Приложение 2
к приказу ОАО «РусГидро»
от _____ № _____

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ОАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ МАСЛА И МАСЛОХОЗЯЙСТВА. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

СТО РусГидро 02.01.112-2015

Издание официальное

Москва 2015

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила разработки и применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН	Некоммерческим партнерством «Гидроэнергетика России», Открытым акционерным обществом «Фирма ОРГРЭС» (ОАО «Фирма ОРГРЭС»)
2. ВНЕСЕН	Департаментом развития и стандартизации производственных процессов ОАО «РусГидро» в соответствии с рекомендацией Рабочей группы по техническому регулированию ОАО «РусГидро» (протокол от 01.10.2014 № 74)
3. ПРИНЯТ И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ОАО «РусГидро» от 17.03.2015 № 207, приказом НП «Гидроэнергетика России» от 08.09.2014 № 42.
4. ВВЕДЁН ВПЕРВЫЕ	

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «РусГидро», НП «Гидроэнергетика России».

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения 5
4 Обозначения и сокращения 8
5 Общие требования к порядку организации эксплуатации МХ и масел на ГЭС…… .....…….8
5.1 Требования к персоналу ГЭС, эксплуатирующему МХ и масла 8
5.2 Требования к технической документации 9
5.3 Технический и технологический надзор 14
5.4 Требования безопасности 14
5.5 Объем и нормы ремонта 15
5.6 Задачи структурного подразделения по эксплуатации МХ и энергетических масел…… 15
6 Прием масел в эксплуатацию 16
6.1 Прием масел из транспортных емкостей 16
6.2 Проверка готовности масляного хозяйства к приему масел 21
6.3 Порядок приема и контроля масла при смешении. 21
6.4 Прием и проверка качества масел при поставке с оборудованием 21
7 Трансформаторное масло 22
7.1 Контроль качества масла при хранении 22
7.2 Контроль качества трансформаторных масел при заливе в электрооборудование 23
7.3 Контроль качества масла в оборудовании при эксплуатации 40
7.4 Нормы и требования по хранению трансформаторного масла 43
7.5 Подготовка трансформаторных масел к заливу в оборудование 44
7.6 Эксплуатация и техническое обслуживание трансформаторных масел 45
8 Турбинное масло 58
8.1 Контроль качества масла при хранении 58
8.2 Контроль качества турбинных масел при заливе в оборудование 60
8.3 Контроль качества турбинного масла при эксплуатации в оборудовании . 60
8.4 Нормы и требования по хранению 62
8.5 Подготовка турбинных масел к заливу в оборудование 63
8.6 Эксплуатация и техническое обслуживание турбинных масел 64
8.7 Очистка турбинных масел 69
9 Индустриальное масло и пластичные смазки 70
9.1 Контроль качества масла и смазок при хранении 70
9.2 Контроль качества масел при заливе в оборудование 70
9.3 Контроль качества масла при эксплуатации в оборудовании 71
9.4 Нормы и требования по хранению 72
9.5 Подготовка масел к заливу в оборудование 72
9.6 Эксплуатация и техническое обслуживание масел и смазок 72
10 Масляное хозяйство 73
10.1 Приемка отдельных элементов и поузловое опробование МХ после монтажа или ремонта 71

10.2 Пробный пуск МХ 78
10.3 Комплексное опробование МХ 78
10.4 Эксплуатация и техническое обслуживание масляных хозяйств 79
10.5 Рекомендации по устранению типичных неисправностей МХ 81
10.6 Модернизация оборудования масляных хозяйств ГЭС 83
10.7 Организация учета приема-выдачи масла 83
10.8 Типы масляных хозяйств и объем требований по их эксплуатации…… 83
11 Требования к подготовке маслосистем оборудования 83
11.1 При замене масла в оборудование заливаются подготовленные масла 84
11.2 Подготовка электрооборудования 84
11.3 Подготовка маслосистем гидромеханического оборудования 85
11.4 Подготовка маслосистем оборудования, в которых применяются индустриальные, компрессорные, гидравлические и другие типы масел .. 85
12 Утилизация отработанных масел и оборудования масляных хозяйств 86
13 Общие требования к составлению местных инструкций по эксплуатации энергетических масел и масляных хозяйств 87
Приложение А (справочное) Общие требования к лабораториям контроля качества масел. Методики и приборы лабораторных испытаний. Аккредитация лабораторий 90
Приложение Б (рекомендуемое) Порядок отбора проб масла 92
Приложение В (рекомендуемое) Требования по определению эффективности маслоочистительного оборудования 94
Приложение Г (рекомендуемое) Область применения и порядок смешения трансформаторных масел 97
Приложение Д (рекомендуемое) Рекомендации по вводу в эксплуатацию свежих турбинных масел разных марок 100
Приложение Е (рекомендуемое) Модернизация оборудования масляных хозяйств……..... 101
Приложение Ж (рекомендуемое) Рекомендации по определению класса промышленной чистоты масел 104
Библиография…… 105

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ МАСЛА И МАСЛОХОЗЯЙСТВА. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 22.03.2015 г.

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет требования технического и организационного характера, направленные на обеспечение безопасной, надежной, эффективной, экономичной эксплуатации и технического обслуживания масляных хозяйств и энергетических масел в оборудовании гидроэлектростанций.

1.2 Настоящий стандарт организации распространяется на:

- масляные хозяйства гидроэлектростанций независимо от разнотипности выполнения технологических схем и используемого маслоочистительного оборудования;
- минеральные (нефтяные) электроизоляционные (трансформаторные) масла, применяемые в электрооборудовании общего назначения;
- минеральные (нефтяные) турбинные масла, применяемые в гидромеханическом оборудовании общего назначения;
- индустриальные (компрессорные, индустриальные, гидравлические и др.) масла и пластичные смазки, применяемые во вспомогательном оборудовании гидроэлектростанций.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения:

- организациями, осуществляющими эксплуатацию и техническое обслуживание энергетических масел, масляных хозяйств и маслонаполненного энергетического оборудовании гидроэлектростанций;
- проектными и специализированными экспертными организациями, осуществляющими соответственно проектирование и экспертный анализ;
- ремонтными и специализированными организациями, выполняющими ремонтное и диагностическое обслуживание масляных хозяйств, энергетических масел и маслонаполненного энергетического оборудования гидроэлектростанций.

1.4 Стандарт предназначен для применения членами некоммерческого партнерства «Гидроэнергетика России»[1] (далее - Партнерство), эксплуатирующими гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения и (или) выполняющими работы на гидротехнических сооружениях в области применения Стандарта, их дочерними и зависимыми обществами после его утверждения в установленном порядке в качестве локального нормативного документа (акта). Решение о присоединении к Стандарту принимается отдельно каждым членом Партнерства.

1.5 Требования Стандарта обязаны выполнять сторонние организации (проектные, конструкторские, научно-исследовательские, экспертные, строительные, монтажные, промышленные и иные), выполняющие работы или оказывающие услуги в области применения Стандарта по договорам с членами Партнерства и (или) с их филиалами, дочерними и зависимыми организациями, если это обязательство отражено в заключаемых договорах.

1.6 Настоящий стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на разнотипном оборудовании при применении различных типов масел. В развитие настоящего стандарта каждая гидроэлектростанция может в установленном порядке разработать, утвердить и применять собственный стандарт организации, учитывающий особенности конкретного оборудования и не противоречащий требованиям настоящего стандарта, конструкторской (заводской) документации.

1.7 При расхождении требований Стандарта с требованиями нормативной технической документации, выпущенной до его утверждения, необходимо руководствоваться требованиями Стандарта.

1.8 При введении в действие уполномоченными федеральными органами исполнительной власти новых нормативных правовых и методических документов, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте, следует пользоваться вновь введенными требованиями до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Федеральный закон «О пожарной безопасности» от 21.12.1994 № 69-ФЗ

[1] ОАО "РусГидро", ОАО "Иркутскэнерго", ОАО "Красноярская ГЭС", ОАО "Генерирующая компания", ОАО АК "Якутскэнерго", ОАО "Башкирская Генерирующая Компания", ОАО "Богучанская ГЭС", ЗАО "Уралэнерго-Союз", Ассоциация "Гидропроект", НПФ "Ракурс", СРО НП "ЭнергоСтройАльянс", ОАО "ТЯЖМАШ" (по состоянию на 11.02.2015).

Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ

Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ

ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

ГОСТ 859-2001 Медь. Марки

ГОСТ 981-75 Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления

ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия

ГОСТ 1437-75 Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы

ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 1547-84 Масла и смазки. Метод определения наличия воды

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб

ГОСТ 2917-76 Масла и присадки. Метод определения коррозионного воздействия на металлы

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 3956-76 Силикагель технический. Технические условия

ГОСТ 4333-87 Нефтепродукты. Метод определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле

ГОСТ ИСО 4407-2006 Чистота промышленная. Определение загрязненности жидкости методом счета частиц с помощью оптического микроскопа

ГОСТ 5985-79 Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа

ГОСТ 6307-75 Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей

ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 6433.5-84 Диэлектрики жидкие. Отбор проб

ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний

ГОСТ 7822-75 Масла нефтяные. Метод определения содержания растворенной воды

ГОСТ 8136-85 Оксид алюминия активный. Технические условия

ГОСТ Р 8.580-2001 Определение и применение показателей прецензионности методов испытаний нефтепродуктов

ГОСТ 9972-74 Масла нефтяные турбинные с присадками. Технические условия

ГОСТ 10121-76 Масло трансформаторное селективной очистки. Технические условия

ГОСТ 11362-96 Нефтепродукты и смазочные материалы. Число нейтрализации. Метод потенциометрического титрования

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 12068-66 Масла нефтяные. Метод определения времени деэмульсации

ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2009 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий

ГОСТ 17216-2001 Промышленная чистота. Классы чистоты жидкостей

ГОСТ 19199-73 Масла смазочные. Метод определения антикоррозионных свойств

ГОСТ 19121-73 Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе

ГОСТ 20287-91 Нефтепродукты. Метод определения температуры текучести и застывания

ГОСТ 21046-86 Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия

ГОСТ 24614-81 Жидкости и газы, не взаимодействующие с реактивом Карла Фишера. Кулонометрический метод определения воды

ГОСТ 31340-2007 Предупредительная маркировка химической продукции. Общие требования

ГОСТ 31873-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб

ГОСТ Р ЕН ИСО 2719-2008 Нефтепродукты. Методы определения температуры вспышки в закрытом тигле Пенски-Мартенса

ГОСТ Р ИСО 3675-2007 Нефть сырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра

ГОСТ Р ЕН ИСО 14596-2008 Нефтепродукты. Определение содержания серы методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии с дисперсией по длине волны

ГОСТ Р 50554-93 Промышленная чистота. Фильтры и фильтрующие элементы. Методы испытаний

ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Определение плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром

ГОСТ Р 51947-2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии

ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ Р 53203-2008 Нефтепродукты. Определение серы методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии с дисперсией по длине волны

ГОСТ Р 53708-2009 Нефтепродукты. Жидкости прозрачные и непрозрачные. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

ГОСТ Р 54331-2011 Жидкости для применения в электротехнике. Неиспользованные нефтяные изоляционные масла для трансформаторов и выключателей. Технические условия

ГОСТ Р МЭК 60666-2013 Масла изоляционные нефтяные. Обнаружение и определение установленных присадок

ГОСТ Р МЭК 60814-2013 Жидкости изоляционные. Бумага и прессованный картон, пропитанные маслом. Определение содержания воды автоматическим кулонометрическим титрованием по Карлу Фишеру

Технический регламент таможенного союза «О требованиях к смазочным материалам, маслам и специальным жидкостям» ТР ТС 030/2012 от 20.07.2012 № 59

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17330282.27.140.007-2008 Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.014-2008 Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования.

СТО 17330282.27.140.015-2008 Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации с сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при использовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ТР ТС 030/2012, СТО 17330282.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **анализ арбитражный**: Установление соответствия качества ГСМ требованиям нормативных документов, проводимое в независимой лаборатории при возникновении разногласий в оценке качества между потребителем и поставщиком.

3.2 **анализ масла**: Совокупность операций по определению в лабораторных условиях значений показателей качества в пробе масла, в соответствии с требованиями методик выполнения анализа (испытаний). Последующее сравнение полученных значений с нормативными значениями с целью определения соответствия качества масла требованиям стандартов (нормативных документов).

3.3 **бак масляный**: Технологическая емкость (резервуар), предназначенная для хранения масла.

3.4 **масло некондиционное**: Масло, не удовлетворяющее требованиям стандарта (нормативного документа).

3.5 **масло подготовленное**: Масло, прошедшее очистку, удовлетворяющее требованиям стандарта (нормативного документа), предназначенное для залива в оборудование.

3.6 **масло свежее**: Масло, слитое из транспортных емкостей и (или) находящееся на хранении, не применявшееся в оборудовании, соответствующее требованиям действующих стандартов (нормативных документов) на товарное масло.

3.7 **масло товарное**: Масло, поступившее от изготовителя и находящееся в транспортной емкости, сопровождаемое паспортом качества изготовителя (спецификацией соответствия для импортных масел), удостоверяющим его соответствие требованиям действующих стандартов (нормативных документов).

3.8 **масло турбинное**: Смазочное масло, применяемое в качестве рабочей жидкости в маслосистемах гидроагрегатов.

3.9 **масло эксплуатационное**: Масло, находящееся в маслонаполненном энергетическом оборудовании и соответствующее требованиям действующих стандартов (нормативных документов), предъявляемым к маслу, эксплуатируемому в оборудовании, а также масло, находящееся на хранении после слива из оборудования, которое может быть повторно применено по прямому назначению без дополнительной обработки.

3.10 **масло электроизоляционное**: Жидкий диэлектрик, предназначенный для обеспечения надежной электрической изоляции и охлаждения активной части маслонаполненного электрооборудования.

3.11 **масло энергетическое**: Масло (трансформаторное, турбинное, компрессорное и др.), применяемое в основном оборудовании гидроэлектростанций в качестве рабочих жидкостей.

3.12 **оборудование маслоочистительное**: Средства технологического оснащения, которые применяются для восстановления качества масел.

3.13 **оборудование энергетическое маслонаполненное**: Гидросиловое, гидромеханическое и электротехническое оборудование общего назначения, в технологических системах которого масла применяются в качестве рабочих жидкостей.

3.14 **примеси механические**: Твердые, взвешенные частицы различной природы (частицы металлов, продукты коррозии и износа конструкционных материалов, волокна, частицы силикатных и органических эластомеров, пыль и т.п.), ухудшающие эксплуатационные свойства (качество) масла.

3.15 **присадка**: Вещество различной природы, добавляемое в масло для улучшения его эксплуатационных свойств (качества).

3.16 **проба арбитражная**: Контрольная проба, используемая для проведения арбитражного анализа.

3.17 **проба контрольная**: Часть точечной или объединенной пробы нефтепродукта, которая используется для выполнения анализа.

3.18 **проба масла**: Порция масла, отобранная из оборудования, схемы маслохозяйства, транспортной емкости, в соответствии с требованиями стандарта (нормативного документа) по отбору проб, в количестве необходимом для выполнения испытаний (анализа).

3.19 **проба объединенная**: Проба нефтепродукта, составленная из нескольких точечных проб.

3.20 **продукт старения**: Вещество различной природы, образовавшееся в масле в процессе его хранения или применения за счет деградации самого масла и (или) конструкционных материалов, ухудшающие его эксплуатационные свойства (качество) и находящиеся в масле в растворенном и (или) мелкодисперсном (коллоидном) состоянии.

3.21 **регенерация масла**: Технологический процесс, предусматривающий удаление из масла продуктов старения и загрязнений и последующую стабилизацию присадками (восстановление качества) масла отработанного или некондиционного, для его повторного применения по прямому назначению в соответствии с требованиями, предъявляемыми к регенерированному маслу действующими стандартами (нормативными документами).

3.22 **стабилизация масла присадками**: Ввод присадок в масло для улучшения его эксплуатационных свойств (качества).

3.23 **хозяйство масляное**: Совокупность механизмов, машин, устройств, приборов, резервуаров, трубопроводов, объединенных определенной технологической схемой, позволяющей выполнять технологические операции с энергетическими маслами.

3.24 **шлам масляный**: Коагулированные или конденсированные продукты старения, находящиеся в масле во взвешенном или растворенном состоянии, способные образовывать осадки, а также осадки, выпавшие из масла.

4 Обозначения и сокращения

ВОФ – воздухоосушительный фильтр;

ВРК – водорастворимые кислоты;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

МИО – масла индустриальные отработанные;

МНУ – маслонапорная установка системы регулирования гидроагрегата;

МОО – маслоочистительное оборудование;

МХ – масляное хозяйство;

ПТЭ – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [1];

СНО – смеси нефтепродуктов отработанных;

ФТО – фильтр тонкой очистки.

5 Общие требования к порядку организации эксплуатации МХ и масел на ГЭС

5.1 Требования к персоналу ГЭС, эксплуатирующему МХ и масла

5.1.1 Для обеспечения готовности персонала ГЭС к выполнению профессиональных обязанностей по эксплуатации МХ и энергетических масел необходимо выполнять требования, изложенные в правилах [2].

5.1.2 Необходимо комплектовать структурные подразделения ГЭС обученным и аттестованным персоналом соответствующих специальностей и квалификации. К работе с маслами и оборудованием МХ допускаются лица со средним или высшим техническим образованием, а по обслуживанию маслоочистительного оборудования и масел на действующем оборудовании гидроэлектростанций, также с опытом работы на ГЭС не менее 6 мес. Соответствующие требования должны быть предъявлены к персоналу подрядных организаций, работающему в области применения Стандарта.

5.1.3 Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

5.1.4 Работники технологических подразделений ГЭС, занятые на работах по обслуживанию энергетических масел и МХ, связанных с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами, в установленном порядке должны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры.

5.1.5 На ГЭС должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

5.2 **Требования к технической документации**

5.2.1 На каждой ГЭС по МХ и энергетическим маслам должны быть следующие документы в соответствии с ПТЭ [1]:

- утвержденная проектная документация МХ со всеми последующими изменениями;
- программа утилизации отходов, отработанных масел, реагентов, расходных материалов и оборудования МХ;
- акты рабочих приемочных комиссий;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования, резервуаров и технологических трубопроводов МХ;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования МХ, а также паспорта на товарные масла, подтверждающие соответствие их качества и гигиенических характеристик требованиям нормативных документов;
- протоколы лабораторных испытаний масел;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- оперативный план пожаротушения;
- расчет аварийного запаса масел и расчет запаса масел для долива в оборудование;
- комплект действующих инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должностных инструкций для всех категорий специалистов

и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкций по охране труда.

5.2.2 Все изменения в схеме МХ, выполненные в процессе эксплуатации или реконструкции, должны быть внесены в инструкции (в лист изменений), схемы и чертежи до ввода в эксплуатацию за подписью ответственного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале инструктажей), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

5.2.3 Комплекты необходимых схем снабжения маслами оборудования ГЭС должны находиться на рабочих местах руководящего дежурного персонала смены (начальники смен технологических подразделений) и у дежурного персонала, обслуживающего маслонаполненное энергетическое оборудование.

Порядок хранения схем должен определяться местными условиями.

