕФТИ

2.1 Общие положения

2.1.1 Технические требования к экологическим испытаниям с целью одобрения типа относятся к электронному блоку прибора для определения содержания нефти и секции управления системы автоматического замера, регистрации и управления сбросом нефти.

Секция управления может быть независимым устройством либо быть объединена с электронной частью прибора для определения содержания нефти.

2.1.2 Испытываемое оборудование должно отвечать всем соответствующим требованиям, содержащимся в разделе 5 Руководства и технических требований.

2.2 Технические требования к испытаниям

2.2.1 Требования к испытаниям

Электрический и электронный блок прибора для определения содержания нефти и секция управления системы управления сбросом серийного выпуска должны подвергаться экологическим испытаниям в соответствии с программой, изложенной в настоящих технических требованиях, в лаборатории, одобренной для этой цели Администрацией либо компетентным органом страны-изготовителя. Экземпляр протокола экологических испытаний, форма которого аналогична той, которая описана в пункте 3.2 настоящих технических требований, должна представляться Администрации изготовителем вместе с заявкой об одобрении типа.

2.2.2 Подробные технические требования к испытаниям

Оборудование должно работать удовлетворительно по завершении каждого из следующих экологических испытаний:

.1 Вибрационные испытания

.1.1 должен быть проведен поиск резонанса в следующем диапазоне частот и амплитуд или ускорений:

.1.1.1 от 2 до 13,2 Гц с амплитудой ± 1 мм; и

.1.1.2 от 13,2 до 80 Гц с ускорением $\pm 0,7$ g.

Этот поиск должен проводиться в каждой из трех плоскостей при достаточно низком уровне, позволяющем обнаружить резонанс;

.1.2 оборудование должно быть подвергнуто вибрации в плоскостях при каждой основной резонансной частоте в течение двух часов;

.1.3 при отсутствии резонансной частоты оборудование должно быть подвергнуто вибрации в каждой плоскости при 30 Гц с ускорением $\pm 0,7$ g в течение двух часов;

.1.4 по завершении испытаний, указанных в подпунктах .1.2 или .1.3 настоящего пункта, должен быть снова проведен поиск резонанса, и при этом не должно быть значительных изменений в характере вибрации.

.2 Температурные испытания

.2.1 Оборудование, которое может быть установлено на открытой палубе в местах, подверженных воздействию окружающей среды, либо в закрытом помещении, в которых не обеспечен контроль окружающей среды, должно быть подвергнуто в течение периода не менее двух часов:

.2.1.1 испытанию на воздействие низкой температуры при -25°C ; и

.2.1.2 испытанию на воздействие высокой температуры при 55°C .

.2.2 Оборудование, которое может быть установлено в закрытом помещении, подверженном воздействию окружающей среды, в котором обеспечен контроль окружающей среды, включая машинные отделения, должно быть подвергнуто в течение периода не менее двух часов:

.2.2.1 испытанию на воздействие низкой температуры при 0°C ; и

.2.2.2 испытанию на воздействие высокой температуры при 55°C .

В конце каждого из испытаний, упомянутых в настоящем подпункте, оборудование должно быть включено и его работа должна быть нормальной в условиях испытаний.

.3 Испытания на влагуустойчивость

Оборудование должно быть оставлено выключенным на период двух часов при температуре 55°C в атмосфере с относительной влажностью 90%. В конце этого периода времени оборудование должно быть включено и работать удовлетворительно в течение одного часа.

.4 Испытания на защиту от воздействия качки

Оборудование, которое может быть установлено на открытой палубе в местах, подверженных воздействию окружающей среды, должно подвергаться испытаниям на защиту от воздействия качки в соответствии с IP 56 публикации 529 МЭК или ее эквивалентом.