5.2.4 В технологических подразделениях ГЭС, осуществляющих эксплуатацию и техническое обслуживание масел и смазок, МХ и МОО должны быть следующие документы:

- инструкция по эксплуатации МХ и МОО;
- инструкция по эксплуатации масла соответствующего типа;
- инструкция по отбору проб масел, смазок, присадок, сорбентов, реагентов и расходных материалов (может быть оформлена как приложение к инструкции по эксплуатации масла соответствующего типа);
- паспорта качества (спецификация соответствия для импортных масел или смазок) товарных масел или смазок, подтверждающих соответствие качества требованиям документов (стандартов), определяющих технические требования к их качеству;
- паспорта безопасности товарных масел и смазок;
- паспорта качества (спецификация соответствия для импортной продукции) сорбентов, присадок, фильтровальных материалов (патронов) и реагентов, которые применяются при эксплуатации масел, подтверждающих соответствие их качества требованиям документов (стандартов);
- паспорта безопасности сорбентов, присадок, фильтровальных материалов (патронов) и реагентов;
- технологическая схема МХ и схема снабжения маслами энергетического предприятия (при подаче масла к оборудованию с помощью стационарных трубопроводов);
- журнал учета поступления и расходования масел и смазок, а также фильтровальных материалов (патронов), сорбентов, присадок и реагентов, журналы должны быть пронумерованы, прошиты и скреплены печатью;
- график технического обслуживания оборудования МХ и МОО;

- график отбора проб масла;

- график поверки рабочих средств измерений на оборудовании МХ и МОО;

- свидетельства о поверке рабочих средств измерений;

- градуировочные таблицы на резервуары и трубопроводы МХ и схемы снабжения маслами оборудования ГЭС, акты проведения калибровки резервуаров;

- акты приема оборудования МХ и МОО из ремонта;

- акты приема на чистоту резервуаров МХ;

- акты проведения эксплуатационных очисток (промывок) трубопроводов и зачистки резервуаров;

- протоколы лабораторных испытаний проб масел;

- журнал контроля качества масел (товарных, свежих, подготовленных, эксплуатационных, регенерированных, отработанных), если контроль качества масел выполняет соответствующее подразделение ГЭС;

- документы изготовителей оборудования МХ.

5.2.5 В лаборатории контроля качества энергетических масел должны быть следующие документы (основные правила организации лаборатории приведены в приложении А):

- паспорт лаборатории;

- положение о лаборатории;

- свидетельство об аккредитации (аттестации) лаборатории, подтверждающее техническую компетенцию лаборатории;

- инструкция по контролю качества масел, смазок, сорбентов и присадок;

- инструкция по отбору проб масел, смазок, присадок, сорбентов, реагентов и расходных материалов (если персонал лаборатории участвует в отборе проб, что определяется положением о лаборатории, утвержденным техническим руководителем ГЭС);

- инструкция по хранению и применению ядовитых и опасных веществ;

- журнал контроля качества масел (товарных, свежих, подготовленных, эксплуатационных, регенерированных, отработанных), журнал может находиться в соответствующем подразделении ГЭС, отвечающим за контроль качества масел;

- график отбора проб масла из оборудования и резервуаров МХ;

- график поверки средств измерений, используемых в лаборатории;

- свидетельства о поверке средств измерений, используемых в лаборатории;

- методики лабораторных испытаний (анализа) масла;

- копии протоколов лабораторных испытаний проб масла или журнал контроля качества масел;

- рабочие лабораторные журналы проведения испытаний масел;

- документы (паспорта, руководства по эксплуатации, сертификаты соответствия) изготовителей лабораторного оборудования, стандартных образцов, расходных материалов и реактивов:

- журнал регистрации отбора проб масел и поступления их в лабораторию (учитываются пробы, отобранные персоналом своей организации для отправки в стороннюю лабораторию или поступившие на анализ в лабораторию из других организаций);

- копии паспортов (спецификаций соответствия для импортных масел или смазок) качества товарных масел или смазок, подтверждающих соответствие их качества требованиям документов (предоставляют технологические подразделения ГЭС, осуществляющих эксплуатацию и техническое обслуживание масел);

- копии паспортов (спецификаций соответствия для импортной продукции) качества сорбентов, присадок, фильтровальных материалов (патронов) и реагентов, которые применяются при эксплуатации масел, подтверждающих соответствие их качества требованиям документов (предоставляют технологические подразделения ГЭС, осуществляющих эксплуатацию и техническое обслуживание масел).

Примечание - порядок хранения документации лаборатории контроля качества энергетических масел, в зависимости от местных условий, должен быть определен в утвержденном положении о лаборатории.

5.2.6. В журнале контроля качества масел и смазок ГЭС должны быть отражены следующие сведения.

5.2.6.1 Информация о свежих маслах и смазках, находящихся в резервуарах (баках) хранения МХ или в таре (бочки, канистры) на складе:

- марка масла или смазки и идентификационный номер документа в области стандартизации (национального или международного стандарта, технических условий или международной спецификации), по которому оно выработано;

- наименование изготовителя масла или смазки;

- дата выработки, номер паспорта качества (спецификации соответствия для импортных масел или смазок);

- станционный номер резервуара (бака) МХ, в котором хранится масло;

- количество масла или смазки (в резервуаре или в таре на складе);

- дата залива масла в резервуар или поставки масла в таре;

- результаты входного контроля масла;

- результаты анализов, выполняемых в процессе хранения;

- заключение о пригодности масла к заливу в оборудование или необходимости его подготовки перед заливом.

5.2.6.2 Информация об эксплуатационных и регенерированных маслах, находящихся в резервуарах (баках) МХ:

- станционный номер резервуара (бака) МХ, в котором хранится масло;
- дата залива масла в резервуар;
- марка и количество масла в резервуаре;
- результаты анализов, выполненных за период хранения;
- сведения об очистке и других мероприятиях по поддержанию качества масла;
- сведения о составе и содержании композиции присадок, если масло стабилизировалось присадками;
- заключение о пригодности масла к заливу в оборудование или необходимости его подготовки перед заливом.

5.2.6.3 Информация об отработанных маслах, находящихся в резервуарах (баках) МХ:

- станционный номер резервуара (бака) МХ с отработанным маслом;
- дата залива масла в резервуар;
- количество масла в резервуаре;
- результаты анализов, выполненных за период хранения;
- заключение о пригодности масла к регенерации или применению не по прямому назначению или необходимости его утилизации.

5.2.6.4 Информация о маслах, залитых в оборудование:

- тип и станционный номер оборудования, в котором применяется масло;
- дата начала эксплуатации масла;
- марка и количество масла в оборудовании;
- показатели качества масла перед его вводом в эксплуатацию;
- результаты периодических и внеочередных испытаний масла в процессе его эксплуатации;
- сведения об очистке и других мероприятиях по поддержанию качества масла;
- сведения о марке, количестве и качестве долитого масла;
- сведения о составе и содержании композиции присадок, технологии и дате введения их в масло, если масло стабилизировалось присадками;
- сведения о различных мероприятиях по защите масла от старения и продлению его срока службы;
- заключение о пригодности масла к дальнейшей эксплуатации и/или необходимости проведения профилактических мероприятиях по сохранению его качества.

5.3 **Технический и технологический надзор**

5.3.1 На каждой ГЭС должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния МХ и качества масел, определены ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

5.3.2 Контроль технического состояния МХ и энергетических масел на ГЭС должен осуществляться в соответствие с ПТЭ [1], СТО 17330282.27.140.015-2008 и требованиями настоящего стандарта. Контроль технического состояния оборудования МХ и качества масел производится персоналом ГЭС, ответственным за их эксплуатацию.

Объем и порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

5.3.3 Периодические осмотры оборудования МХ и МОО производятся персоналом, ответственным за их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем ГЭС. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

5.4 **Требования безопасности**

5.4.1 При эксплуатации МХ и энергетических масел необходимо выполнять мероприятия по безопасному проведению работ в соответствии с требованиями действующих нормативных документов: Федерального закона от 21.12.1994 № 69-ФЗ, Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ, ГОСТ 12.1.004, правил [1], [4].

5.4.2 Свежие энергетические масла, а также присадки, входящие в состав отечественных товарных нефтяных (минеральных) масел, в соответствии с ГОСТ 12.1.007 по степени воздействия на организм человека относятся к 3 классу опасности (умеренно опасные).

При работе с маслами и присадками необходимо применять индивидуальные средства защиты (спецодежду, перчатки и др.).

5.4.3 Помещения, в которых производятся работы с маслами и присадками, должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, системой пожарной сигнализации и оснащены средствами пожаротушения, системой освещения (рабочего и аварийного) во взрывобезопасном исполнении, а также соответствовать требованиям СТО 17330282.27.140.007-2008, СТО 17330282.27.140.014-2008 и СТО РусГидро 01.01.78-2012.

5.5 **Объем и нормы ремонта**

5.5.1 Ремонт оборудования МХ и МОО проводится по техническому состоянию на основании результатов технического контроля оборудования МХ и МОО. График обследования оборудования МХ и МОО разрабатывается на основании требований документации изготовителей оборудования МХ и МОО, проектной документации, собственного производственного опыта и утверждается техническим руководителем ГЭС.

5.5.2 Объем и нормы ремонта определяются требованиями документов изготовителей оборудования МХ и МОО и ПТЭ [1].

5.5.3 При планировании объема ремонта необходимо учитывать выполнение мероприятий по модернизации оборудования МХ и МОО (Приложение Е настоящего стандарта).

5.5.4 В плане объема ремонтных работ по маслонаполненному энергетическому оборудованию, связанному со сливом масла из оборудования (например: при замене отработанного масла), необходимо предусмотреть промывку маслосистем оборудования, разработку и утверждение соответствующих рабочих программ промывки в установленном порядке.

5.6 **Задачи структурного подразделения по эксплуатации МХ и энергетических масел**

5.6.1 Масляное хозяйство ГЭС должно находиться в ведении структурного подразделения, определенного приказом руководителя ГЭС.

В ведение структурного подразделения, осуществляющего эксплуатацию и техническое обслуживание МХ ГЭС, относят:

- склад масел;
- склад сорбентов и расходных материалов;
- маслоаппаратную;
- узел приема-выдачи масел;
- маслопроводы (МХ и схемы снабжения маслами);
- передвижное оборудование МХ;
- лаборатория контроля качества масел (если не предусмотрено иного).

5.6.2 Основными задачами структурного подразделения по эксплуатации МХ (а также организации обеспечивающей ремонтное обслуживание) являются:

- обеспечение надежного и бесперебойного снабжения маслами соответствующего типа и качества маслонаполненного энергетического оборудования;
- сохранение и восстановление качества масел;
- учет расхода масла на технологические нужды, в том числе при выполнении таких операций на МХ как прием, очистка, перекачка, регенерация,

подача в оборудование, выдача в транспортные емкости, в том числе сторонним организациям, и др.;

- обеспечение пожаробезопасности оборудования МХ;
- контроль качества масел;
- централизованный сбор, хранение, регенерация или организация утилизации отработанных масел.

5.6.3 Основными задачами структурного подразделения эксплуатирующего энергетические масла в оборудовании ГЭС (а также организации, обеспечивающей ремонтное обслуживание) являются:

- обеспечение надежной эксплуатации масел в технологических системах маслонаполненного энергетического оборудования;
- сохранение и поддержание качества масел, увеличение их срока службы в оборудовании ГЭС;
- учет расхода масла на технологические нужды оборудования;
- обеспечение пожаробезопасности оборудования, зданий и сооружений;
- сбор отработанных масел из оборудования и его подача (транспортирование) на МХ ГЭС.

5.6.4 На ГЭС обслуживание оборудования для обработки масел осуществляет персонал, отвечающий за эксплуатацию соответствующего типа масел в подведомственном ему маслонаполненном энергетическом оборудовании (в том числе организаций, осуществляющих ремонтное обслуживание маслонаполненного оборудования ГЭС).

5.6.5 Контроль качества свежих и эксплуатационных энергетических масел, разработку рекомендаций по их применению на ГЭС (в том числе составление графиков их контроля) должна осуществлять химическая лаборатория или соответствующее структурное подразделение ГЭС.

5.6.6 Порядок взаимодействия различных структурных подразделений ГЭС, а также подрядных организаций при эксплуатации и техническом обслуживании энергетических масел и МХ должен быть приведен в местных производственных инструкциях с учетом конкретных условий и структуры ГЭС, утвержденных техническим руководителем ГЭС в установленном порядке

6 Прием масел в эксплуатацию

6.1 **Прием масел из транспортных емкостей**

6.1.1 Все энергетические масла (турбинные, трансформаторные, компрессорные, индустриальные и др.) и пластичные смазки, принимаемые на ГЭС от поставщиков, должны иметь паспорта (спецификации соответствия для импортных масел и смазок) качества и паспорта безопасности от изготовителя, определяющих технические требования к качеству масла или смазки при их

производстве изготовителем, а также их гигиенические характеристики согласно ТР ТС 030/2012, ПТЭ [1] и инструкции [5].

6.1.1.1 В паспортах должна содержаться информация об изготовителе масла или смазки (а не только поставщика масла или смазки), номер и дата выработки партии масла или смазки у изготовителя. Дополнительно рекомендуется запрашивать у поставщика масла или смазки копию Свидетельства о государственной аккредитации испытательной лаборатории, подтвердившей соответствие качества конкретной партии масла или смазки требованиям нормативной документации (международной спецификации, международным или национальным стандартам, техническим условиям). Данная информация необходима для минимизации рисков поставки на ГЭС некондиционных масел и смазок.

6.1.1.2 Комплектность предоставляемой документации должна быть определена утвержденным в установленном порядке техническим заданием на поставку масла или смазки при формировании конкурсной заявки (ТР ТС 030/2012).

6.1.1.3 Информация о рекомендуемом ассортименте масел и смазок, их качестве должна содержаться в инструкциях (руководствах) по эксплуатации маслонаполненного энергетического оборудования.

6.1.1.4 Транспортные емкости для одной партии товарного масла должны сопровождаться общим комплектом сопроводительной документации и иметь одинаковую маркировку, и соответствовать требованиям ТР ТС 030/2012, ГОСТ 1510, ГОСТ 31340.

6.1.2 Все энергетические масла должны быть подвергнуты лабораторному анализу в целях определения их соответствия требованиям нормативной документации (международной спецификации, международным или национальным стандартам, техническим условиям).

6.1.3 Контроль качества пластичных смазок выполняется в случае необходимости по решению технического руководителя ГЭС в аккредитованных лабораториях специализированных организаций.

6.1.4 Перед отбором пробы проводят внешний осмотр транспортных емкостей и проверку комплектности сопроводительной документации в соответствии с п. 6.1.1.

6.1.5 В соответствии с ГОСТ 2517 отбирают объединенную пробу масла из транспортной емкости (железнодорожной или автомобильной цистерны, партии бочек, канистр и т.д.) в количестве не менее 3 $дм^3$ (3 л). Затем проба делится на 3 равные части. Одна часть (контрольная проба) подвергается лабораторным испытаниям на соответствие нормативным документам (международной спецификации, или стандартам, или техническим условиям, а также настоящему стандарту), а две части (арбитражные пробы) опечатываются и хранятся в

лаборатории до момента начала применения данной партии масла (но не дольше гарантийного срока хранения масла) согласно инструкции [5].

Отбор проб масел и смазок из транспортных емкостей осуществляется в соответствии с ГОСТ 2517.

Примечание - При отступлении порядка отбора проб от требований ГОСТ 2517, претензия по качеству поступившего масла считается необоснованной.

6.1.6 Качество товарного масла или пластичной смазки из транспортной емкости должно отвечать всем требованиям нормативных документов (международной спецификации, международным или национальным стандартам, техническим условиям, а также настоящего стандарта).

6.1.6.1 При поставке на ГЭС новых марок масел и смазок (в том числе, не указанных в настоящем стандарте и в инструкциях (руководствах) по эксплуатации маслонаполненного энергетического оборудования), порядок их применения должен быть согласован изготовителем маслонаполненного энергетического оборудования и (или) специализированной экспертной организацией.

6.1.6.2 Качество новой марки масла или смазки должно соответствовать требованиям инструкций (руководств) по эксплуатации энергетического оборудования, в котором данное масло или смазку планируется использовать, что должно быть подтверждено соответствующим документом (сертификатом, экспертным заключением, письмом изготовителя энергетического оборудования).

6.1.6.3 При поставке на ГЭС импортных трансформаторных масел их качество должно соответствовать требованиям документов изготовителя маслонаполненного оборудования, настоящего стандарта, ГОСТ 54331, IEC 60296:2012 [6], спецификации соответствия изготовителя импортного масла.

6.1.6.4 При поставке на ГЭС импортных турбинных масел их качество должно соответствовать требованиям документов изготовителя маслонаполненного оборудования, настоящего стандарта, ГОСТ 9972, ИСО 8068:2006 [7], спецификации соответствия изготовителя импортного масла.

6.1.6.5 При поставке на ГЭС импортных индустриальных, компрессорных, гидравлических или других типов масел, а также пластичных смазок, их качество должно соответствовать требованиям документов изготовителя маслонаполненного оборудования, настоящего стандарта, спецификации соответствия изготовителя импортного масла или смазки.

6.1.7 Анализ трансформаторного масла предусматривает определение следующих показателей качества.

6.1.7.1 Показатели качества, определяемые до слива масла из транспортной емкости:

- внешний вид (чистая, прозрачная жидкость);
- кислотное число;
- температура вспышки в закрытом тигле;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- плотность;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей (при наличии требования в документации изготовителя масла).

6.1.7.2 Показатели качества, определяемые после слива масла из транспортной емкости:

- тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°С;
- стабильность против окисления.

6.1.7.3 Показатели качества, которые могут определяться дополнительно по решению технического руководителя ГЭС:

- кинематическая вязкость;
- температура застывания;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- содержание присадок;
- пробивное напряжение;
- содержание воды;
- поверхностное натяжение;
- удельное электрическое сопротивление (проводимость);
- коррозионное воздействие на медь;
- содержание серы;
- содержание фурфурола;
- содержание ароматических углеводородов;
- содержание металлов;
- содержание полихлорбифенилов;
- наличие коррозионной серы;
- другое (в соответствии с ГОСТ 54331).

6.1.7.4 В случаях поступления трансформаторного масла в транспортной таре для последующего применения или хранения в ней (контейнеры, бочки, канистры), анализ качества масла отобранных по ГОСТ 2517 проб, проводят в объёме, указанном в 6.1.7.1 и 6.1.7.2.

6.1.8 Анализ нефтяного турбинного масла предусматривает определение следующих показателей качества.

6.1.8.1 Показатели качества, определяемые до слива масла из транспортной емкости:

- внешний вид (чистая, прозрачная жидкость);
- кинематическая вязкость;
- кислотное число;

- температура вспышки в открытом тигле;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- содержание воды;
- плотность;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты.

6.1.8.2 Показатели качества, определяемые в пробе после слива масла из транспортной емкости:

- стабильность против окисления;
- антикоррозийные свойства;
- время деэмульсации.

6.1.8.3 Показатели качества, которые могут определяться дополнительно по решению технического руководителя ГЭС:

- температура застывания;
- индекс вязкости;
- цвет;
- время деаэрации;
- содержание шлама;
- содержание антиокислительной присадки;
- содержание серы.

6.1.8.4 В случаях поступления нефтяного турбинного масла в транспортной таре для последующего применения или хранения в ней (контейнеры, бочки, канистры) анализ качества масла отобранных по ГОСТ 2517 проб, проводят в объеме, указанном в 6.1.8.1 и 6.1.8.2.

6.1.9 Анализ индустриального (индустриального, компрессорного, гидравлического и др.) масла предусматривает определение следующих показателей качества:

6.1.9.1 Показатели качества, определяемые до слива масла из транспортной емкости:

- внешний вид;
- кинематическая вязкость;
- температура вспышки в открытом или закрытом тигле;
- кислотное число (при наличии требования в документации изготовителя масла);
- содержание воды;
- плотность (при наличии требования в документации изготовителя масла или для проведения учета количества масла);
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты.

6.1.9.2 Показатели качества, которые могут определяться дополнительно по решению технического руководителя ГЭС:

- температура застывания;

- коррозионное воздействие на металлы (медь, сталь, свинец и др.);
- коксуемость;
- содержание металлов;
- смазывающие свойства;
- стабильность против окисления.

6.1.10 При необходимости контроля качества перечень показателей качества пластичных смазок определяется требованиями стандарта, спецификации соответствия или технических условий, в соответствии с которым смазки производятся изготовителем.

6.1.11 В случае несоответствия качества масел требованиям нормативной документации, применение этих масел в оборудовании не допускается. При поступлении некондиционного масла на ГЭС оно должно быть возвращено поставщику масла. Решение о целесообразности принятия мер по восстановлению качества некондиционного масла непосредственно на ГЭС принимает технический руководитель ГЭС. Для определения возможности восстановления качества масла в условиях ГЭС проводятся дополнительные лабораторные испытания по специальной программе в объеме, определенном решением технического руководителя ГЭС (см. 6.1.7.3, 6.1.8.3, 6.1.9.2 и 6.1.10). Такие испытания могут быть проведены специализированной организацией, аккредитованной для этих целей, по согласованной с ГЭС программе испытаний.

6.2 **Проверка готовности масляного хозяйства к приему масел**

6.2.1 Проверить завершение всех строительно-монтажных или ремонтных работ и соответствие схемы МХ проектной документации, требованиям ГОСТ 1510 и документов, указанных в 5.4.1.

6.2.2 Резервуары МХ и трубопроводы узла приема масла перед приемом масла из транспортной емкости должны быть осмотрены и приняты на чистоту с составлением акта по ПТЭ [1].

В случае необходимости, при наличии в резервуарах донных остатков масла, содержащих загрязнения, масляного шлама и (или) продуктов коррозии на их внутренних поверхностях, проводится их подготовка (зачистка) и повторный прием на чистоту с составлением акта.

6.2.3 Масло следует принимать из транспортной емкости в пустой подготовленный резервуар МХ или на закрытый склад, если масло поставляется и хранится в таре (бочки, канистры и др.).

6.2.4 После приема новой партии масла необходимо провести перемешивание масла в резервуаре МХ с помощью циркуляции по замкнутой схеме (не менее двукратного оборота объема масла в резервуаре). Затем следует

отобрать пробу по ГОСТ 2517 из резервуара и выполнить ее анализ в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

6.3 **Порядок приема и контроля масла при смешении**

6.3.1 Порядок приема и контроля качества масла при одновременном смешении с маслом другой марки или той же марки другого изготовителя должен быть определен инструкцией по эксплуатации МХ.

6.3.2 Мероприятия по применению масел различных марок приведены в приложениях Г и Д настоящего стандарта. Допускается смешивать только масла совместимые друг с другом. Совместимость масел можно проверить в лабораторных условиях на ГЭС или в специализированной организации, информацию о совместимости разных марок масел можно запросить у изготовителей масел или маслонаполненного энергетического оборудования.

6.4 **Прием и проверка качества масел при поставке с оборудованием**

Прием и проверка качества масел и смазок, поставляемых с оборудованием (маслонаполненное электрооборудование, насосное оборудование и др.) осуществляется в соответствии с требованиями инструкций изготовителей оборудования.

7 Трансформаторное масло

7.1 **Контроль качества масла при хранении**

7.1.1 Трансформаторное масло, слитое в резервуары МХ, подвергается лабораторным испытаниям по следующим показателям качества сразу после его приема из транспортной емкости или после слива из нового оборудования:

- внешний вид;
- кислотное число;
- температура вспышки в закрытом тигле;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- плотность;
- тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°С.

7.1.2 Находящееся на хранении свежее или регенерированное трансформаторное масло испытывается с периодичностью не реже одного раза в четыре года по следующим показателям качества:

- внешний вид;
- кислотное число;
- температура вспышки в закрытом тигле;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- плотность;

- содержание водорастворимых кислот;
- содержание присадок;
- тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°С;
- стабильность против окисления.

7.1.3 Показатели качества, которые могут определяться дополнительно по решению технического руководителя ГЭС приведены в 6.1.7.3, методы испытаний приведены в таблице 1.

Содержание воды и пробивное напряжение необходимо определять непосредственно перед подготовкой масла к заливу в электрооборудование.

7.1.4 Качество свежего масла, находящегося на хранении, должно соответствовать требованиям нормативных документов (международной спецификации, международного или национального стандарта, технических условий). Основные требования к качеству свежего масла приведены в ГОСТ Р 54331, IEC 60296:2012 [6], стандарте [8].

7.1.5 Качество регенерированного масла, находящегося на хранении, должно отвечать всем требованиям таблицы 3.

7.1.6 Качество эксплуатационного масла, находящегося на хранении, должно отвечать всем требованиям таблицы 4 (область нормального состояния).

7.1.7 Качество масел, поставляемых и хранящихся в электрооборудовании, должно соответствовать требованиям инструкций изготовителей электрооборудования.

7.2 **Контроль качества трансформаторных масел при заливе в электрооборудование**

7.2.1 Трансформаторные масла, подготовленные к заливу или доливу в электрооборудование, должны удовлетворять требованиям, изложенным в таблицах 2 или 3 настоящего стандарта.

Требования к качеству свежих трансформаторных масел, подготовленных к заливу или доливу в электрооборудование, приведены в таблице 2.

Требования к качеству регенерированных и очищенных эксплуатационных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта приведены в таблице 3.

При доливе эксплуатационного масла, оно должно отвечать требованиям Таблицы 4 настоящего стандарта (область нормального состояния).

7.2.2Объем контроля трансформаторных масел определяют исходя из требований к испытанию электрооборудования, которые регламентируют документы (руководства) по эксплуатации электрооборудования, [8], [15], [16], [17], [19].

Таблица 1 – Показатели качества товарных трансформаторных масел

Показатель	Марка масла										Требования ГОСТ Р 54331	Номер стандарта на метод испытаний
	ГК	ВГ	Т-1500У	ТКп	ТСп	МВТ	АГК	Nytro 11GX	Nytro 11GBX	Nytro 10XN		
1 Вязкость кинематическая, мм2/с, не более при: 50°С	9	9	11*	9	9	3,5*	5	9 (11*)	9 (12*)	9 (12*)	9	ГОСТ 33, ГОСТ Р 53708
минус 30°С	1200	1500	1300	1500	1300	150**	800**	1200	1200	800	1200	
2 Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0.01	ГОСТ 5985, ГОСТ 11362
3 Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	135	135	135	135	150	95	125	135	135	140	135	ГОСТ 6356, ГОСТ Р ЕН ИСО 2719
4 Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-	-	-	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	-	-	-	-	-	ГОСТ 6307
5 Содержание механических примесей	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	ГОСТ 6370
6 Температура застывания, °С, не выше	-45	-45	-55	-45	-45	-65	-60	-45	-40	-45	-45	ГОСТ 20287
7 Испытание коррозионного воздействия на пластинки из меди марки М1К или М2 по ГОСТ 859	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	-	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	ГОСТ 2917
8Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более при 90°С	0,5	0,5	0,5	2,2	1,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0.5	ГОСТ 6581
9 Плотность при 20°С***, кг/м^3, не более	895	895	885	900	895	-	895	895	895	895	895	ГОСТ 3900, ГОСТ Р ИСО 3675, ГОСТ Р 51069

Показатель	Марка масла										Требования ГОСТ Р 54331	Номер стандарта на метод испытаний
	ГК	ВГ	Т-1500У	ТКп	ТСп	МВТ	АГК	Nytro 11GX	Nytro 11GBX	Nytro 10XN		
10 Стабильность против окисления:												ГОСТ 981, ГОСТ Р 54331
– масса летучих кислот, мг КОН на 1 г масла, не более	0,04	0,04	0,07	0,008	0,005	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
– содержание осадка, % массы, не более	0,015	0,015	0,015	0,01	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	0,015	0,015	0,015	0,015	
– кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,10	0,10	0,15	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
11 Стабильность против окисления, метод МЭК, индукционный период, ч, не менее	150	150	150	-	-	150	150	-	-	-	-	ГОСТ Р 54331
12 Содержание серы, %, не более (коррозионная сера - отсутствие)****	-	-	0,45	-	0,6	-	-	-	-	-	0,3	ГОСТ Р 54331
13 Содержание ионола (АГИДОЛ-1), %, не менее	0,25	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,25	0,25	0,25	0,25	ГОСТ Р МЭК 60666, [9], [10], [11]
14 Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых частиц загрязнения и осадков, желтого или светло коричневого цвета											ГОСТ Р 54331

Примечания: При внесении изменений изготовителем масла в документы, определяющие технические требования к качеству масла, необходимо внести изменения в данную таблицу; при возникновении разночтений приоритетным являются требования изготовителя масла.

* При температуре 40°С.

** При температуре минус 40°С

*** При измерении плотности при 15°С, нормируемое значение устанавливается требованиями стандарта, технических условий или спецификации соответствия изготовителя масла

**** Определение по ГОСТ 19121, ГОСТ Р ЕН ИСО 14596, ГОСТ Р 51947 или ГОСТ Р 53203

Таблица 2 – Требования к качеству свежих трансформаторных масел, подготовленных к заливу или доливу в электрооборудование

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытаний	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электро-оборудование	
1 Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включ.	30	25	
	до 35 кВ включ.	35	30	
	от 60 до 150 кВ включ.	60	55	
	от 220 до 500 кВ включ.	65	60	
	750 кВ	70	65	
2 Кислотное число по ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более*	Электрооборудование: до 220 кВ включ. свыше 220 кВ	0,02 0,01	0,02 0,01	Возможно определение по ГОСТ 11362 с применением автоматических титраторов
3 Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356, °С, не ниже	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135	При применении арктического масла (АГК) или (МВТ) значение данного показателя определяется документом изготовителя на марку масла
4 Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814, % масс. (г/т, мг/кг, ppm.), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера по ГОСТ 24614, ГОСТ 7822, или методом газовой хроматографии в соответствии с [12] (приложение М)
	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,001 (10)	0,0015 (15)	
ГОСТ 1547 (качественно)	Оборудование, при отсутствии требований изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытаний	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электро-оборудование	
5 Содержание механических примесей: ГОСТ 6370, %, (класс чистоты по ГОСТ 17216, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включ.	Отсутствие (9)	Отсутствие (10)	Класс промышленный чистоты определяется по наибольшему значению любой из фракций (по наихудшей фракции). Возможно определение по ГОСТ ИСО 4407 с последующим перерасчетом по приложению Г ГОСТ 17216
Весовым методом в соответствии с [12] (приложение Е), %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216, не более)	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включ.	0,0008 (9)	0,0010 (10)	
6 Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С по ГОСТ 6581, %, не более*	Силовые и измерительные трансформаторы до 220 кВ включ.	1,7	2,0	Проба масла дополнительной обработке не подвергается
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включ., маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,5	0,7	
7 Содержание водорастворимых кислот по ГОСТ 6307 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	Отсутствие	Отсутствие	Для масла марки Т-1500У данный показатель не является браковочным, но определение обязательно
8 Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (ионол) ГОСТ Р МЭК 60666, % масс., не менее	Трансформаторы и маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,20	0,18	Возможно определение данного показателя в соответствии с [9], [10], [11]
9 Температура застывания, ГОСТ 20287, °С, не выше	Электрооборудование, заливаемое арктическим маслом	В соответствии с требованиями паспорта или спецификации изготовителя масла		

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытаний	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электро-оборудование	
10 Газосодержание в соответствии с инструкциями изготовителя, % об., не более (методом газовой хроматографии по [13])	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,1 (0,5)	– (1,0)	Норма газосодержания масла до залива в электро-оборудование методом газовой хроматографии не является браковочной, определение обязательное
11 Стабильность против окисления по ГОСТ 981	Силовые и измерительные трансформаторы от 110 до 750 кВ включ., маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	В соответствии с требованиями документа на конкретную марку масла	-	Для свежего масла допускается определение по международному стандарту и ГОСТ Р 54331

Примечание –

* Допускается применять для заливки силовых трансформаторов до 35 кВ включ. масло ТКп, а также их смеси с другими свежими маслами, если значение $tg\delta$ при 90°С не будет превышать 2,2 % до заливки и 2,6 % после заливки, при полном соответствии остальных показателей качества требованиям настоящей таблицы

Таблица 3 – Требования к качеству регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта[2]

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытаний	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	
1 Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее*	Электрооборудование:			
	до 15 кВ включ.	30	25	
	до 35 кВ включ.	35	30	
	от 60 до 150 кВ включ.	60	55	
	от 220 до 500 кВ включ.	65	60	
	750 кВ	70	65	
2 Кислотное число по ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	Силовые трансформаторы до 220 кВ включ.	0,05	0,05	Возможно определение по ГОСТ 11362 с применением автоматических титраторов
	Измерительные трансформаторы до 220 кВ включ.	0,02	0,02	
	Силовые и измерительные трансформаторы св. 220 до 500 кВ включ.	0,02	0,02	
	Силовые и измерительные трансформаторы св. 500 до 750 кВ включ.	0,01	0,01	
3 Температура вспышки в закрытом тигле, по ГОСТ 6356, °С, не менее	Силовые трансформаторы до 220 кВ включ.	130	130	При применении арктического масла (АГК) или (МВТ) значение данного показателя определяется стандартом на марку масла по таблице 1 настоящего стандарта
	Силовые и измерительные трансформаторы до 750 кВ включ.	135	135	

[2] Применение регенерированных и очищенных эксплуатационных масел для заливки высоковольтных вводов после ремонта не допускается, данное электрооборудование заливается после ремонта свежими маслами, отвечающими требованиям таблицы 2.

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытаний	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в элект-рооборудование	после заливки в электро-оборудование	
4 Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814, % масс. (г//т, мг/кг, ppm.), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные измерительные трансформаторы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера по ГОСТ 24614, ГОСТ 7822, методом газовой хроматографии в соответствии с [12] (приложение М)
	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла	0,001 (10)	0,0015 (15)	
по ГОСТ 1547 (качественно) *	Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие	
5 Содержание механических примесей**:				Класс промышленный чистоты определяется по наибольшему значению любой из фракций (по наихудшей фракции) Возможно определение по ГОСТ ИСО 4407 с последующим перерасчетом по ГОСТ 17216 (приложение Г)
ГОСТ 6370, %, (класс чистоты по ГОСТ 17216, не более);	Электрооборудование до 220 кВ включ.	Отсутствие (9)	Отсутствие (10)	
Весовым методом по [12] (приложение Е), %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216, не более)	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включ.	0,0008 (9)	0,0010 (10)	
6 Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С по ГОСТ 6581, %, не более	Силовые трансформаторы до 220 кВ включ.	5	6	Проба масла дополнительной обработке не подвергается
	Измерительные транс-форматоры до 220 кВ включ.	1,5	1,7	
	Силовые и измерительные трансформаторы св. 220 до 500 кВ включ.	1,5	1,7	
	Силовые и измерительные трансформаторы св. 500 до 750 кВ включ.	0,5	0,7	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытаний	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в элект-рооборудование	после заливки в электро-оборудование	
7 Содержание водорастворимых кислот по ГОСТ 6307 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжения	Отсутствие	Отсутствие	При применении в регенерированных маслах присадки БЕТОЛ-1 или аналогичной допускается щелочная реакция водной вытяжки (pH не более 8,5).
8 Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (ионол), ГОСТ Р МЭК 60666 % масс., не менее	Силовые и измерительные трансформаторы до 750 кВ включ.	0,20	0,18	Возможно определение данного показателя в соответствии с [9], [10], [11]
9 Температура застывания по ГОСТ 20287, °С, не выше	Электрооборудование, заливаемое арктическим маслом	В соответствии с требованиями паспорта или спецификации изготовителя масла		
10 Газосодержание в соответствии с инструкциями изготовителя, % объема, не более (методом газовой хроматографии [13])	Трансформаторы с пленочной защитой	0,1 (0,5)	– (1,0)	Норма газосодержания масла до залива в электрооборудование методом газовой хроматографии не является браковочной, определение обязательное
11 Стабильность против окисления** по ГОСТ 981 – кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включ.	0,2	-	Условия процесса: 130°С, 30 ч, 50 мл/мин O_2
– массовая доля осадка, %, не более		Отсутствие	-	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытаний	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла		Примечание
		предназначенного к заливке в элект-рооборудование	после заливки в электро-оборудование	
12 Содержание серы по ГОСТ 19121, %, не более	Электрооборудование: до 35 кВ включ.	0,60	0,60	Определение рекомендуется только для смесей масел и регене-рированных масел. Возможно определение по ГОСТ Р ЕН ИСО 14596, ГОСТ Р 51947 и ГОСТ Р 53203.
	св. 35 до 500 кВ включ.***	0,35	0,35	
	св. 500 до 750 кВ включ. ***	0,30	0,30	

Примечания:

* В масляных выключателях допускается применять регенерированные или очищенные эксплуатационные масла, а также их смеси со свежими маслами, если они удовлетворяют требованиям настоящей таблицы (пункты 1 и 4 таблицы 3) и имеют класс промышленной чистоты не более 11 (ГОСТ 17216) после залива в выключатель

** В случае необходимости по решению технического руководителя предприятия допускается залив регенерированного и очищенного эксплуатационного трансформаторного масла в силовые и измерительные трансформаторы до 500 кВ включ., если стабильность против окисления будет соответствовать норме на масло ТКп (см. таблицу 1 настоящего стандарта), а остальные показатели качества будут удовлетворять требованиям настоящей таблицы

*** Для электрооборудования 110 кВ и выше необходимо определять также наличие коррозионной серы по ГОСТ Р 54331 - коррозионная сера должна отсутствовать

Таблица 4 – Требования к качеству эксплуатационных трансформаторных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния	предельно-допустимое	
1 Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее	Электрооборудование:			
	до 15 кВ включ.	-	20	
	до 35 кВ включ.	-	25	
	от 60 до 150 кВ включ.	40	35	
	от 220 до 500 кВ включ.	50	45	
	750 кВ	60	55	
2 Кислотное число по ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,07	0,25	Возможно определение по ГОСТ 11362 с применением автоматических титраторов
3 Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356, °С, не менее	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125	
4 Влагосодержание: по ГОСТ Р МЭК 60814, % масс. (г/т, мг/кг, ppm.), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,0015 (15)	0,0020 (20)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера по ГОСТ 24614, ГОСТ 7822 или методом газовой хроматографии в соответствии с [12] (приложение М)
	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	-	0,0020 (20)	
по ГОСТ 1547 (качественно)	Электрооборудование, при отсутствии требований изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния	предельно-допустимое	
5 Содержание механических примесей:				Класс промышленный чистоты определяется по наибольшему значению любой из фракций (по наихудшей фракции). Возможно определение по ГОСТ ИСО 4407 с последующим перерасчетом по приложению Г ГОСТ 17216
ГОСТ 6370, %, (класс чистоты по ГОСТ 17216, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включ.	Отсутствие (11)	Отсутствие (12)	
Весовым методом по [12] (приложение Е), %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216, не более)	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включ.	0,0020 (11)	0,0030 (12)	
6 Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581, %, не более, при температуре 70°С/90°С	Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы:			Проба масла дополнительной обработке не подвергается. Норма tgδ при 70°С факультативна
	110-150 кВ включ.	8/12	10/15	
	220-500 кВ включ.	5/8	7/10	
	750 кВ	2/3	3/5	
7 Содержание водорастворимых кислот методом объемного титрования по [12] (приложение П), мг КОН//г масла, не более	Силовые трансформаторы, герме-тичные высоковольтные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ включ.	0,014	-	Количественное определение выполняют при наличии ВРК в масле (по ГОСТ 6307). При превышении нормы принять меры по восстановлению качества масла
	Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ включ.	0,030	-	
8 Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (ионол) ГОСТ Р МЭК 60666, % масс., не менее	Трансформаторы и негерметичные маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,1	-	Возможно определение данного показателя в соответствии с [9], [10], [11] При снижении ниже нормы принять меры по восстановлению качества масла *
9 Содержание шлама, % масс., не более, весовым методом в соответствии с [14]	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, 110 кВ и выше	-	0,005	Определение данного показателя производится при превышении значения КЧ 0,07 мг КОН/г масла

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния	предельно-допустимое	
10 Газосодержание в соответствии с инструкциями изготовителя, % объема, не более (методом газовой хроматографии [13])	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4	

Примечания:

* Стабилизация масла присадкой выполняется после определения восприимчивости масла к присадке в лабораторных условиях.