.5 Изменения в подаче питания

.5.1 Оборудование должно работать удовлетворительно при:

.5.1.1 изменении напряжения в пределах $\pm 10\%$ при одновременном длительном изменении частоты в пределах $\pm 5\%$;

- .5.1.2 переходном напряжении в пределах $\pm 20\%$ при одновременной переходной частоте в пределах $\pm 10\%$ при длительности времени восстановления три секунды.
- .6 Испытание на наклон
 - .6.1 Оборудование должно удовлетворительно работать при углах наклона до $22,5^\circ\text{C}$ в любой плоскости от нормального рабочего положения.
- .7 Надежность электрического и электронного оборудования

Электрические и электронные элементы оборудования должны иметь качество, гарантированное изготовителем, и удовлетворять своему назначению.

ЧАСТЬ 3 – СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ ОДОБРЕНИИ ТИПА

3.1 Свидетельство об одобрении типа приборов для определения содержания нефти

3.1.1 Соответствие всем требованиям к испытаниям, изложенным в части 1 настоящего приложения, должно быть записано в свидетельстве об одобрении типа, выдаваемом Администрацией и имеющем форму, приведенную ниже в пункте 3.1.2. Администрация может выдавать свидетельство об одобрении типа на основании отдельных испытаний или испытаний, уже проведенных под надзором другой Администрации.

3.1.2 Свидетельство об одобрении типа должно иметь форму, показанную в дополнении к настоящему приложению. В свидетельстве должны быть указаны тип и модель прибора для определения содержания нефти, к которому оно применяется, а также сборочные чертежи оборудования, имеющие соответствующую дату. На каждом чертеже должны быть обозначены спецификационные номера модели или эквивалентные опознавательные данные. Свидетельство должно включать полный протокол функциональных испытаний, на основе которого оно выдано. Если свидетельство об одобрении типа выдано Администрацией на основе свидетельства, уже выданного другой Администрацией, в свидетельстве должна быть указана Администрация, которая проводила испытания прибора для определения содержания нефти, и к нему должна быть приложена копия результатов первоначальных испытаний.

3.2 Форма протокола экологических испытаний

3.2.1 Соответствие экологическим испытаниям, содержащимся в настоящих Руководстве и технических требованиях, если они приемлемы, должно быть указано в протоколе экологических испытаний, выданном испытательной лабораторией. Этот протокол должен включать по крайней мере следующие сведения:

- .1 обозначение типа оборудования и номера чертежа, имеющего соответствующую дату; и
- .2 отчет об испытаниях, проведенных для данного оборудования, включая их результаты.

3.2.2 Протокол экологических испытаний должен иметь заверяющую подпись, сделанную либо Администрацией, либо компетентными органами страны-изготовителя, подтверждающую, что лаборатория одобрена для проведения таких испытаний. Протокол должен быть также подписан, и на нем должна быть проставлена дата лицом, заведующим лабораторией.



ДОПОЛНЕНИЕ

НАЗВАНИЕ АДМИНИСТРАЦИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ ОДОБРЕНИИ ТИПА ПРИБОРОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ КОНТРОЛЯ СБРОСА ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЮ ВОД ИЗ РАЙОНА ГРУЗОВЫХ ТАНКОВ НЕФТЯНЫХ ТАНКЕРОВ

Настоящим удостоверяется, что прибор для определения содержания нефти, включающий перечисленное ниже оборудование, проверен и испытан в соответствии с техническими требованиями, содержащимися в части 1 приложения к Руководству и техническим требованиям, содержащимся в резолюции ИМО MEPC.108(49). Настоящее свидетельство имеет силу только для прибора для определения содержания нефти, упомянутого ниже.