Таблица 5 – Требования к качеству свежих нефтяных турбинных масел класса вязкости 46 для гидроагрегатов

Наименование показателя качества	Значение показателя качества масла			Методы испытаний
	Тп-30 по ГОСТ 9972	Импортное*	ИСО 8068 [7]	
1) Вязкость кинематическая, мм^2/с, при температуре 40°С	41,4-50,6	41,4-50,6	41,4-50,6	ГОСТ 33
2) Кислотное число, мг КОН/г, не более	0,5	*	0,2	ГОСТ 5985, возможно определять по ГОСТ 11362
3) Стабильность против окисления при 150°С, 15 ч и расходе кислорода 5 дм^3/ч – кислотное число, мгКОН/г – массовая доля осадка, %	 0,5 0,01	 0,5 0,01	*	ГОСТ 981
4) Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	190	190	186	ГОСТ 4333
5)Температура застывания, °С, не выше	Минус 10**	Минус 6**	Минус 6	ГОСТ 20287
6) Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие	*	-	ГОСТ 6307
7) Время деэмульсации, с, не более	210	*	*	ГОСТ 12068
8) Коррозия на стальных стержнях	Отсутствие			ГОСТ 19199
9) Содержание механических примесей, % масс., не более	0,005 (отсутствие)			ГОСТ 6370
10) Содержание воды, % масс., не более	0,03 (отсутствие)		0,02	ГОСТ 24614, ГОСТ Р МЭК 60814, возможно определять по ГОСТ 2477
11) Плотность при 20°С, кг/м^3,не более	895	*	*	ГОСТ 3900
12) Класс промышленной чистоты, не более - для системы регулирования - для системы смазки	 11 13	 11 13	*	ГОСТ 17216 (приложения А, В и Г), ГОСТ ИСО 4407
13) Массовая доля серы, % не более	0,8		-	ГОСТ 1437, возможно определять по ГОСТ Р 53203 и ГОСТ Р 51947
14) Содержание присадки АГИДОЛ-1 (ионол), % масс., не менее	0,5**	*	-	Определение данного показателя в соответствии с [9] или [11]

Наименование показателя качества	Значение показателя качества масла			Методы испытаний
	Тп-30 по ГОСТ 9972	Импортное*	ИСО 8068 [7]	
15) Испытание коррозионного воздействия на пластинки из меди марки М2 по ГОСТ 859 в течении 3 ч при 100 ºС	Выдерживает***			ГОСТ 2917***
16) Внешний вид (визуальный контроль)	Чистая и прозрачная жидкость, желтого или светло-коричневого цвета, не содержащая взвешенных частиц загрязнений и осадков.			

Примечания:

* Определяется требованием спецификации соответствия изготовителя на конкретную марку масла или требованиями ИСО 8068 [7]

** Приведенные нормы не являются браковочными, определение выполняют по решению технического руководителя ГЭС

*** Испытание выдерживает если цвет пластины относится к группе 1

Т а б л и ц а 6 – Требования, предъявляемые к эксплуатационным и регенерированным нефтяным турбинным маслам, заливаемым в гидроагрегаты

Наименование показателя качества	Значение показателя качества масла		Методы испытаний
	Тп-30	Импортное*	
1) Кислотное число, мг КОН/г	не более 0,5**		ГОСТ 5985, возможно определять по ГОСТ 11362
2) Стабильность против окисления при 150°С, 15 ч и расходе кислорода 5 дм^3/ч – кислотное число, мг КОН/г – массовая доля осадка, %	 0,9** 0,05**	 * *	ГОСТ 981
3) Реакция водной вытяжки	Нейтральная	*	ГОСТ 6307
4) Время деэмульсации, с, не более	400**	*	ГОСТ 12068
5) Коррозия на стальных стержнях	Отсутствие		ГОСТ 19199
6) Содержание шлама (общее), % масс., не более	0,005 (отсутствие)		[14]
7) Содержание воды, % масс., не более	0,03 (отсутствие)		ГОСТ 24614, ГОСТ Р МЭК 60814, возможно определять по ГОСТ 2477
8) Содержание механических примесей, % масс., не более	0,005 (отсутствие)		ГОСТ 6370
9) Класс промышленной чистоты, не более - для системы регулирования - для системы смазки	 11 13	 11 13	ГОСТ 17216 (приложения А, В и Г ГОСТ 17216), ГОСТ ИСО 4407
10) Содержание присадки АГИДОЛ-1 (ионол), % масс., не менее	0,3**	*	Определение данного показателя в соответствии с [9] или [11]
11) Вязкость кинематическая, мм^2/с, при температуре 40°С	41,4-50,6		ГОСТ 33
12) Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	190	186	ГОСТ 4333
13) Внешний вид (визуальный контроль)	Чистая и прозрачная жидкость, желтого или коричневого цвета, не содержащая взвешенных частиц загрязнений и осадков.		

Примечания:

* Определяется требованием изготовителя на конкретную марку масла

** Приведенные нормы не являются браковочными, определение выполняют по решению технического руководителя ГЭС

Таблица 7 – Требования, предъявляемые к нефтяным маслам, работающим в маслосистемах гидроагрегатов

Наименование показателя качества	Значение показателя качества масла		Методы испытаний
	Тп-30	Импортное*	
1) Кислотное число, мг КОН/г, не более	0,6	*	ГОСТ 5985, возможно определять по ГОСТ 11362
2) Стабильность против окисления при 150°С, 15 ч и расходе кислорода 5 дм^3/ч – кислотное число, мгКОН/г – массовая доля осадка, %	 ** **	 * *	ГОСТ 981
3) Время деэмульсации, с, не более	1200**	*	ГОСТ 12068
4) Содержание шлама (общее), % масс., не более - для системы регулирования - для системы смазки	0,005 (отсутствие) 0,01		[14]
5) Содержание воды, % масс., не более	0,03 (отсутствие)		ГОСТ 24614, ГОСТ Р МЭК 60814, возможно определять по ГОСТ 2477
6) Класс промышленной чистоты, не более - для системы регулирования - для системы смазки	11 13		ГОСТ 17216 (приложения А, В и Г ГОСТ 17216), ГОСТ ИСО 4407
7) Содержание присадки АГИДОЛ-1 (ионол), % масс., не менее	0,1**	*	Определение данного показателя в соответствии с [9] или [11]
8) Изменение кинематической вязкости от исходного значения для масла перед его заливкой в оборудование, %, не более	10		ГОСТ 33
9) Изменение температуры вспышки в открытом тигле от предыдущего значения, ºС, не более	10		ГОСТ 4333
10) Внешний вид (визуальный контроль)	Чистая и прозрачная жидкость, желтого или коричневого цвета, не содержащая взвешенных частиц загрязнений и осадков.		

Примечания:

* Определяется требованием изготовителя на конкретную марку масла

** Приведенные нормы не являются браковочными, определение выполняют по решению технического руководителя ГЭС в соответствии с п. 8.3.4 настоящего стандарта.

7.3 **Контроль качества масла в оборудовании при эксплуатации**

7.3.1 Требования к качеству эксплуатационных трансформаторных масел в зависимости от вида оборудования и класса напряжения, методы испытаний приведены в таблице 4.

7.3.2 Объем и периодичность контроля трансформаторных масел определяется требованиями к испытанию электрооборудования, которые регламентируют документы (руководства) по эксплуатации электрооборудования [8], [15], [16], [17], [19].

7.3.3 Периодичность испытаний – не реже одного раза в четыре года.

7.3.4 При выполнении лабораторных испытаний масел, эксплуатируемых в оборудовании, на основании полученных результатов можно определить три основные области состояния масел по их качеству (нормативные значения показателей качества трансформаторных масел, определяющие границы этих областей, приведены в таблице 4).

7.3.5 Область нормального состояния масла (область значений показателей качества, ограниченная значениями нормального состояния по таблице 4), когда качество масла гарантирует надежную работу оборудования, при этом для контроля достаточно определение минимально необходимого количества показателей, таких как пробивное напряжение, кислотное число, температура вспышки, содержание воды и внешний вид (позиции 1-4 таблицы 4).

7.3.6 Температура вспышки может не определяться для масел из оборудования, контролируемого хроматографическим анализом растворенных в масле газов.

7.3.7 Необходимость расширения объема испытаний определяется на основании полученных результатов и рекомендуемой периодичности испытаний, а также в случаях ухудшения характеристик твердой изоляции, срабатывании газовых реле трансформаторов, результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов, проведения комплексного обследования электрооборудования.

7.3.8 Область риска (область значений показателей качества, ограниченная значением нормального состояния и предельно-допустимым значением таблицы 4), когда ухудшение качества масла вследствие старения и загрязнения приводит к снижению надежности оборудования и требует более учащенного и расширенного контроля для прогнозирования его срока службы и разработки мероприятий по поддержанию (восстановлению) эксплуатационных свойств масла.

7.3.9 Восстановление таких показателей качества, как пробивное напряжение и влагосодержание масла, необходимо проводить в возможно короткие сроки.

7.3.10 В случае достижения значения пробивного напряжения «области риска» следует обязательно определить значение показателей качества по влагосодержанию, по содержанию механических примесей или класса промышленной чистоты, по тангенсу угла диэлектрических потерь, (позиции 4 - 6 таблицы 4) для выявления причин, вызвавших данное ухудшение и разработки мер по восстановлению качества. Рекомендуется также дополнительно определить значение показателя качества газосодержания, (позиция 10 таблицы 4) для герметичного электрооборудования.

7.3.11 При достижении кислотного числа значения 0,07 мг КОН/г обязательно следует определить значение показателей качества по тангенсу угла диэлектрических потерь, содержанию водорастворимых кислот, антиокислительной присадки, масляного шлама (позиции 6 - 9) и на основании данных расширенного контроля определить потенциальный срок службы масла, разработать и принять меры по защите его от старения и (или) регенерации. Рекомендуется также дополнительно определить значение показателя качества газосодержание (позиция 10 таблицы 4), если при этом отдельно определяется индивидуальное содержание кислорода в масле.

7.3.12 В случае достижения значения температуры вспышки «области риска» следует обязательно выполнить хроматографический анализ растворенных в масле газов.

7.3.13 Если при визуальном контроле пробы масла, определено наличие в нем частиц загрязнений (дисперсной воды, волокон, угля, металла и других твердых частиц, шлама и осадков), помутнение и (или) значительное потемнение, то следует определить значения всех показателей качества (позиции 1-10 таблицы 4). На основании результатов расширенного контроля разработать и выполнить мероприятия по его очистке (регенерации) и (или) по защите от старения и загрязнения. Следует отметить, что визуальный контроль не является решающим фактором для отбраковки масел.

7.3.14 Область превышения предельно-допустимых значений – область значений показателей качества, превышающих предельно-допустимые значения таблицы 4, в которой ухудшение качества масла достигает такого уровня, что не обеспечивает необходимой надежности работы оборудования, и требуется замена масла на свежее или его глубокая регенерация для предотвращения вероятности отказа электрооборудования по причине низких эксплуатационных характеристик масла.

Примечание – Поддержание или восстановление эксплуатационных характеристик масел при достижении значений показателей качества «области риска» намного экономичнее, чем проведение операции по замене масла или его глубокой регенерации, что связано с необходимостью вывода электрооборудования из работы.

7.3.15 Наибольшее отрицательное воздействие по снижению надежности работы электрооборудования оказывает образование в масле шлама и значительное загрязнение его водой, механическими примесями, солями различных кислот и коллоидными частицами (особенно теми, которые ухудшают пробивное напряжение масла).

7.3.16 При комплексном обследовании электрооборудования могут применяться другие методы контроля, которые не приведены в таблице 4. Критерии оценки состояния электрооборудования при комплексной диагностике с применением дополнительных методов контроля качества масла определяет организация, выполняющая комплексное обследование, на основании требований действующих документов и практического опыта диагностики электрооборудования. Рекомендуется применять специальные экспертно-диагностические программы для обработки результатов испытаний.

7.4 **Нормы и требования по хранению трансформаторного масла**

7.4.1 На ГЭС должен постоянно храниться запас трансформаторного масла в количестве, равном (или более) вместимости одного самого вместительного масляного выключателя, и запас на доливки не менее 1% всего масла, залитого в электрооборудование согласно ПТЭ [1].

7.4.2 На ГЭС, оснащенной только воздушными, элегазовыми или малообъемными масляными выключателями должен постоянно храниться запас трансформаторного масла в количестве не менее 10% объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости, и запас на доливки не менее 1% всего масла, залитого в электрооборудование согласно ПТЭ [1].

7.4.3 Дополнительный объем трансформаторного масла, который должен находиться на хранении, при планировании ремонта с заменой масла в электрооборудовании – 115% от объема масла в электрооборудовании, планируемого к ремонту.

7.4.4 Дополнительный объем трансформаторного масла, который должен находиться на хранении, при планировании ремонта без замены масла в электрооборудовании – 15% от объема масла в электрооборудовании, планируемого к ремонту.

7.4.5 Хранение масел осуществляют в закрытых резервуарах, установленных на маслохозяйстве, оборудованных воздухоосушительными фильтрами, при необходимости обогревом и тепловой изоляцией. Температурный режим хранения масла должен обеспечивать возможность его перекачки в любое время года, но рекомендуется не превышать температуру 25°С. Возможно хранение масел в таре (200 л бочки, канистры и др.) в помещениях, исключающих загрязнение тары и попадание на тару осадков.

7.4.6 Резервуары должны быть специализированы для раздельного хранения масел различных типов, марок и состояния.

Для хранения трансформаторных масел должны быть предусмотрены резервуары, предназначенные для хранения только трансформаторных масел.

Свежие, подготовленные, эксплуатационные (регенерированные) масла и отработанные масла должны храниться в различных резервуарах.

7.4.7 Масла различных марок, рекомендуется хранить и использовать раздельно, без смешения, в соответствии с областью их применения, рекомендации по применению и смешению масел приведены в Приложении Г настоящего стандарта. Возможность применения одних и тех же резервуаров для хранения масел различных марок (или смесей масел), а также мероприятия по их подготовке к хранению должны быть отражены в инструкции по эксплуатации МХ.

7.4.8. Гарантийный срок хранения свежего масла – не менее 1 года (определяется требованиями документов изготовителей масел).

7.5 **Подготовка трансформаторных масел к заливу в оборудование**

7.5.1 Основные правила подготовки и залива трансформаторного масла приведены в инструкциях изготовителей электрооборудования и в стандартах [8], [15], [16], [17].

7.5.2 После капитального ремонта в силовые и измерительные трансформаторы, а также масляные выключатели допускается заливать подготовленные (очищенные) свежие, эксплуатационные и регенерированные масла, а также их смеси, если их качество удовлетворяет требованиям таблицы 2 или таблицы 3 настоящего стандарта.

7.5.3 Долив масла в электрооборудование должен осуществляться с учетом области применения масла и порядка смешения (в соответствии с приложением Г настоящего стандарта).

Примечания:

1. Если долив масла производится в электрооборудование после его монтажа или ремонта, то показатели качества подготовленных (очищенных) масел, предназначенных для долива, должны удовлетворять требованиям таблицы 2 или 3 настоящего стандарта;

2. Если долив масла производится в эксплуатируемое электрооборудование, то показатели качества масел, предназначенных для долива, должны удовлетворять требованиям таблицы 4 настоящего стандарта (область нормального состояния масла).

7.5.4 При доливе масла в высоковольтные вводы или его замене следует руководствоваться требованиями документов изготовителя электрооборудования, а также положениями приложения Г настоящего стандарта.

Залив высоковольтных вводов после ремонта выполняется только свежим подготовленным маслом (рекомендуется использовать для этих целей масло с высокой стабильностью против окисления).

7.6 **Эксплуатация и техническое обслуживание трансформаторных масел**

7.6.1 **Способы сохранения эксплуатационных свойств**

Эксплуатация и техническое обслуживание трансформаторных масел в электрооборудовании осуществляется в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации изготовителей электрооборудования.

Основные способы сохранения эксплуатационных свойств трансформаторного масла являются:

– непрерывная регенерация крупнопористыми адсорбентами масла, залитого в оборудование, с использованием термосифонных или адсорбционных фильтров;

– правильная эксплуатация воздухоосушительных фильтров;

– применение специальных средств защиты масла от окисления и загрязнения (пленочная или азотная) или полная герметизация электрооборудования;

– поддержание в масле необходимой концентрации антиокислительной присадки (ингибитора окисления) АГИДОЛ-1 (ионол);

– эффективное охлаждение масла;

– эффективная очистка или регенерация масла при проведении ремонтов электрооборудования;

– промывка (подготовка) электрооборудования перед заливом масла.

7.6.2 **Эксплуатация адсорбционных и термосифонных фильтров**

Для сохранения необходимых свойств масла в эксплуатации, замедления процессов его старения и увеличения срока службы (соответственно увеличения срока службы твердой изоляции) масло в трансформаторах подвергается непрерывной регенерации с применением фильтров, заполненных адсорбентом.

В соответствии с ГОСТ 11677 и ГОСТ Р 52719 масляные трансформаторы мощностью более 1 МВ·А оборудуются термосифонными фильтрами при системах охлаждения с естественной циркуляцией масла и адсорбционными фильтрами при системах охлаждения с принудительной циркуляции масла, а также фильтрами для очистки от механических примесей, с целью предотвращения попадания мелких частиц адсорбента в бак трансформатора.

Трансформаторы производства зарубежных изготовителей термосифонными и адсорбционными фильтрами штатно не оборудуются, однако в документации по эксплуатации рекомендуется использование дополнительного адсорбционного МОО, которое выполняет функции адсорбционных фильтров трансформаторов отечественного производства.

Непрерывная регенерация масла осуществляется посредством естественной циркуляции масла сверху-вниз через термосифонный фильтр на основе

термосифонного эффекта, а в адсорбционных фильтрах посредством принудительной циркуляции масла, создаваемой насосами охлаждения.

При подготовке к эксплуатации термосифонных и адсорбционных фильтров следует особое внимание обращать на надежность крепления фильтрующей сетки на опорной решетке с тем, чтобы исключить унос потоками масла фракций адсорбента в бак трансформатора, особенно в трансформаторах с принудительной циркуляцией масла, т.к. попадая в масляные каналы обмотки, адсорбент вызывает ухудшение охлаждения обмотки, ее перегрев, и как следствие, ускоренное старение твердой изоляции и масла, которое может быть выявлено хроматографическими методами.

Количество адсорбента, загружаемого в фильтры трансформаторов, различно и зависит от марки оборудования и количества залитого в него масла. Рекомендуемое количество адсорбента составляет не менее 1,25% от массы залитого масла в трансформаторах мощностью до 630 кВ·А, 1% – для трансформаторов, масса залитого масла в которых не превышает 30 т и 0,8% – для трансформаторов, масса залитого масла в которых свыше 30 т.

Для регенерации трансформаторных масел применяются крупнопористые адсорбенты (размер пор от 30×10^{-10} до 70×10^{-10} м), такие как: силикагель марок КСКГ и ШСКГ по ГОСТ 3956, активная окись алюминия марок АОА-1 и АОА-2 по ГОСТ 8136, алюмосиликатный адсорбент и некоторые другие. Крупнопористые адсорбенты активно поглощают из масел различные продукты старения (органические кислоты, перекиси, мыла и т.п.), растворенную воду и смолоасфальтовые соединения, тем самым поддерживают эксплуатационные свойства масла в необходимых пределах.

Не рекомендуется замена в фильтрах силикагеля или другого крупнопористого адсорбента на цеолит, так как цеолиты типа NaA, NaX не адсорбируют большинство продуктов старения масла в связи с малым размером пор (от $3,8\times10^{-10}$ до $4,5\times10^{-10}$ м). Также нерационально использование в адсорбционных и термосифонных фильтрах силикагеля-шихты марки ШСКГ, содержащего до 65% зерен размером от 0,5 до 3,0 мм и уходящих в отсев.

Перед подготовкой и загрузкой в фильтры адсорбент должен быть просеян, для удаления пыли и мелких фракций. Рабочей фракцией адсорбента является фракция от 2,8 до 7,0 мм.

Адсорбент, загружаемый в фильтр трансформаторов, должен иметь остаточное влагосодержание не более 0,5 % масс. Определение массовой доли потери при прокаливании силикагеля (адсорбентов) определяется в соответствии с требованиями ГОСТ 3956. Для достижения необходимого влагосодержания просеянные адсорбенты сушат при температуре от 150 до 200°С в течение от 5 до 10 ч в тонком слое. Применение вакуумирования позволяет значительно ускорить процесс осушки и снизить температуру. Для ускорения процесса осушки

адсорбентов можно также применять продувку через слой адсорбента горячего воздуха или инертного газа. Использование вакуумирования или продувки позволяет осуществлять сушку адсорбентов непосредственно в фильтрах. После осушки остывший адсорбент загружается в фильтр или, при необходимости транспортировки и хранения, высыпается в герметичный бак с подготовленным трансформаторным маслом (с пробивным напряжением $U_{пр}$ не менее 65 кВ). В герметичном баке под слоем масла адсорбент может храниться без потери активности длительное время, не менее месяца. При загрузке адсорбента непосредственно в фильтр, минуя хранение в герметичном баке, необходима дополнительная отмывка его от пыли подготовленным маслом.

Недопустимо использование в фильтрах непросушенного адсорбента с остаточным влагосодержанием более 0,5% масс. для предотвращения увлажнения масла и твердой изоляции трансформаторов.

Адсорбционные и термосифонные фильтры после сбора и монтажа, загруженные подготовленным адсорбентом, заполняются маслом из маслосистемы трансформатора путем подачи масла снизу вверх при открытой воздуховыпускной пробке на верхнем патрубке фильтра или маслоохладителе. Фильтры трансформаторов напряжением 110 кВ и выше заполняются маслом под вакуумом, а фильтры трансформаторов напряжением ниже 110 кВ заполняются без вакуума, но с принятием мер для предотвращения попадания воздуха в бак. В этом случае фильтр включают в работу после длительного отстоя (не менее 12 ч) и периодического выпуска выделявшегося из адсорбента воздуха.

Заполнение фильтров трансформаторов напряжением 220 кВ и выше маслом проводят при остаточном давлении не выше 5332 Па (40 мм рт. ст.). Для трансформаторов напряжением от 110 до 154 кВ глубина вакуумирования при заполнении фильтров маслом устанавливается изготовителями.

Для оценки работоспособности адсорбента в процессе эксплуатации необходимо использовать данные химического анализа масла. Значительное (более чем в 2 раза) увеличение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот и tgδ масла в сравнении с предыдущим анализом указывает на потерю активности адсорбента и может быть основанием для его замены.

Адсорбент в термосифонных и адсорбционных фильтрах должен заменяться в трансформаторах мощностью более 630 кВ·А при превышении значения одного из следующих показателей, приведенных в таблице 4 (графа 4, значения, ограничивающие область нормального состояния масла):

– кислотного числа масла – 0,07 мг КОН/г;

– tg δ соответствующей эксплуатационной нормы для оборудования данного класса напряжения (см. таблицу 4 настоящего стандарта);

– наличия растворенного шлама;

– содержания водорастворимых кислот – 0,014 мг КОН/г.

Силикагель может заменяться в фильтрах по решению технического руководителя ГЭС перед стабилизацией масла присадками, на основании результатов комплексного обследования трансформаторов, при ухудшении характеристик твёрдой изоляции при эксплуатации электрооборудования, при ремонте трансформаторов, а также для замедления старения масла до достижения показателями качества указанных выше значений.

Для трансформаторов мощностью 630 кВ·А и менее замена производится при их ремонте.

Замена адсорбента в процессе эксплуатации может осуществляться без демонтажа фильтра. Для этого перекрываются верхний и нижний запорные вентили, сливается масло из фильтра в подготовленную емкость, а затем выгружают отработанный адсорбент. Далее загружают подготовленный адсорбент и заполняют фильтр маслом под вакуумом. Замена может производиться на работающем оборудовании.

Эффективность регенерации масла крупнопористым адсорбентом тем выше, чем меньше влаги содержится в эксплуатационном масле.

Срок службы (продолжительность эффективной регенерации эксплуатационного масла) силикагеля марки КСКГ составляет не более 5 лет. В оборудовании с дефектами, ускоряющими старение масла, срок службы силикагеля может быть в несколько раз меньше.

7.6.3 **Эксплуатация и контроль воздухоосушительных фильтров (ВОФ)**

Воздухоосушительные фильтры применяются:

– для осушки от влаги воздуха, поступающего в надмасляное пространство расширителя трансформаторов со «свободным дыханием»;

– для предохранения от увлажнения масла в резервуарах на маслохозяйстве;

– для предохранения масла и изоляции от увлажнения и загрязнений во вводах напряжением от 110 до 500 кВ негерметичного исполнения.

Сухой воздух защищает масло и твердую изоляцию трансформатора от увлажнения. Расширители трансформаторов мощностью 25 кВ·А и более оборудуются воздухоосушительными фильтрами с масляными затворами в соответствии с ГОСТ 11677 и ГОСТ Р 52719.

Наличие сухого воздуха над маслом предохраняет резервуар от коррозии, а масло от загрязнения ржавчиной и водой.

Заводами изготавливаются четыре типоразмера фильтров – на 1, 2, 3 и 5 кг адсорбента. Трансформаторы с массой масла свыше 60 т (а также резервуары хранения) должны оборудоваться двумя фильтрами по 5 кг адсорбента каждый.

В качестве поглотителя в воздухоосушительных фильтрах наиболее целесообразно использовать крупнопористые силикагели, обработанные хлористым кальцием или мелкопористые силикагели, специально

предназначенные для осушки газов (возможно применение активных окисей алюминия для этих целей).

Осушитель перед загрузкой в фильтр просеивается от пыли и сушится для достижения необходимой остаточной влажности (не более 0,5% масс.). Силикагель сушится при температуре от 150 до 200°С в течение от 6 до 10 ч в тонком слое. Температура сушки других видов сорбентов, определяется требованиями документации изготовителей. Использование при сушке вакуумирования или продувки горячим газом позволяет значительно сократить по времени этот процесс.

Фильтры заполняют осушителем через верхний патрубок или через люк в дне. При этом между уровнем осушителя и крышкой фильтра должно оставаться от 15 до 20 мм свободного пространства.

Для удобства обслуживания фильтр присоединяется к «дыхательному трубопроводу» на высоте 1,5 м от земли.

Для контроля качества осушителя в фильтре применяется индикаторный силикагель, который помещается в патрон против смотрового окна фильтра.

Для изоляции осушителя от окружающего воздуха и очистки воздуха от механических примесей ВОФ оборудуются масляным затвором. Затвор следует заливать подготовленным трансформаторным маслом.

Возможно применение ВОФ с дополнительными специальными аэрозольными фильтрами и/или автоматически регенерируемых ВОФ.

Контроль состояния осушителя в эксплуатации заключается в наблюдении за окраской индикаторного адсорбента и уровнем масла в масляном затворе. При осветлении отдельных зерен следует усилить надзор за фильтром, а когда зерна индикаторного сорбента примут розовую окраску, следует заменить осушитель в фильтре. При отсутствии возможности осуществлять регулярный контроль изменения цвета индикаторного силикагеля осушитель в фильтре следует заменять не реже одного раза в шесть месяцев.

Контроль работоспособности автоматически регенерируемых ВОФ осуществляется с помощью датчиков содержания воды.

При замене адсорбента в ВОФ следует сменить масло в масляном затворе. Замена производится в сухую погоду, отключая ВОФ из работы не более чем на три часа. Целесообразно замену производить путем демонтажа ВОФ с отработанным адсорбентом и установкой вместо него подготовленного к работе нового ВОФ.

Индикаторный силикагель, насыщенный хлористым кобальтом, для повторного использования восстанавливается прогревом не более чем до 120°С в течение от 15 до 20 ч до принятия всей массы адсорбента голубой окраски. Нагрев адсорбента до 150°С не рекомендуется, т.к. при этом хлористый кобальт разлагается.

В связи с небольшой вместимостью по адсорбенту воздухоосушительных фильтров вводов, измерительных трансформаторов и воздухоосушительных патронов баков контакторов устройств РПН, в них следует использовать только силикагель-индикатор.

7.6.4 **Специальные средства защиты масла от окисления, пленочная и азотная защиты**

Специальные средства защиты масла от окисления применяются для исключения возможности непосредственного контакта масла в расширителе трансформатора с воздухом, т.е. практически полного устранения главной причины старения масла – окисления кислородом воздуха.

Однако процессы старения масла имеют место и при использовании специальных средств защиты от окисления. Процессы старения масла в герметичном оборудовании будут проявляться, в основном, в потемнении масла и росте tgδ. Чем больше содержит масло смолистых веществ, полициклических ароматических и нафтено-ароматических углеводородов, тем интенсивнее идут процессы уплотнения углеводородов, ведущие к потемнению масла и росту tgδ. Эти процессы интенсифицируются электрическим полем. Особенно интенсивно процессы уплотнения протекают в маслах с высоким содержанием ароматических углеводородов и смол. Поэтому наиболее полно характеризует степень старения масла в герметичных трансформаторах с азотной или пленочной защитой такой показатель качества масла, как tgδ. В процессе эксплуатации может происходить снижение пробивного напряжения масла и увеличение влагосодержания за счет образования реакционной воды при старении в основном твердой изоляции, а также загрязнение масла механическими примесями.

Основным элементом пленочной защиты является эластичная емкость, помещенная внутрь расширителя трансформатора. Она выполняется из маслостойкой прорезиненной ткани. Внутренняя полость оболочки через дыхательный патрубок с ВОФ сообщается с атмосферой и под действием атмосферного давления плотно прилегает к внутренней поверхности расширителя и к поверхности масла.

При температурных колебаниях уровня масла в расширителе оболочка компенсирует изменения объема масла путем обмена воздуха во внутренней полости с окружающей средой. Воздухоосушительный фильтр предотвращает попадание влажного воздуха внутрь оболочки и возможность образования конденсата на ее поверхности.

Трансформатор с пленочной защитой заливается дегазированным маслом.

В эксплуатации для оценки герметичности защиты выполняется контроль общего газосодержания масла. Газосодержание определяется методом газовой хроматографии в соответствии с стандартом [13]. О надежности защиты косвенно можно судить также по показателям кислотного числа и содержанию

антиокислительной присадки в масле. Внеочередной контроль состояния эластичной оболочки следует производить при срабатывании газового реле трансформатора.

При нарушениях работы пленочной защиты, сопровождающихся увеличением газосодержания масла, целесообразно обратить особое внимание на герметичность эластичной оболочки и правильную эксплуатацию ВОФ.

7.6.5 **Химическая защита масла от старения с помощью ингибиторов окисления**

Все отечественные трансформаторные масла, выпускаемые в настоящее время, содержат антиокислительную присадку АГИДОЛ-1 (ионол, 2.6-дитретбутил-4-метилфенол, 2.6-дитретбутилпаракрезол).

Количество присадки в свежем трансформаторном масле зависит от марки масла и должно быть не менее 0,20% масс. В присутствии АГИДОЛ-1 процесс термоокислительного старения масла находится в индукционном периоде, который характеризуется малыми скоростями образования различных продуктов окисления и как следствие малым изменением показателей качества масла. Оптимальным содержанием присадки в масле является ее количество в пределах от 0,20 до 0,60% масс., АГИДОЛ-1 в масле находится в растворенном состоянии и практически не извлекается из масла различными адсорбентами при непрерывной регенерации.

Эффективность работы АГИДОЛ-1, как ингибитора окисления, значительно выше в глубоко очищенных маслах с малым содержанием ароматических углеводородов и смол, таких как масла гидрокрекинга марки ГК, ВГ, МВТ и АГК.

При эксплуатации трансформаторного масла идет процесс непрерывного расхода АГИДОЛ-1, скорость которого зависит от многих факторов и, в первую очередь, от температуры и концентрации кислорода в масле. С их увеличением увеличивается и расход ионола.

При снижении концентрации АГИДОЛ-1 в эксплуатационном масле ниже определенного предела (менее 0,10% масс.) существует риск интенсивного старения масла, обусловленный значительным снижением стабильности против окисления (кроме масла ГК, для которого этот порог может составлять менее 0,05% масс.). Снижение стабильности против окисления объясняется тем, что при малых концентрациях АГИДОЛ-1 в масле перестает работать как ингибитор окисления и становится инициатором окисления.

Эксплуатация трансформаторного масла с содержанием АГИДОЛ-1 ниже 0,10% масс. нежелательна потому, что при этом возможно образование шлама и ухудшение эксплуатационных характеристик масла. Это ведет к значительному увеличению расхода силикагеля в фильтрах трансформаторов для поддержания эксплуатационных характеристик масла или к необходимости последующей замены масла.

В процессе эксплуатации необходимо контролировать содержание АГИДОЛ-1 и при снижении его концентрации до 0,15 % масс. и менее вводить его в масло в количестве от 0,10 до 0,30% масс.

Введение АГИДОЛ-1 в эксплуатационное масло, в котором образовался шлам, а также в масло с кислотным числом более 0,07 мг КОН/г может быть неэффективно, поэтому перед введением присадки необходимо проверить масло на восприимчивость и выполнить регенерацию такого масла крупнопористым адсорбентом.

Для определения содержания АГИДОЛ-1 в трансформаторном масле следует применять метод инфракрасной спектроскопии (ГОСТ Р МЭК 60666) и методы высокоэффективной (по методике [9]) или тонкослойной хроматографии по методике [11] или газовой хроматографии, приведенном в стандарте [10]. Наиболее универсален метод высокоэффективной хроматографии [9], который позволяет количественно определять и другие присадки.

Присадку АГИДОЛ-1 вводят в масло на маслохозяйстве.

АГИДОЛ-1 вводят в трансформатор следующими способами:

– подача концентрированного раствора (15 - 20% масс.) АГИДОЛ-1 через нижний боковой кран трансформатора в эксплуатационное масло;

– долив трансформатора концентрированным раствором (15 - 20% масс.) АГИДОЛ-1 через расширитель.

Наиболее предпочтителен способ введения присадки посредством концентрированного раствора через нижний боковой кран трансформатора, т.к. обеспечивает быстрое и равномерное распределение присадки во всем объеме масла.

Необходимое количество концентрированного раствора АГИДОЛ-1 в свежем трансформаторном масле доставляется к оборудованию в передвижной емкости. Емкость присоединяется маслопроводами (шлангами) к маслонасосу, фильтру тонкой очистки и нижнему боковому крану бака трансформатора. Затем маслопроводы постепенно заполняются маслом с обязательным выпуском воздуха из фильтров и шлангов. После заполнения линии подачи раствора, концентрированный раствор АГИДОЛ-1 из емкости закачивается маслонасосом через фильтр и нижний боковой кран в бак трансформатора. В герметичное электрооборудование раствор вводят с помощью вакуумной дегазационной установки.

Концентрированный (15 - 20% масс.) раствор АГИДОЛ-1 в свежем подготовленном трансформаторном масле готовят на маслохозяйстве в специальном баке.

Оптимальная температура приготовления раствора 50-60°С. Для приготовления раствора бак заполняется на ¾ объема маслом, затем включается обогрев, при перемешивании масло нагревают до оптимальной температуры.

Постепенно мелкими порциями в бак вводят расчетное количество присадки при непрерывном перемешивании до полного ее растворения в масле. Затем готовый раствор из бака фильтруют и закачивают в специальную емкость, где он может храниться до введения его в эксплуатационное масло.

Нагрев масла до 60°С, а также его непрерывную циркуляцию в баке для приготовления раствора можно осуществлять с помощью МОО, оснащенного электрическими подогревателями масла.

Концентрированный раствор для залива в электрооборудование должен удовлетворять норме по пробивному напряжению свежего масла для данного класса оборудования, а для трансформаторов, оборудованных пленочной или азотной защитой, раствор должен быть дегазирован.

Определить количество АГИДОЛ-1 и свежего масла, необходимого для приготовления концентрированного раствора с целью стабилизации эксплуатационного масла можно по следующей методике.

Расчет количества присадок, необходимых для стабилизации масел и приготовления концентрированного раствора.

Расчетное количество присадки в килограммах, необходимое для стабилизации эксплуатационного или регенерированного масла, определяют по формуле (1):

$$P=Q(C_З–C)/100 \qquad (1)$$

где:

Q – количество масла, подлежащего стабилизации, кг;

$C_З$ – задаваемая концентрация присадки в масле после ее введения, % масс.;

С – исходная (остаточная) концентрация присадки в масле, которое планируется стабилизировать, % масс.

Примечание – Q определяется вместимостью маслосистемы электрооборудования или объемом партии регенерированного (эксплуатационного) масла, стабилизируемого на масляном хозяйстве и при необходимости может быть рассчитано по формуле (2):

$$Q = \rho_4^{20} \cdot V \qquad (2)$$

где ρ_4^{20} – плотность масла при температуре 20°С, кг/м^3;

V – объем, занимаемый маслом при температуре 20°С, м^3.

Количество масла (q), необходимое для приготовления концентрированного раствора присадки, рассчитывается по формуле (3):

$$q = P\cdot(100 – C_К)/ C_К \qquad (3)$$

где $C_К$ – концентрация присадки в растворе (рекомендуется 15-20 % масс. для присадки АГИДОЛ-1).

Для продления срока службы эксплуатационных трансформаторных масел в трансформаторах и высоковольтных вводах, а также для снижения tg δ при регенерации масла можно использовать дезактивирующие присадки (антраниловая кислота, БЕТОЛ-1 и некоторые другие).

Оптимальное количество деактивирующей присадки в пределах от 0,02 до 0,05% масс., и при ее применении рекомендуется отключение адсорбционных и термосифонных фильтров в начальный период эксплуатации масел с деактивирующими присадками, т.к. они поглощаются адсорбентами.

Применение деактивирующих присадок осуществляют только после проведения лабораторных испытаний, результаты которых подтверждают эффективность действия и целесообразность использования таких присадок. Содержание деактивирующих присадок можно определить методами инфракрасной спектроскопии и высокоэффективной хроматографии [18] в соответствии с методиками испытаний.

7.6.6 Охлаждение масла

Эффективное охлаждение масла является важным способом увеличения срока службы трансформаторных масел. Повышение температуры масла на 10°С, при прочих равных условиях эксплуатации масла, сокращает срок его службы примерно в два раза. Поэтому повышение средней температуры масла выше 70°С и длительная эксплуатация при данных температурах оказывает резко отрицательное воздействие на масло. Необходимо обеспечение эффективного охлаждения масла в оборудовании с помощью маслоохладителей, чтобы температура масла во время эксплуатации не превышала 60°С.

7.6.7 Очистка масла

Свежие масла, поступившие на ГЭС от поставщиков в транспортных емкостях (железнодорожных или автомобильных цистернах, бочках и т.д.), а также масла, находящиеся на хранении в резервуарах маслохозяйств, содержат загрязнения в количестве, обычно превышающем норму, особенно для электрооборудования напряжением свыше 110 кВ. Масла, содержащие загрязнения, обладают недостаточно высокими диэлектрическими характеристиками (низким пробивным напряжением, менее 20 кВ, иногда повышенным tgδ). Это вызывает необходимость в проведении специальных мероприятий по очистке свежих и эксплуатационных трансформаторных масел. Основная цель очистки – обеспечить необходимые эксплуатационные характеристики в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Для очистки масла применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.).

Применяются следующие физические методы удаления загрязнений из масла:

- гравитационный (отстаивание в резервуарах);
- центробежный (центробежные сепараторы, центрифуги);
- объемная фильтрация (целлюлозные и синтетические фильтры, фильтровальный картон, ткань Бельтинг и др.);
- поверхностная фильтрация (сетки, мембраны и др.);
- электрофизический (электростатические очистители);
- магнитный (магнитные фильтры);
- испарение (вакуумные дегазационные установки и др.)

Основным физико-химическим методом очистки, применяемым на энергетических предприятиях, является адсорбция (очистка цеолитами и другими сорбентами).

Физические методы используются для глубокой осушки и дегазации масла, из них наиболее широкое применение имеют вакуумные технологии. Осушка масла продувкой горячим воздухом или инертным газом при атмосферном давлении в настоящее время практически не применяется.

Электростатическая очистка масла позволяет удалять из масла механические примеси и шлам без применения расходных материалов.

Технология подготовки (очистки) трансформаторных масел, обычно применяемая на ГЭС, предусматривает комбинацию различных методов.

Предварительная, грубая очистка масла (свежего или отработанного) от дисперсной воды и механических примесей (шлама) осуществляется в резервуарах открытого склада масляных хозяйств с помощью отстаивания при хранении. Выделившиеся загрязнения периодически удаляются из резервуаров при помощи дренажей донных слоев (осадков) масла. При этом удаляются, как правило, крупные и тяжелые частицы размером свыше 40 мкм. Наиболее эффективны для этих целей вертикальные резервуары с конусными днищами.