Прибор для определения содержания нефти, поставленный
по типу и модели
и включающий:

Анализатор прибора для определения содержания нефти, изготовленный
согласно техническим требованиям/сборочному чертежу No. дата

Электронный блок прибора для определения содержания нефти, изготовленный
согласно техническим требованиям/сборочному чертежу No. дата

*Пробоотборный насос, изготовленный
согласно техническим требованиям/сборочному чертежу No. дата

*Пробоотборное устройство, изготовленное
по техническим требованиям/сборочному чертежу No. дата

Прибор для определения содержания нефти предназначен для следующих нефтепродуктов:

*Серых нефтей

*"Темных" нефтепродуктов

*"Светлых" нефтепродуктов

*Нефтеподобных вредных жидких веществ, других нефтепродуктов или нефтепродуктов, перечисленных ниже.

Копия настоящего свидетельства должна постоянно находиться на борту судна, на котором имеется данное оборудование.

Данные и результаты испытаний указаны в дополнении.

Подпись:

Официальная печать

Администрация

Дата 20....г.

* Ненужное зачеркнуть.

ДОПОЛНЕНИЕ

**ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ПРИБОРА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
СОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ В СООТВЕТСТВИИ С ЧАСТЬЮ 1 ПРИЛОЖЕНИЯ
К РУКОВОДСТВУ И ТЕХНИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ, СОДЕРЖАЩИМСЯ
В РЕЗОЛЮЦИИ ИМО МЕРС.108(49)**

Прибор для определения содержания нефти, представленный

Место проведения испытания

Метод анализа проб

Анализ проб произведен (кем)

Экологические испытания электронного блока прибора для определения содержания нефти проведены в соответствии с частью 2 приложения к Руководству и техническим требованиям, содержащимся в резолюции ИМО МЕРС.108(49). По завершении каждого испытания, указанного в протоколе экологических испытаний, оборудование функционировало удовлетворительно.

		ПОКАЗАНИЯ (млн ⁻¹)			ПРИМЕЧАНИЯ
		Указанные	Измеренные	Отбор пробы	
КАЛИБРОВКА	0	
	15	
	50	
	100	
	200	
	400	
	600	
	800	
	1000	
	1000	
					ТЕМПЕРАТУРА ВОДЫ ПРИ ИСПЫТАНИИ °С
					ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ ДА/НЕТ*
					ПЕРЕКАЛИБРОВКА ДА/НЕТ*
ИСПЫТАНИЯ НА ВРЕМЯ СРАБАТЫВАНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СОРТАХ НЕФТИ					
Сырая нефть № 1	15	
	100	
90% М.З.П.Д.Ш. = ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ НУЛЬ	ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ПЕРЕКАЛИБРОВКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ОЧИСТКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин
	
Сырая нефть № 2	15	
	100	
90% М.З.П.Д.Ш. = ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ НУЛЬ	ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ПЕРЕКАЛИБРОВКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ОЧИСТКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин
	
М.З.П.Д.Ш. = МАКСИ- МАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПОЛНОГО ДИАПАЗОНА ШКАЛЫ					

* Ненужное зачеркнуть.

		ПОКАЗАНИЯ (млн ⁻¹)			ПРИМЕЧАНИЯ
		Указанные	Измеренные	Отбор пробы	
Сырая нефть № 3	15	ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ПЕРЕКАЛИБРОВКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ОЧИСТКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин
	100	
	90% М.З.П.Д.Ш. =	
	ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ	
	НУЛЬ	
	
Сырая нефть № 4	15	ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ПЕРЕКАЛИБРОВКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ОЧИСТКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин
	100	
	90% М.З.П.Д.Ш. =	
	ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ	
	НУЛЬ	
	
Сырая нефть № 5	15	ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ПЕРЕКАЛИБРОВКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин ОЧИСТКА ДА/НЕТ* ВРЕМЯ мин
	100	
	90% М.З.П.Д.Ш. =	
	ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ	
	НУЛЬ	
	

* Ненужное зачеркнуть.