Очистка электроизоляционного масла осуществляется, в основном, при его подготовке к заливу в электрооборудование или во время ремонта. При этом применяются следующие технологии (или их комбинации): центробежно-вакуумная, адсорбционная на стационарном слое, глубокая вакуумная осушка и фильтрация.

Установки для очистки трансформаторного масла на основе центробежно-вакуумной и адсорбционной на стационарном слое (осушка цеолитом) технологии используются для подготовки его к заливу в электрооборудование открытого типа до 500 кВ включительно, так как обеспечивается удаление дисперсной и растворенной воды, механических примесей, но данные установки не позволяют осуществить необходимую дегазацию масла (требования по определению эффективности МОО приведены в приложении В).

Для подготовки к заливу или обработки масла непосредственно в герметичном электрооборудовании напряжением до 1150 кВ применяются установки вакуумной очистки при нагревании, которые позволяют удалять из масла растворенные воду и газы.

Если на вакуумные установки подается предварительно очищенное масло, то значительно сокращается время, необходимое для обеспечения требуемых нормативных значений показателей качества масла перед заливом в электрооборудование.

Если залив дегазированного масла производится без вакуумирования бака электрооборудования, то дегазацию трансформаторного масла, залитого в электрооборудование, целесообразно осуществлять с помощью вакуумных установок, применяя замкнутую технологическую схему с обеспечением не менее пятикратной циркуляции всего объема масла в баке оборудования.

На выходе масла должны использоваться фильтры тонкой очистки (ФТО) масла с номинальной тонкостью фильтрации от 5 до 8 мкм для электрооборудования до 750 кВ включительно и не более 5 мкм для электрооборудования напряжением 1150 кВ. Оптимальная номинальная тонкость фильтрации ФТО для трансформаторных масел составляет 3-6 мкм.

В случаях сильного загрязнения трансформаторного масла необходимо предварительно выполнить отстаивание и/или грубую фильтрацию перед проведением основной обработки.

Рекомендуется применение МОО с наибольшей эффективностью действия (по приложению В).

7.6.8 Регенерация масла

Наиболее широко для регенерации масла используются сорбционные технологии. Регенерация осуществляется с применением двух основных методов, это – контактная очистка мелкодисперсным сорбентом и (или) адсорбция на стационарном слое гранулированного сорбента. Основными сорбентами для очистки на стационарном слое являются силикагель КСКГ, ШСКГ и активные окиси алюминия АОА-1 и АОА-2, гранулированные алюмосиликатные сорбенты. Для контактной очистки используются природные сорбенты, в первую очередь, Зикеевская отбеливающая земля. Возможно применение других сорбентов, обеспечивающих качество регенерированных масел требованиям таблицы 3 настоящего стандарта, прошедших испытания в соответствии с приложением В.

Непрерывная регенерация масла крупнопористыми адсорбентами при помощи адсорбционных и термосифонных фильтров в процессе эксплуатации позволяют удалить большую часть продуктов старения и замедлить процесс старения масла.

При достижении предельных значений показателей качества становится необходимой замена или регенерация масла. Регенерация значительно выгоднее, чем замена масла свежим.

Необходимость регенерации масла крупнопористым адсорбентом возникает при достижении одним или несколькими показателями качества «области превышения предельно-допустимых значений» или «области риска»:

– кислотное число – от 0,07 до 0,25 мг КОН/г масла;

– содержание ВРК – более 0,014 мг КОН/г масла;

– тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°С для оборудования напряжением:

1150 кВ – более 2,0 %;

750 кВ – более 3,0 %;

от 220 до 500 кВ включительно – более 8,0 %;

от 110 до 150 кВ включительно – более 12,0 %.

– наличие растворенного шлама.

Регенерация масла осуществляется непосредственно в оборудовании с помощью маслорегенерационных установок или на МХ. Оптимальные температуры регенерации масла составляют от 70 до 80°С. Расход адсорбента зависит от степени старения масла и составляет от 1,0 до 10,0% масс. от регенерируемого масла.

В процессе регенерации масла рекомендуется определять следующие показатели качества масла:

– кислотное число;

– содержание водорастворимых кислот;

– tg δ при температуре 90°С или удельную проводимость (сопротивление).

Наиболее удобно осуществлять контроль эффективности процесса регенерации масла по динамике изменения кислотного числа или удельной проводимости (сопротивления). После регенерации определяется кислотное число, содержание водорастворимых кислот, tg δ при температуре 90°С и отсутствие растворенного шлама. Дополнительно определяется пробивное напряжение, температура вспышки, класс промышленной чистоты, содержание воды, серы (общее и коррозионноактивной), присадки АГИДОЛ-1 и стабильность против окисления. Показатели качества регенерированного масла должны удовлетворять требованиям таблицы 3. Рекомендуется при регенерации масла также контролировать динамику изменения коэффициента Вермана.

При применении присадки БЕТОЛ-1 (совместно с присадкой АГИДОЛ-1) для стабилизации масла допускается щелочная реакция водной вытяжки.

В случае малого содержания в регенерированном масле антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (ИОНОЛ), менее 0,2 % масс., необходимо ввести ИОНОЛ в количестве от 0,10 до 0,30% масс.

Определение серы выполняют, если проводят регенерацию смеси масел различных марок и если операции по регенерации масла проводят сторонние организации (например, во время ремонта электрооборудования).

Возможно применение новых технологий, сорбентов и оборудования для регенерации масел, если они имеют экспертные заключения, подтверждающие их эффективность по восстановлению качества трансформаторных масел в соответствии с приложением В настоящего стандарта.

Отработанные масла, слитые из электрооборудования на масляные хозяйства, могут регенерироваться различными способами (адсорбционная на стационарном слое или контактная очистка, электростатическая, кислотная очистка и др.) с применением оборудования, обеспечивающего соответствие качества регенерированных масел требованиям таблицы 3 настоящего стандарта и прошедшее испытания в соответствии с приложением В.

8 Турбинное масло

8.1 **Контроль качества масла при хранении**

8.1.1 Турбинное масло, слитое в резервуары МХ, подвергается лабораторным испытаниям по следующим показателям качества сразу после его приема из транспортной емкости:

- стабильность против окисления;
- антикоррозийные свойства;
- время деэмульсации.

В случае несоответствия качества масла по этим показателям требованиям настоящего стандарта должен быть выполнен анализ пробы, отобранной из транспортной емкости.

8.1.2 Находящееся на хранении свежее турбинное масло должно соответствовать требованиям, приведенным в таблице 5 и ГОСТ 9972 по следующим показателям качества, определяемым с периодичностью не реже одного раза в 4 года для масел типа Тп-30 (импортные масла класса вязкости 46 по ИСО 3448 [3]):

- кинематическая вязкость;
- кислотное число;
- температура вспышки в открытом тигле;
- время деэмульсации;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- содержание воды;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты.
- стабильность против окисления;
- антикоррозийные свойства;
- содержание антиокислительной присадки;

- содержание шлама.

Перед заливкой масла в оборудование проводят испытание следующих его показателей качества:

- кислотное число;
- содержание воды;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты.

8.1.3 Находящиеся на хранении эксплуатационные и регенерированные нефтяные турбинные масла должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 6, определяемым с периодичностью не реже одного раза в четыре года для масла Тп-30 (импортные масла класса вязкости 46 по ИСО 3448 [3]):

- кинематическая вязкость;
- кислотное число;
- температура вспышки в открытом тигле;
- время деэмульсации;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- содержание воды;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- стабильность против окисления;
- антикоррозийные свойства;
- содержание шлама.

Эксплуатационные или регенерированные турбинные масла, предназначенные к заливу в гидроагрегаты, проверяются на соответствие требованиям таблицы 6 непосредственно перед заливом в оборудование по показателям:

- содержание воды;
- класс промышленной чистоты;
- кислотное число;
- время деэмульсации*;
- содержание шлама.

*Примечание – Время деэмульсации определяется по решению технического руководителя ГЭС.

8.1.4 Показатели качества, которые могут определяться дополнительно, по решению технического руководителя ГЭС, приведены в 6.1.8.3.

8.1.5 Качество свежего масла, находящегося на хранении, должно отвечать требованиям нормативных документов (технических условий или стандарта), основные требования приведены в таблице 5 настоящего стандарта.

8.1.6 Качество регенерированного масла, находящегося на хранении, должно отвечать всем требованиям таблицы 6 настоящего стандарта.

При регенерации турбинного масла на специализированных предприятиях рекомендуется восстанавливать качество масла до требований на свежее масло (кроме показателя «цвет», см. таблицу 5).

8.1.7 Качество эксплуатационного масла, находящегося на хранении, должно отвечать всем требованиям таблицы 6 настоящего стандарта.

8.1.8 Контроль качества импортных турбинных масел выполняется в соответствии с инструкциями (руководствами) по эксплуатации оборудования, в котором данные масла применяются. Качество свежих импортных турбинных масел должно отвечать требованиям спецификации соответствия изготовителя масла и международного стандарта [7].

8.1.9 Определение содержания присадок в нефтяных турбинных маслах выполняется по решению технического руководителя ГЭС или при регенерации масла или несоответствия качества масла (по стабильности против окисления и/или времени деэмульсации и/или антикоррозийным свойствам) требованиям таблицы 5 настоящего стандарта. Определение выполняют методами высокоэффективной жидкостной хроматографии по методикам [9], [18] (содержание присадок в свежих маслах – ингибитор окисления АГИДОЛ-1 – не менее 0,5% (Тп-30), ингибитор коррозии – не менее 0,02%, деэмульгирующая присадка – не менее 0,02%, деактивирующая присадка – не менее 0,02%, противоизносная присадка ДФ-11 – не менее 0,5% (Тп-30)).

8.2 **Контроль качества турбинных масел при заливе в оборудование**

8.2.1 Контроль качества свежего масла

Перед заполнением маслосистемы гидроагрегатов свежим маслом необходимо отобрать пробу из емкости хранения МХ и выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- внешний вид;
- кислотное число;
- класс промышленной чистоты;
- время деэмульсации*;
- содержание воды.

*Примечание – Время деэмульсации определяется по решению технического руководителя ГЭС.

Качество масла должно соответствовать требованиям таблицы 5 настоящего стандарта.

8.2.2 Контроль качества регенерированного или эксплуатационного масла.

Качество регенерированного нефтяного турбинного масла или эксплуатационного нефтяного турбинного масла, вводимого в работу после его очистки на маслохозяйстве должно удовлетворять требованиям таблицы 6. Перед заполнением или доливкой маслосистем гидроагрегата эксплуатационным или

регенерированным маслом необходимо отобрать пробу из емкости хранения МХ и выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- внешний вид;
- кислотное число;
- время деэмульсации*;
- содержание шлама (общее);
- класс промышленной чистоты;
- содержание воды.

*Примечание – Время деэмульсации определяется по решению технического руководителя ГЭС.

Качество масла должно соответствовать требованиям, приведенным в таблице 6.

8.2.3 Дополнительные рекомендации.

Рекомендуется дополнительно определять содержание присадок по методикам [9], [18].

8.2.4 Контроль качества масла, заливаемого в насосное и вспомогательное оборудование.

Объем испытаний и нормативные значения показателей качества турбинных масел подготовленных к заливу в различное насосное и вспомогательное оборудование, определяется требованиями документов заводов – изготовителей оборудования. Если нет указаний в заводских инструкциях, то выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- внешний вид;
- кислотное число;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;
- содержание шлама (общее, качественное определение, только для эксплуатационных масел);
- содержание воды.

Качество масла должно соответствовать требованиям таблицы 6.

8.3 **Контроль качества турбинного масла при эксплуатации в оборудовании**

8.3.1 Визуальный контроль.

Визуальный контроль турбинного масла, применяемого в гидроагрегатах, должен проводиться 1 раз в неделю, а на автоматизированных ГЭС – не реже 1 раза в месяц согласно ПТЭ [1].

Визуальный контроль масла заключается в проверке его внешнего вида, масло должно быть прозрачным и свободным от загрязнений и осадков (не содержать видимых загрязнений, воды, шлама и механических примесей). При визуальном обнаружении в масле механических примесей, шлама или воды, а

также при помутнении масла, должен быть проведен его внеочередной анализ по следующим показателям таблицы 7:

- внешний вид;
- кислотное число;
- время деэмульсации*;
- содержание шлама (общее);
- класс промышленной чистоты;
- содержание воды.

*Примечание – Время деэмульсации определяется по решению технического руководителя ГЭС.

8.3.2 Контроль качества масла после залива.

После залива масла в гидроагрегат после монтажа или капитального ремонта следует отобрать пробу через 72 ч непрерывной работы маслосистемы и выполнить анализ масла по следующим показателям таблицы 7:

- внешний вид;
- кислотное число;
- время деэмульсации*;
- содержание шлама (общее);
- класс промышленной чистоты;
- содержание воды.

*Примечание – Время деэмульсации определяется по решению технического руководителя ГЭС.

Результаты этих испытаний позволят оценить показатели качества масла в начальный период эксплуатации агрегата.

8.3.3 Контроль качества масла при эксплуатации.

Анализ турбинного масла из гидроагрегатов на соответствие требованиям таблицы 7 следует осуществлять:

- через 1 месяц после начала его эксплуатации в маслосистеме агрегата по всем показателям таблицы 7;
- для масла с содержанием шлама менее 0,005% масс. – не реже 1 раза в год по показателям таблицы 7 «кислотное число», «содержание шлама (общее)», «класс промышленной чистоты» и «содержание воды»;
- для масла из гидроагрегатов с содержанием шлама 0,005% масс. и более – не реже 1 раза в 6 месяцев по показателям «кислотное число», «содержание шлама (общее)», «класс промышленной чистоты» и «содержание воды» таблицы 7.

Нефтяное турбинное масло, находящееся в эксплуатации в маслосистемах гидроагрегатов должно удовлетворять требованиям, приведенным в таблице 7.

8.3.4 Дополнительные рекомендации.

Дополнительные анализы выполняются по решению технического руководителя ГЭС в следующих случаях:

- стабильность против окисления и содержание присадки АГИДОЛ-1 следует дополнительно определять при обнаружении в масле наличия шлама;

- время деэмульсации следует дополнительно определять после обнаружения в масле воды и проведения операций по очистке масла;

- антикоррозионные свойства следует дополнительно определять, если при визуальном осмотре имеются очаги коррозии на элементах маслосистем гидроагрегатов;

- кинематическую вязкость и температуру вспышки рекомендуется выполнять при обнаружении в масле наличия шлама и помутнении масла, которое не устраняется очисткой (должны соответствовать требованиям таблицы 7, при несоответствии качества масла, его рекомендуется заменить), а так же с периодичностью 1 раз в год.

8.3.5 Контроль при диагностике состояния оборудования.

При необходимости проведения диагностики состояния узлов и элементов гидроагрегатов, а также систем масляного хозяйства могут применяться и другие методы контроля, которые не приведены в таблице 7. Критерии оценки технического состояния узлов и элементов систем при диагностике с применением дополнительных методов контроля качества масла определяет организация, выполняющая такое обследование, на основании требований действующих нормативных документов и собственного практического опыта диагностики агрегатов, в соответствии с программой, согласованной с техническим руководителем ГЭС.

8.3.6 Контроль масла в насосном и вспомогательном оборудовании.

Объем и периодичность испытаний, а также нормативные значения показателей качества, турбинных масел эксплуатируемых в различном насосном и вспомогательном оборудовании, определяются требованиями документов изготовителей оборудования и, если не предусмотрено иного, контроль масла следует выполнять по 8.3.1.

8.4 **Нормы и требования по хранению**

8.4.1 На ГЭС должен храниться постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве, равном вместимости маслосистемы самого крупного гидроагрегата и запас на доливки не менее 45-дневной потребности ГЭС в данном типе масла.

8.4.2 Дополнительный объем турбинного масла, который должен находиться на хранении, при планировании ремонта с заменой масла в оборудовании – составляет 180% от объема масла в оборудовании, планируемого к ремонту (100% на заполнение и 80% на промывку маслосистемы).

8.4.3 Дополнительный объем турбинного масла, который должен находиться на хранении, при планировании ремонта без замены масла в оборудовании составляет 15% от объема масла в оборудовании, планируемого к

ремонту. Расчет необходимого количества масла выполняют на основании практического опыта ремонтов оборудования на ГЭС.

8.4.4 Хранение масел осуществляют в закрытых резервуарах, установленных на маслохозяйстве, оборудованных воздухоосушительными фильтрами, при необходимости обогревом и тепловой изоляцией. Температурный режим хранения масла должен обеспечивать возможность его перекачки в любое время года, рекомендуется не превышать температуру 25°С.

8.4.5 Возможно хранение масел в таре (200 л бочки, канистры и др.) в помещениях, исключающих загрязнение тары и попадание на тару осадков.

8.4.6 Резервуары должны быть специализированы для раздельного хранения масел различных типов, марок и состояния.

Для хранения турбинных масел должны быть предусмотрены резервуары, предназначенные для хранения только турбинных масел.

Свежие, подготовленные, эксплуатационные (регенерированные) масла и отработанные масла должны храниться в различных резервуарах. Возможность применения одних и тех же резервуаров для хранения масел различного состояния (свежих, подготовленных, регенерированных) и мероприятия по их подготовке должны быть отражены в инструкции по эксплуатации МХ.

Масла различных марок и изготовителей, необходимо хранить и использовать раздельно, без смешения, в соответствии с их областью применения. Возможно применение одних и тех же резервуаров для хранения масел различных изготовителей, если мероприятия по их подготовке отражены в инструкции по эксплуатации МХ. Масла, смешиваемые при хранении, должны быть совместимы при смешении, соответствующие рекомендации приведены в приложении Д настоящего стандарта.

8.5 **Подготовка турбинных масел к заливу в оборудование**

8.5.1 Требование к заливаемым маслам.

После монтажа или капитального ремонта в оборудование, маслосистема которого подготовлена и принята на чистоту, допускается заливать свежие, регенерированные или эксплуатационные турбинные масла, если их качество удовлетворяет требованиям таблицы 5 или 6 настоящего стандарта.

8.5.2 Требования к испытаниям масла перед заливом.

Перед заполнением маслосистемы маслом необходимо отобрать пробу из емкости хранения и выполнить анализ масла в объеме, указанном в 8.2. При необходимости следует принять меры по очистке масла штатным маслоочистительным оборудованием.

8.5.3 При необходимости долива масла другой марки в гидроагрегаты необходимо проверить масла на совместимость и/или запросить изготовителя гидроагрегатов об опыте смешения и применения смесей данных масел.

8.5.4 Требования к маслам из трубопроводов.

Перед подачей подготовленных к заливу в оборудование масел следует убедиться в соответствии качества масла в трубопроводе требованиям к маслам, предназначенным для залива в оборудование, для чего отобрать пробу из пробоотборного устройства, расположенного непосредственно перед запорной арматурой на входе в оборудование и выполнить анализ масла в объеме, указанном в 8.2 настоящего стандарта (согласно ПТЭ [1]). Масло должно отвечать требованиям таблицы 6 настоящего стандарта. В случае несоответствия качества масла указанным нормам трубопроводы должны быть опорожнены и очищены от загрязнений. При отсутствии возможности отбора пробы из трубопровода, необходимо прокачать его порцией подготовленного к заливу масла, масло после прокачки принять на МХ и отобрать пробу масла, выполнить его анализ, при необходимости очистить масло штатным МОО.

8.6 **Эксплуатация и техническое обслуживание турбинных масел**

8.6.1 Требования к маслам после залива.

После залива масла в гидроагрегаты по окончании монтажа или капитального ремонта следует отобрать пробу через 72 ч непрерывной работы маслосистемы и выполнить анализ масла в объеме, указанном в 8.3.2. Результаты этих испытаний позволят оценить показатели качества масла в начальный период эксплуатации агрегата. При ухудшении промышленной чистоты масла и (или) попадания воды при пуске оборудования необходимо подключить штатное МОО для обеспечения соответствия качества масла требованиям таблицы 7настоящего стандарта. Эффективность действия штатного МОО должна обеспечивать очистку масла от загрязнений в срок не более 10 суток после ухудшения промышленной чистоты или попадания воды в маслосистему агрегата.

8.6.2 Во время эксплуатации маслосистем в различных технологических режимах и при аварийном останове следует руководствоваться требованиями действующих инструкций по эксплуатации оборудования, а также данными настоящего стандарта. Порядок подготовки маслосистем различного гидросилового и гидромеханического оборудования к эксплуатации, включая и технологию проведения гидравлических испытаний, устанавливает инструкция (руководство) по эксплуатации изготовителя.

8.6.3 По истечении 20-30 суток после ввода в эксплуатацию гидроагрегата осуществляется вывод из работы МНУ гидроагрегата для технического обслуживания и замены турбинного масла (при наличии данного требования в руководстве по эксплуатации МНУ изготовителя).

8.6.4 Температура масла за маслоохладителями должна поддерживаться не более 40 °С, если в инструкциях изготовителя не оговорены иные условия. Давление масла в технологических системах оборудования устанавливают в соответствии с требованиями инструкций изготовителя оборудования.

8.6.5 Уровень масла в маслобаке должен соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации изготовителя гидроагрегата.

8.6.6 Промышленная чистота турбинных масел во время эксплуатации должна отвечать требованиям таблицы 7. При значении класса промышленной чистоты масла более указанных нормативных значений следует принять меры к его очистке, используя штатное или передвижное маслоочистительное оборудование, МОО должно обеспечивать необходимую эффективность очистки масла (в соответствии с приложением В настоящего стандарта).

8.6.7 Эксплуатация масла, содержащего воду, не допускается. Перед началом эксплуатацией должна быть проведена проверка масла на отсутствие в нем воды. При обнаружении в масле воды в количестве более 0,03% масс. необходимо произвести его очистку штатным или передвижным маслоочистительным оборудованием, МОО должно обеспечивать необходимую эффективность очистки масла (в соответствии с приложением В настоящего стандарта). Наиболее оперативно рекомендуется очистить масло от воды, если время деэмульсации масла превышает 600 с. После очистки масла от воды рекомендуется дополнительно определить время деэмульсации масла.

8.6.8 Перезарядку фильтр-пресса и фильтров тонкой очистки следует проводить при перепаде давления выше 0,1 МПа, если в инструкциях изготовителя не оговорены иные условия.

8.6.9 Не допускается использование адсорберов с крупнопористыми сорбентами (силикагель КСКГ и др.) в маслосистемах действующего оборудования, поскольку используемые в них сорбенты извлекают из масел антикоррозионную, деэмульгирующую и деактивирующую присадку, поэтому качество масел может значительно ухудшиться. Адсорбенты могут быть применены при регенерации отработанных (эксплуатационных) масел с последующей стабилизацией очищенных (регенерированных) масел с помощью присадок.

8.6.10 Доливки в маслосистемы работающих гидроагрегатов следует производить подготовленным свежим или эксплуатационным маслом, показатели качества которого удовлетворяют требованиям таблицы 5 или 6 настоящего стандарта. Предпочтительнее использовать масло той же марки и изготовителя, которое было изначально залито в это оборудование. Если на доливки планируется использовать свежее масло, марка которого отлична от марки масла эксплуатируемого в оборудовании, то следует руководствоваться рекомендациями по порядку введения в эксплуатацию свежих турбинных масел разных марок, используемых на доливки, приведенными в приложении Д настоящего стандарта. Допускается использовать на доливки эксплуатационные или регенерированные масла, свойства которых отвечают требованиям, предъявляемым настоящим стандартом к эксплуатационным или

регенерированным маслам, при их заливе в оборудование (таблица 6). Регулярный долив свежего, подготовленного масла способствует продлению срока службы эксплуатационного масла, за счет обновления масла и поддержания оптимального содержания присадок.

8.6.11 Старение масла и ухудшение его основных характеристик во время эксплуатации связано с постепенным расходованием присадок, присутствующих в масле и определяющих его эксплуатационные свойства. Необходимость введения дополнительного количества той или иной присадки в масло следует оценивать по изменению показателей его качества, таких как стабильность против окисления, антикоррозионные свойства, время деэмульсации, а также на основании прямого определения содержания присадок при проведении испытаний по п. 8.3 настоящего стандарта.

8.6.12 Наличие шлама свидетельствует о накоплении в масле продуктов старения и загрязнения, отрицательно влияющих на работу различного гидромеханического оборудования. При обнаружении шлама в турбинном масле необходимо выполнить определение стабильности масла против окисления и оценить его восприимчивость к введению антиокислительной присадки.

8.6.13 Вводить присадки в масла, содержащие шлам не допускается. Такие масла перед вводом присадок необходимо сначала очистить от шлама или регенерировать, проверить на восприимчивость к присадкам, и только при получении положительных результатов лабораторных испытаний по восприимчивости масел к присадкам стабилизировать масло.

8.6.14 Замена турбинного масла в гидроагрегатах осуществляется при достижении содержания в масле шлама предельного значения, нормируемого требованиями таблицы 7 (если шлам не может быть удален с помощью очистки штатным или передвижным МОО).

8.6.15 Степень старения турбинных масел в гидроагрегатах оценивают по показателям кислотного числа и содержания шлама; дополнительно прогнозировать срок службы масла можно, определяя стабильность против окисления и содержания антиокислительной присадки.

Критерии оценки формируются на основании практического опыта определения данных показателей, предельные показатели стабильности против окисления и содержания антиокислительной присадки должны указывать на высокий риск появления растворенного шлама в масле.

8.6.16 Для оценки восприимчивости масла к антиокислительной присадке (ингибитора окисления) и определения ее оптимальной концентрации необходимо в лабораторных условиях приготовить образцы испытуемого масла с добавлением в него ингибитора окисления в количестве 0.20, 0.40 или 0.60 % масс., определить стабильность против окисления приготовленных образцов, сравнить полученные результаты с соответствующими показателями масла до введения

присадки. Масло считается восприимчивым к воздействию ингибитора окисления, а концентрация его оптимальной, если введение присадки снижает более чем в два раза кислотное число масла после окисления или содержание осадка (содержание осадка в окисленном масле является более важным критерием улучшения стабильности против окисления).

8.6.17 Если масло при работе в оборудовании систематически обводняется, а его время деэмульсации превышает 600 с, то в него необходимо дополнительно ввести деэмульгирующую присадку Д-157 в количестве от 0,01 до 0,02% масс., предварительно проверив в лабораторных условиях восприимчивость масла к присадке. Турбинное масло считается восприимчивым к присадке, если время деэмульсации снижается до 400 с и менее. Если этот показатель после ввода присадки изменяется мало, то масло считается невосприимчивым к ней. В этом случае следует продолжить эксплуатацию масла в гидроагрегате, проводя определение времени деэмульсации с периодичностью – один раз в 6 месяцев.

8.6.18 Эксплуатация турбинного масла в гидроагрегатах с временем деэмульсации более 1200 с допускается только при отсутствии обводнения масла.

8.6.19 Необходимость дополнительного введения ингибитора коррозии следует оценить по результатам исследования антикоррозионных свойств масла. Масло считается восприимчивым к присадке, если коррозия на стальных стержнях после введения присадки в количестве от 0,01 до 0,02% устраняет коррозию. Ингибитор коррозии ослабляет стабильность масла к окислению, поэтому если ее дополнительное введение ухудшило показатели стабильности против окисления, следует одновременно с ней ввести в масло ингибитор окисления (АГИДОЛ-1) в количестве от 0,20 до 0,60 % масс., оценив эффективность введения присадок в лабораторных условиях.

8.6.20 Если качество масла, находящегося в эксплуатации, перестает соответствовать нормативным требованиям настоящего стандарта (таблица 7) и не может быть улучшено очисткой, регенерацией или введением присадок оно подлежит замене.

8.6.21 Количественно содержание присадок в турбинных маслах может быть определено хроматографическими методами по документам [9], [11], [18] или методом инфракрасной спектроскопии по ГОСТ Р МЭК 60666.

8.6.22 Стабилизацию масел присадками рекомендуется выполнять на МХ при подготовке масла к заливу в оборудование после ремонта, расчет количества присадок может быть выполнен в соответствии с пунктом 7.5.5. Ввод присадок в эксплуатационное масло, на работающем оборудовании рекомендуется, если в масле отсутствует растворенный шлам и загрязнения (содержание воды и класс промышленной чистоты соответствуют требованиям таблицы 7, и масло не содержит шлама). Ввод присадок на работающем оборудовании в масла, которые эксплуатируются в маслосистемах загрязненных масляным шламом, может иметь

очень низкую эффективность (эффект улучшения качества масла будет непродолжителен по времени). Кроме того, масляный шлам после ввода присадок может быть смыт циркулирующим маслом, что приведет к ухудшению класса промышленной чистоты и потребует дополнительной очистки масла с помощью МОО. Ввод присадок осуществляется только в отечественные масла (Тп-30).

8.6.23 В начальной стадии эксплуатации масла Тп-30 наблюдается снижение кислотного числа за счет срабатывания присадок, содержащихся в масле.

8.6.24 После достижения кислотного числа масла значений от 0,08 до 0,12 мг КОН/г его снижение замедляется или прекращается, и затем происходит его постепенное увеличение в связи с накоплением в масле продуктов старения.

8.6.25 При дальнейшем увеличении кислотного числа свыше 0,15 мг КОН/г появляется риск образования шлама в масле и выпадения осадков в маслосистеме, что недопустимо, т.к. может привести к нарушениям в работе систем регулирования и смазки гидротурбин.

8.6.26 Основным фактором ускорения старения масла Тп-30 в условиях гидротурбин является каталитическое воздействие загрязнений, содержащихся в масле (частицы металлов и вода).

8.6.27 Турбинные масла Тп-30, эксплуатируемые в системах регулирования гидроагрегатов (МНУ), не должны содержать масляный шлам.

8.7 **Очистка турбинных масел**

8.7.1 Для очистки турбинных масел применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.).

8.7.2 Применяются следующие физические методы удаления загрязнений из масла:

- гравитационный (отстаивание в резервуарах);
- центробежный (центробежные сепараторы, центрифуги);
- объемная фильтрация (целлюлозные и синтетические фильтры, фильтровальный картон, ткань Бельтинг и др.);
- поверхностная фильтрация (сетки, мембраны и др.);
- электрофизический (электростатические очистители);
- магнитный (магнитные фильтры);
- испарение (вакуумные дегазационные установки и др.)

8.7.3 Основным физико-химическим методом очистки, применяемым на ГЭС является адсорбция (очистка цеолитами и другими сорбентами), которые применяются при регенерации отработанных турбинных масел на МХ.

8.7.4 Физические методы используются для глубокой осушки и дегазации масла, из них наиболее широкое применение имеют вакуумные технологии. Осушка масла продувкой горячим воздухом или инертным газом при атмосферном давлении в настоящее время практически не применяется.

8.7.5 Электростатическая очистка масла позволяет удалять из масла механические примеси и масляный шлам без применения расходных материалов.

8.7.6 Технология подготовки (очистки) турбинных масел, обычно применяемая на ГЭС, предусматривает комбинацию различных методов.

8.7.7 Предварительная, грубая очистка масла от дисперсной воды и механических примесей (шлама) осуществляется в резервуарах открытого склада масляных хозяйств или масляных баков оборудования с помощью отстаивания при хранении. Выделившиеся загрязнения периодически удаляются из резервуаров или маслобаков при помощи дренажей донных слоев (осадков) масла. При этом удаляются, как правило, крупные и тяжелые частицы размером свыше 40 мкм и отстой воды.

8.7.8 Очистка турбинного масла осуществляется при его подготовке к заливу в оборудование или во время эксплуатации в постоянном или периодическом (на основании результатов анализа масла) режиме. Применяются следующие технологии (или их комбинации): центробежная, электростатическая, вакуумная осушка и фильтрация (эффективность действия МОО проверяется по приложению В настоящего стандарта).

8.7.9 Установки для очистки турбинного масла на основе центробежной технологии используются для его периодической очистки при подготовке к заливу или в эксплуатации, они обеспечивают удаление дисперсной воды, механических примесей, но данные установки не позволяют осуществлять глубокую осушку и дегазацию масла. Для повышения эффективности осушки и дегазации целесообразно применять центрифуги с дополнительными вакуумными устройствами и блоками.

8.7.10 Для глубокой осушки турбинных масел используются установки вакуумной очистки, которые позволяют удалять из масла не только дисперсную, но и растворенную воду, а также газы.

8.7.11 Фильтры тонкой очистки турбинных масел применяются для удаления механических примесей и должны обладать номинальной тонкостью фильтрации не более 20 мкм. Оптимальная номинальная тонкость фильтрации ФТО для турбинных масел составляет от 6 до 12 мкм (для циркуляционных систем). Фильтры применяются для постоянной или периодической очистки турбинных масел. Для постоянной очистки турбинных масел в маслобаках оборудования применяются штатные сетчатые фильтры (фильтры грубой очистки). Фильтры тонкой очистки используются для очистки масла на

работающем оборудовании и в установках для подготовки турбинных масел к заливу в оборудование.

8.7.12 Установки для очистки турбинного масла на основе электростатической технологии используются для его периодической очистки при подготовке к заливу или в эксплуатации, они обеспечивают эффективное удаление механических примесей и масляного шлама без применения расходных материалов, но данная технология не позволяет осуществлять осушку и дегазацию масла. Поэтому электростатические очистители применяются с дополнительными вакуумными устройствами или блоками для удаления воды.

8.7.13 В случаях сильного загрязнения турбинного масла необходимо предварительно выполнять отстаивание и/или грубую фильтрацию перед проведением основной обработки, если это предусмотрено технологией обработки масла.

8.7.14 Рекомендуется применение универсального МОО, позволяющего удалять основные загрязнения (механические примеси, воду, масляный шлам) из турбинных масел с наибольшей эффективностью действия согласно приложению В.

9 Индустриальное масло и пластичные смазки

9.1 **Контроль качества масла и смазок при хранении**

Качество, находящихся на хранении свежих индустриальных, компрессорных, гидравлических и других типов масел, а также пластичных смазок, должно соответствовать требованиям нормативных документов (спецификации или соответствующего стандарта или технических условий).

Контроль качества свежих индустриальных, гидравлических и других типов масел, а также пластичных смазок, при хранении не регламентируется.

При организации контроля качества масел при хранении, по решению технического руководителя ГЭС, рекомендуется определять показатели качества, определяемые при входном контроле в соответствии с 6.1.3, 6.1.9 и 6.1.10 с периодичностью не реже 1 раза в 4 года.

9.2 **Контроль качества масел при заливе в оборудование**

Объем испытаний и нормативные значения показателей качества масел, заливаемых в насосное, компрессорное и другое энергетическое оборудование ГЭС, а также пластичных смазок, определяется требованиями документов изготовителей оборудования. Если нет соответствующих указаний в инструкциях изготовителя, то рекомендуется выполнить анализ, в объем которого входит определение показателей:

- внешний вид;
- кинематическая вязкость;
- содержание механических примесей или класс промышленной чистоты;

- содержание шлама (общее, качественное определение, только для эксплуатационных масел);
- плотность;
- содержание воды.

Качество масла и пластичных смазок должно соответствовать требованиям, приведенным в инструкциях изготовителей оборудования.

9.3 **Контроль качества масла при эксплуатации в оборудовании**

9.3.1 Объем и периодичность испытаний, а также нормативные значения показателей качества индустриальных, компрессорных, гидравлических и других типов масел, а также пластичных смазок, эксплуатируемых в различном энергетическом оборудовании ГЭС, определяются требованиями документов изготовителей оборудования и, если не предусмотрено иного, контроль масел рекомендуется выполнять в соответствии с 9.2.

9.3.2 Рекомендуемая периодичность испытаний для масел, применяемых в гидроприводах затворов следующая:

- визуальный контроль масла, применяемого в гидроприводах, должен проводиться 1 раз в неделю. Визуальный контроль масла заключается в проверке его внешнего вида, масло должно быть прозрачным и свободным от загрязнений и осадков (не содержать видимых загрязнений, воды, шлама и механических примесей). При визуальном обнаружении в масле механических примесей, шлама или воды, а также при помутнении масла, должен быть проведен его внеочередной анализ по показателям 9.2 настоящего стандарта:
- определение содержания воды и шлама, класса промышленной чистоты после залива масла, далее не реже 1 раза в 3 месяца.
- определение кинематической вязкости, температуры вспышки и кислотного числа после залива масла, далее не реже 1 раза в 6 месяцев.

9.3.3 Контроль качества масел в редукторах кранового оборудования осуществляется в регламентированные сроки в зависимости от продолжительности работы оборудования, в соответствии с требованиями руководств по эксплуатации изготовителя. Рекомендуемая периодичность контроля через каждые 500 ч работы, контроль предусматривает определение внешнего вида, кинематической вязкости, содержания воды, шлама и механических примесей (качественно). Дополнительно возможно определение класса промышленной чистоты (не более 14) и температуры вспышки на соответствие требованиям документов изготовителя оборудования, для принятия решения о необходимости очистки или замены масла.

9.3.4 Наиболее отрицательное воздействие по снижению надежности работы оборудования оказывает образование в масле шлама и значительное загрязнение его водой и механическими примесями.

9.4 **Нормы и требования по хранению**

9.4.1 На каждой ГЭС должен храниться постоянный запас индустриальных, компрессорных, гидравлических и других типов масел, а также пластичных смазок масел, для энергетического оборудования не менее 45-дневной потребности согласно ПТЭ [1].

9.4.2 Масла различных марок рекомендуется хранить и использовать раздельно, без смешения, в соответствии с их областью применения.

9.4.3 Температурный режим хранения масла должен обеспечивать возможность его использования в любое время года, но не превышать температуры 25°С.

9.4.4 Хранение масел в таре (200 л бочки, канистры и др.) рекомендуется в помещениях, исключающих загрязнение тары и попадание на тару осадков.

9.5 **Подготовка масел к заливу в оборудование**

9.5.1 Основные правила подготовки и залива индустриальных, компрессорных, гидравлических и других типов масел, а также применения пластичных смазок, приведены в инструкциях изготовителей энергетического оборудования.

9.5.2 Долив масла или добавка пластичной смазки в оборудование должны осуществляться чистым свежим маслом или смазкой той же марки, что уже эксплуатируется в оборудовании, если в инструкциях изготовителей энергетического оборудования не предусмотрено иного.

9.6 **Эксплуатация и техническое обслуживание масел и смазок**

9.6.1 Эксплуатация и техническое обслуживание индустриальных, компрессорных, гидравлических и других типов масел, а также пластичных смазок, осуществляется в соответствии с требованиями инструкций изготовителей энергетического оборудования в регламентированные сроки.

9.6.2 Основными способами сохранения эксплуатационных свойств масла являются:

- эффективное охлаждение масла, если это предусмотрено конструкцией гидромеханического или другого энергетического оборудования;
- эффективная очистка или регенерация масла непосредственно в эксплуатируемом оборудовании и/или при проведении ремонтов оборудования;
- применение специальных, воздушных фильтров на «дыхательных» линиях маслобаков или герметизация оборудования и маслосистем;
- промывка (подготовка) маслосистем оборудования перед заливом масла.

9.6.3 Эффективное охлаждение масла является важным способом увеличения срока службы масел. Повышение температуры масла на 10°С, при прочих равных условиях эксплуатации масла, сокращает срок его службы примерно в два раза.

9.6.4 Свежие масла, поступившие на ГЭС от поставщиков в транспортных емкостях, а также масла находящиеся на хранении, могут содержать загрязнения в количестве, превышающем норму. Масла, содержащие загрязнения, обладают недостаточно высокими эксплуатационными характеристиками. Это вызывает необходимость в проведении специальных мероприятий по очистке свежих и эксплуатационных масел. Основная цель очистки – обеспечить необходимые эксплуатационные характеристики в соответствии с требованиями инструкций изготовителей энергетического оборудования.

9.6.5 Для очистки масел применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.). Для очистки индустриальных, компрессорных, гидравлических и других типов масел необходимо удалить из них механические примеси и воду. Рекомендации по очистки масел в соответствии с п. 8.7 настоящего стандарта.

10 Масляное хозяйство

10.1 **Приемка отдельных элементов и поузловое опробование МХ после монтажа или ремонта**

10.1.1 Приемка из монтажа или ремонта штатной схемы МХ.