		ПОКАЗАНИЯ (млн ⁻¹)			ПРИМЕЧАНИЯ	
		Указанные	Измеренные	Отбор пробы		
Судовое остаточное дизельное топливо			
	15		
	RMG 35 - ISO 8217	100		
	90% М.З.П.Д.Ш. =			
	ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ НУЛЬ		ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ	ДА/НЕТ*
					ВРЕМЯ	МИН
				ПЕРЕКАЛИБРОВКА	ДА/НЕТ*	
				ВРЕМЯ	МИН	
				ОЧИСТКА	ДА/НЕТ*	
				ВРЕМЯ	МИН	
<hr/>						
Автомобильный бензин			
	15		
	100		
	90% М.З.П.Д.Ш. =			
	ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ НУЛЬ		ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ	ДА/НЕТ*
					ВРЕМЯ	МИН
				ПЕРЕКАЛИБРОВКА	ДА/НЕТ*	
				ВРЕМЯ	МИН	
				ОЧИСТКА	ДА/НЕТ*	
				ВРЕМЯ	МИН	

* Ненужное зачеркнуть.

		ПОКАЗАНИЯ (млн ⁻¹)			ПРИМЕЧАНИЯ
		Указанные	Измеренные	Отбор пробы	
Керосин		
	15	
	100	
	90% М.З.П.Д.Ш. =	
	ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ	
	НУЛЬ	
				ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ	ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ	мин
				ПЕРЕКАЛИБРОВКА	ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ	мин
				ОЧИСТКА	ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ	мин
<hr/>					
Судовое дистиллятное дизельное топливо		
	DMA-ISO 8217	
	15	
	100	
	90% М.З.П.Д.Ш. =	
	ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ	
				ПЕРЕУСТАНОВКА НА НУЛЬ	ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ	мин
				ПЕРЕКАЛИБРОВКА	ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ	мин
				ОЧИСТКА	ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ	мин

Примечание. Если используются другие виды нефти, имеющие такой же диапазон характеристик, как и у перечисленных выше сортов сырой нефти, они должны указываться вместо замененных.

* Ненужное зачеркнуть.

**НЕФТЕПОДОБНЫЕ ВРЕДНЫЕ ЖИДКИЕ ВЕЩЕСТВА,
 ДРУГИЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ ИЛИ НЕФТЕПРОДУКТЫ,
 ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ НИЖЕ***

Наименование продукта	ПОКАЗАНИЯ (млн ⁻¹)			ПРИМЕЧАНИЯ
	Указанные	Измеренные	Отбор пробы	
.....	15	
.....	100	
90% М.З.П.Д.Ш. =		
ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ		ПЕРЕУСТАНОВКА
НУЛЬ		НА НУЛЬ
				ДА/НЕТ**
				ВРЕМЯ
				МИН
				ПЕРЕКАЛИБРОВКА
				ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ
				МИН
				ОЧИСТКА
				ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ
				МИН
Наименование продукта				
.....	15	
.....	100	
90% М.З.П.Д.Ш. =		
ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ		ПЕРЕУСТАНОВКА
НУЛЬ		НА НУЛЬ
				ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ
				МИН
				ПЕРЕКАЛИБРОВКА
				ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ
				МИН
				ОЧИСТКА
				ДА/НЕТ*
				ВРЕМЯ
				МИН

* Настоящая страница должна включаться в свидетельство, только если прибор для определения содержания нефти был испытан для нефтеподобных вредных жидких веществ категорий С и D.

** Ненужное зачеркнуть.

ВРЕМЯ СРАБАТЫВАНИЯ

секунды

Первое замеченное показание
63 млн ⁻¹ ①
90 млн ⁻¹
Показание устойчивого максимума или 100 млн ⁻¹ млн ⁻¹
Первое замеченное падение показаний
37 млн ⁻¹ ②
10 млн ⁻¹
Показание устойчивого минимума млн ⁻¹
ВРЕМЯ СРАБАТЫВАНИЯ = $\frac{①+②}{2}$ =

ЗАГРЯЗНЕНИЕ НЕФТЬЮ И НАРУШЕНИЕ КАЛИБРОВКИ

секунды

Испытание при 10% концентрации нефти

Первое замеченное срабатывание
15 млн ⁻¹
100 млн ⁻¹
Зашкаливание за шкалу самого высокого диапазона
Возврат на шкалу самого высокого диапазона
100 млн ⁻¹
15 млн ⁻¹
Минимальное показание млн ⁻¹

Требуется последующая очистка ДА/НЕТ*
 (указать продолжительность)

Время мин

Испытание при 100% концентрации
 нефти

секунды

Первое замеченное срабатывание

.....

15 млн⁻¹

.....

100 млн⁻¹

.....

Зашкаливание за шкалу самого
 высокого диапазона

.....

Возврат на шкалу самого
 высокого диапазона

.....

100 млн⁻¹

.....

15 млн⁻¹

.....

Минимальное показание

..... млн⁻¹

.....

Требуется последующая очистка ДА/НЕТ*
 (указать продолжительность)

Время мин

Нарушение калибровки

..... млн⁻¹

* Ненужное зачеркнуть.

ИСПЫТАНИЕ НА ЗАГРЯЗНЯЮЩИЕ ВЕЩЕСТВА

Отклонение показаний прибора при наличии загрязняющих веществ, не являющихся нефтью, в концентрации 300 млн^{-1} , смешанных с водой и сырой нефтью № 2, вводимых при концентрации нефти:

- 15 млн^{-1} млн^{-1}
- 100 млн^{-1} млн^{-1}
- 300 млн^{-1} млн^{-1}

ИСПЫТАНИЕ НА ЗАХВАЧЕННЫЙ ВОЗДУХ

Отклонение показаний прибора при наличии 1% захваченного воздуха в нефтеводяной смеси, содержащей сырую нефть № 2, добавляемую в концентрациях:

- 15 млн^{-1} млн^{-1}
- 100 млн^{-1} млн^{-1}
- 300 млн^{-1} млн^{-1}

ИСПЫТАНИЕ НА РАЗМЕРЫ ЧАСТИЦ В НЕФТИ

Отклонение показаний прибора млн^{-1}

ТЕМПЕРАТУРНОЕ ИСПЫТАНИЕ

Температура воды при калибровке °C

Отклонение показаний прибора при 10°C млн^{-1}

Отклонение показаний прибора при 65°C млн^{-1}

ПРОВЕРКА ВЛИЯНИЯ НАПОРА ИЛИ РАСХОДА ПРОБЫ

Отклонение показаний прибора при 50% от номинального млн^{-1}

Отклонения показаний прибора при 200% от номинального млн^{-1}

При необходимости должны быть указаны отступления от этого испытания

ПРОВЕРКА ВЛИЯНИЯ ОТКЛЮЧЕНИЯ

Показания прибора до отключения млн⁻¹

Показания прибора после включения
(минимальный период, когда прибор находится
в сухом состоянии 8 часов) млн⁻¹

Нарушения в работе прибора следующие:

ПРОВЕРКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПИТАНИЯ

Влияние напряжения 110%

Влияние напряжения 90%

Влияние давления воздуха 110%

Влияние давления воздуха 90%

Влияние гидравлического давления 110%

Влияние гидравлического давления 90%

ДРУГИЕ ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОВЕРКА КАЛИБРОВКИ И УСТАНОВКИ НА НУЛЬ

Нарушение калибровки млн⁻¹

Отклонение нуля млн⁻¹

ИСПЫТАНИЕ НА ОБЕСТОЧИВАНИЕ И ВОЗОБНОВЛЕНИЕ ПОДАЧИ ПИТАНИЯ

Отклонение измеряемого диапазона мЛН⁻¹
Отклонение нуля мЛН⁻¹
Время для прогрева и калибровки мин

Подпись

Дата

Официальная печать

(Официальная печать либо ее эквивалент и дата одобрения должны проставляться на всех страницах протокола испытаний)