10.1.1.1 Выполнить внешний осмотр оборудования, резервуаров, трубопроводов. Проверить завершение всех строительно-монтажных или ремонтных работ и соответствие схемы МХ проектной документации и требованиям ГОСТ 1510, СТО РусГидро 01.01.78-2012, СТО 17330282.27.140.014-2008 и документов, указанных в 5.4.1.

10.1.1.2 Проверить наличие и комплектность документации по МХ (инструкции по эксплуатации МХ, программ проведения пусконаладочных работ, программ проведения испытаний и гидродинамической промывки, документации предприятий-изготовителей оборудования МХ, актов выполнения строительно-монтажных работ и испытаний и др.).

10.1.1.3 Проверить наличие и правильность маркировки запорной арматуры и технологического оборудования схемы МХ в соответствии с проектной документацией.

10.1.1.4 Проверить завершение работ по монтажу или ремонту схемы электропитания оборудования МХ, завершение электрических испытаний электрооборудования МХ, наличие напряжения на оборудовании схемы МХ.

10.1.1.5 Проверить выполнение мероприятий по обеспечению противопожарной безопасности и охране труда (правилам безопасности). Принять противопожарную систему МХ после монтажа или ремонта с составлением акта.

10.1.1.6 Проверить наличие и надежность работы КИП и автоматики, проверить наличие и срок действия свидетельств о поверке средств измерения, входящих в перечень КИП.

10.1.1.7 Проверить наличие и комплектность необходимых расходных материалов, запасных частей и приспособлений для технического обслуживания оборудования МХ.

10.1.1.8 Проверить надежность заземления электрооборудования МХ.

10.1.1.9 Проверить наличие электрического освещения рабочих мест МХ.

10.1.1.10 Проверить наличие перемычек (временных или постоянных) для проведения испытаний и гидродинамической промывки схемы МХ.

10.1.1.11 Проверить завершение гидравлических испытаний резервуаров и расходных баков МХ и наличие соответствующих актов. Рекомендуется выдерживать резервуары и расходные баки с водой или маслом в течение 24 ч. Проверить отсутствие остатков воды или масла в резервуарах и расходных баках. Если проектной документацией не предусмотрена защита внутренних поверхностей резервуаров и расходных баков маслостойкими антикоррозионными покрытиями по ГОСТ 1510, а гидравлические испытания выполнялись водой, то после гидравлических испытаний необходимо выполнить зачистку резервуаров (расходных емкостей или масляных баков) и консервацию их внутренних поверхностей с помощью масла. Тип и марка масла выбирается в зависимости от назначения резервуара (расходной емкости или масляного бака). Для консервации резервуаров предназначенных для хранения нефтяных масел допускается применять специальные рабоче-консервационные масла.

10.1.1.12 Проверить завершение испытаний трубопроводов МХ на герметичность и прочность, наличие необходимых актов. Рекомендуется проводить пневматические испытания новых трубопроводов МХ в соответствие с требованиями строительных норм и правил по испытаниям трубопроводов. После завершения испытаний рекомендуется выполнить продувку трубопроводов от остатков загрязнений. Гидравлические испытания трубопроводов МХ после ремонта необходимо проводить с помощью марки масла соответствующего назначению трубопровода (оборудования).

10.1.1.13 Проверить качество предмонтажной очистки или промывки после ремонта трубопроводов, наличие необходимых актов. Технологию и способ очистки или промывки трубопроводов определяет технический руководитель ГЭС при разработке технического задания на создание или реконструкцию МХ.

10.1.1.14 Проверить работоспособность приточно-вытяжной вентиляции.

10.1.1.15 Проверить наличие пробоотборных точек и устройств, их соответствие требованиям ГОСТ 2517.

10.1.1.16 Проверить наличие и комплектность передвижного оборудования МХ.

10.1.1.17 Проверить завершение работ по монтажу, испытаниям системы нагрева и теплоизоляции резервуаров и трубопроводов МХ.

10.1.1.18 Составить перечень дефектов и недоработок и график их устранения.

10.1.1.19 После устранения дефектов и недоработок составить и оформить акт и все необходимые документы приема МХ из монтажа в соответствии с требованиями.

10.1.2 Подготовка и поузловое опробование оборудования МХ после монтажа или ремонта.

10.1.2.1 Подготовить к работе и выполнить прокрутку насосов перекачки масла в соответствие с требованиями документации заводов-изготовителей.

10.1.2.2 Принять на чистоту резервуары и расходные баки МХ с составлением акта. При необходимости выполнить их повторную зачистку. Проверить наличие и работоспособность ВОФ, указателей уровня, пробоотборных устройств, дренажей, линий перелива и гидрозатворов на них.

10.1.2.3 Подготовить рукава (гибкие шланги) и универсальные устройства слива масла из транспортных емкостей узлов приема и выдачи масла. Проверить их маркировку, соответствие маркировки назначению рукавов (гибких шлангов) и универсальных устройств. Маркировка должна быть выполнена отдельно для каждого типа (трансформаторного, нефтяного турбинного, индустриального) и состояния качества (свежего, подготовленного, отработанного) масла.

10.1.2.4 Выполнить ревизию масляных фильтров (сетчатых, тонкой очистки, мембранных и т.п.) схемы МХ.

10.1.2.5 Подготовить места (точки) и устройства отбора проб к отбору проб масла.

10.1.2.6 Принять на склад МХ необходимые количества энергетических масел для проведения пусконаладочных работ как на самом МХ, так и на маслонаполненном оборудовании электрической станции или сети. Расчет общего количества масла, принимаемого на склад при проведении пусконаладочных работ на оборудовании электрической станции или сети, должен учитывать следующие потребности:

- двукратный запас масла (не менее), необходимый для гидродинамической промывки схем МХ;
- двукратный запас масла (не менее), необходимый для гидродинамической промывки маслосистем оборудования электрической станции или сети;
- количество масла, необходимое для первого заполнения маслосистем оборудования электрической станции или сети (электрооборудование может поставляться уже заполненным трансформаторным маслом, это количество масла не должно учитываться при расчете потребности в масле);

- запас масла на долив при проведении пусконаладочных работ (рекомендуется не менее 5% от вместимости маслонаполненного энергетического оборудования);

- запас масла на долив в первый год эксплуатации (рекомендуется не менее 1% от вместимости маслонаполненного энергетического оборудования).

Прием масла может осуществляться партиями в соответствии с потребностью масла для обеспечения проведения пусконаладочных работ как на самом МХ, так и на маслонаполненном оборудовании электрической станции или сети. График приема масла на МХ должен быть определен программой проведения пуско-наладочных работ на МХ.

10.1.2.7 Выполнить калибровку резервуаров и трубопроводов МХ, а также проверить работу объемных жидкостных счетчиков узла приема и выдачи масла, наличие свидетельств о поверке счетчиков. Разработать и утвердить градуировочные таблицы на резервуары (масляные баки) и маслопроводы.

10.1.2.8 Организовать анализ проб масел в химической лаборатории, подготовленной и аккредитованной (аттестованной) на право выполнения анализов. Анализ проб масла может выполнять лаборатория специализированной организации или химическая лаборатория электрической станции или сети (основные правила при организации лаборатории приведены в приложении А, порядок отбора проб приведен в приложении Б).

10.1.2.9 Выполнить внешний осмотр транспортных емкостей, отбор проб и входной контроль качества масла выполнять в соответствии с 6.1.

10.1.2.10 Подготовить необходимые расходные материалы, фильтровальные элементы, сорбенты, присадки.

10.1.2.11 Подготовить МОО к опробованию и функциональным испытаниям в соответствии с требованиями документов заводов-изготовителей. Выполнить пробные пуски МОО и их функциональные испытания. Определение эффективности действия МОО выполняется в соответствии с документами предприятия-изготовителя и по приложению В. Определить оптимальные параметры очистки масла с помощью конкретного МОО (расход, температура, давление и др.) если такие параметры не регламентированы в документах предприятия-изготовителя. Определить соответствие эффективности действия и характеристик МОО требованиям технических условий, ГОСТ Р 50554, приложения В настоящего стандарта и др.

10.1.2.12 Выполнить гидродинамическую промывку схемы МХ и схем подачи (слива) масла в оборудование электрической станции или сети. Гидродинамическая промывка выполняется по специальной программе, утвержденной техническим руководителем энергетического предприятия. Возможно применение для промывки специальных промывочных масел.

10.1.2.13 При достижении предельного перепада давления на фильтрах (определяется документом предприятия изготовителя, при отсутствии требования не более 0,2 МПа) при проведении гидродинамической промывки, промывка должна быть остановлена, отработанные фильтровальные материалы или элементы заменены, после чего промывка может быть продолжена.

10.1.2.14 После завершения гидродинамической промывки оборудования МХ необходимо собрать масло в резервуар для сбора отработанного масла, отобрать пробу и выполнить лабораторный анализ качества. В зависимости от результатов лабораторного анализа, масло может быть регенерировано, в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации МХ, после сдачи МХ в эксплуатацию, или направлено на утилизацию.

10.1.2.15 Подготовить передвижное оборудование МХ к очистке и подаче масла в оборудование электрической станции или сети, в соответствии с требованиями документов предприятия-изготовителя и программы проведения пусконаладочных работ.

10.2 **Пробный пуск МХ**

При пробном пуске МХ необходимо выполнить следующие основные работы:

- сборку и подготовку схем очистки (регенерации) масел;
- наладить работу МОО в соответствии с требованиями документов предприятий-изготовителей, программы проведения пусконаладочных работ и местных инструкции по эксплуатации МХ;
- подготовить порции масла к заливу в энергетическое оборудование в соответствие с требованиями программы проведения пусконаладочных работ, инструкции по эксплуатации МХ;
- проверить эффективность работы МОО в общей технологической схеме МХ;
- подать подготовленное масло к маслонаполненному энергетическому оборудованию. При применении стационарных трубопроводов возможна подача масла с МХ по замкнутому контуру через перемычку между линией подачи и слива масла из оборудования в резервуар сбора отработанного масла (если маслосистема оборудования не готова к заливу масла);
- залить подготовленное масло в транспортную емкость, если проектом МХ предусмотрена подача масла в оборудование с их помощью;
- отобрать пробы масла и осуществить контроль его качества, масло после подачи к оборудованию или в транспортную емкость должно отвечать требованиям разделов 7-9.

10.3 **Комплексное опробование МХ**

Комплексное опробование МХ должно предусматривать:

- подачу подготовленного масла в оборудование ГЭС;
- проверку работы оборудования схем МХ в нормальном режиме эксплуатации с применением приборов встроенного контроля, систем локальных защит и блокировок в соответствии с требованиями программы проведения пусконаладочных работ и инструкции по эксплуатации МХ;
- проверку режимов работы схем МХ совместно с работой маслонаполненного оборудования ГЭС в различных режимах (если проектом предусмотрен режим автоматической подачи подготовленного масла МХ в оборудование ГЭС и автоматического слива масла на МХ из оборудования).

Если проектом МХ предусмотрена подача масла в оборудование ГЭС с помощью транспортных емкостей и передвижного оборудования МХ, то комплексное опробование МХ должно предусматривать залив подготовленного масла в оборудование. После залива масла в оборудование выполняется контроль качества масла в соответствии с требованиями программы проведения пусконаладочных работ и инструкции по эксплуатации МХ. Слив масла из оборудования при комплексном опробовании МХ с помощью транспортных емкостей и передвижного оборудования производится только в случае несоответствия качества масла после залива требованиям документов (программы проведения пусконаладочных работ, инструкции по эксплуатации МХ или документов по эксплуатации оборудования ГЭС, которые определяют требования к качеству масла перед пуском маслонаполненного энергетического оборудования) и отсутствия возможности восстановления его качества с помощью штатного или передвижного МОО.

10.4 **Эксплуатация и техническое обслуживание масляных хозяйств**

10.4.1 Требования к узлам приема и выдачи масла, стационарным магистральным трубопроводам.

10.4.1.1 Трубопроводы в состоянии останова и консервации должны быть заполнены маслом, запорная арматура закрыта. Внешний осмотр законсервированных трубопроводов осуществляют не реже одного раза в месяц, протечки масла должны отсутствовать.

10.4.1.2 Гибкие шланги при хранении должны быть заглушены и промаркированы в зависимости от их назначения.

10.4.1.3 При подготовке узла к приему или выдачи масла, а также магистральных трубопроводов к подаче подготовленных масел в оборудование, проводят внешний осмотр схемы (в том числе и гибких шлангов), проверяют их чистоту и качество масла в трубопроводе (должно отвечать требованиям настоящего стандарта к маслам, подготовленным к заливу в оборудование или свежим маслам для линий приема масла из транспортных емкостей, качество масла в линиях отработанных масел не нормируется), проводят ревизию сетчатых

фильтров на всасывающих линиях насосов, при необходимости осуществляют дренаж масла и промывку схемы.

10.4.1.4 Собирают схему и выполняют прием масла на МХ или выдачу масла в транспортные емкости, собирают схему подачи масла в оборудование и выполняют залив масла в оборудование в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации МХ.

10.4.1.5 Учет приема – выдачи масла производят с помощью поверенных объемных счетчиков расхода масла или расчетом по градуировочной таблице по изменению уровня масла в откалиброванном (тарированном) резервуаре в соответствии инструкцией по эксплуатации МХ.

10.4.1.6 Контроль работы насосов осуществляется с помощью измерения давления.

10.4.1.7 Участки трубопроводов, находящиеся на улице должны быть снабжены системой нагрева и тепловой изоляцией, при использовании электронагревательных кабелей и отрицательной температуре окружающего воздуха необходимо заранее включить обогрев трубопроводов.

10.4.1.8 После приема или выдачи масла, а также после подачи масла в оборудование (слива масла из оборудования на МХ), останавливают насос, закрывают запорную арматуру, отсоединяют от схемы и заглушают гибкие шланги.

10.4.1.9 Трубопроводы и оборудование узла приема и выдачи масла, магистральные трубопроводы должны быть надежно заземлены и защищены от воздействия статического электричества.

10.4.1.10 Промывку стационарных трубопроводов проводят гидродинамическим способом, необходимо предусмотреть наличие соответствующих технологических перемычек (стационарных или с помощью гибких шлангов). Трубопроводы необходимо промывать с помощью масла соответствующего типа, в зависимости от назначения трубопровода. Гидродинамическая промывка выполняется по специальной программе, утвержденной техническим руководителем ГЭС. Возможно применение для промывки специальных промывочных масел.

10.4.2 Требования к складу (резервуарам).

10.4.2.1 Трубопроводы, соединяющие резервуары со схемой маслоаппаратной, в выключенном состоянии и консервации должны быть заполнены маслом, запорная арматура закрыта.

10.4.2.2 При подготовке к приему и перекачке масла, выполняют внешний осмотр резервуаров и трубопроводов, резервуары принимают на чистоту с составлением актов, при необходимости также выполняют следующие технологические операции:

- дренаж остатков масла, содержащих загрязнения;

- при необходимости пропарка и (или) зачистка резервуара (при наличии продуктов коррозии и масляного шлама), возможно применение для этих целей специальных моющих препаратов;
- при необходимости промывка трубопроводов узла приема масла гидродинамическим методом с помощью горячего (температурой от 55 до 80°С) очищенного масла;
- промывка резервуаров струей горячего (температурой от 55 до 80°С) очищенного масла и дренаж промывочного масла из резервуара;
- повторный прием на чистоту.

10.4.2.3 Слив – налив масла и перекачку масла из одного резервуара в другой выполняют в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации МХ.

10.4.2.4 Контроль состояния масла и резервуаров, в которых хранится масло, выполняют ежедневно: проверяют уровень масла по указателям уровня, отсутствие протечек масла, состояние ВОФ. При необходимости выполняют отбор проб и анализ масла в соответствии с 7.1.2 или 8.1.2 настоящего стандарта.

10.4.2.5 При необходимости перекачки масла в зимнее время проверяют работу системы обогрева резервуаров и трубопроводов.

10.4.2.6 Обслуживание ВОФ на резервуарах выполняют по 7.6.1.3 настоящего стандарта.

10.4.3 Требования к маслоаппаратной

10.4.3.1 Оборудование маслоаппаратной должно обеспечивать выполнение следующих технологических операций:

- прием свежего масла из транспортных емкостей;
- прием отработанного и эксплуатационного масла при сливе из оборудования;
- хранение запаса масел для долива;
- подготовка масла к заливу в оборудование
- подача подготовленного масла к оборудованию;
- очистка и регенерация отработанного масла;
- стабилизация масла присадками;
- учет приема-выдачи масла;
- выдача масла в транспортную емкость.

10.4.3.2 Подготовка к работе оборудования маслоапаратной выполняется в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации МХ и требованиями документов изготовителей оборудования схемы МХ.

10.4.3.3 Операции с маслами следует осуществлять с включенной системой вентиляции.

10.4.3.4 Оптимальные режимы работы МОО должны быть определены при проведении пусконаладочных работ на МХ и быть включены в инструкцию по эксплуатации МХ.

10.4.3.5 Контроль параметров технологических операций выполняют с помощью штатных КИП. Контролируют изменение уровня масла в резервуарах, состояние ВОФ, выполняют отбор проб, контролируют давление, температуру и расход масла, при необходимости осуществляют мониторинг качества масла с помощью приборов встроенного контроля.

10.4.3.6 После выполнения операций с маслами останавливают оборудование МХ, закрывают запорную арматуру, отсоединяются от схемы и заглушаются гибкие шланги, отсоединяют и консервируют передвижное оборудование.

10.4.3.7 Трубопроводы в состоянии останова и консервации должны быть заполнены маслом, запорная арматура закрыта.

10.4.3.8 Передвижное оборудование МХ эксплуатируется в соответствии с требованиями руководств по эксплуатации оборудования и инструкции по эксплуатации МХ.

10.5 **Рекомендации по устранению типичных неисправностей МХ**

Наиболее типичные неисправности на МХ и рекомендации по их устранению приведены в таблице 8.

Т а б л и ц а 8 – Наиболее типичные неисправности на МХ и рекомендации по их устранению

Неисправности	Возможные причины	Рекомендации по устранению
1. При включении насоса отсутствует подача масла к оборудованию или в резервуар	1.1 Срабатывает перепускной клапан насоса	1.1. Отрегулировать перепускной клапан насоса
	1.2 Закрыта арматура в схеме	1.2. Проверить схему, открыть необходимую запорную арматуру.
	1.3 Повреждение насоса	1.3. Выполнить ревизию и ремонт насоса
	1.4 Повреждение трубопровода	1.4. Проверить схему, выполнить ремонт трубопровода
	1.5 Засорен сетчатый фильтр во всасывающей линии насоса	1.5 Выполнить ревизию сетчатого фильтра, продуть или заменить сетку
	1.6 Масло холодное, имеет очень высокую вязкость	1.6 Нагреть масло до температуры, обеспечивающей прокачку масла, выполнить ревизию системы нагрева трубопроводов и резервуаров
2. При очистке масла на МОО возрастает давление в напорной линии и снижается производительность МОО	2.1 Сработался фильтровальный элемент в ФТО	2.1 Выполнить ревизию ФТО, заменить фильтровальный элемент новым
	2.2 Неправильно выбран режим работы МОО	2.2 Выполнить ревизию и режимную наладку МОО, подобрать оптимальный режим очистки

Неисправности	Возможные причины	Рекомендации по устранению
3. После обработки масла на МОО или схеме МХ качество масла не соответствует требованиям нормативных документов	3.1 Неправильно выбран режим работы МОО и обработки масла	3.1 Выполнить ревизию и режимную наладку МОО, подобрать оптимальный режим обработки
	3.2 Штатное МОО имеет низкую эффективность (морально устарело или физически изношено, определяется в соответствии с приложением В).	3.2 Модернизировать или заменить МОО новым, современным, высокоэффективным МОО
	3.3 Загрязнение пробоотборной точки или крана	3.3 Повторно отобрать пробу. Выполнить ревизию пробоотборной точки или крана.
	3.4 Происходит смешение подготовленного масла с отработанным или загрязненным маслом	3.4 Проверить схему МХ или МОО, закрыть запорную арматуру на технологических перемычках между схемами подготовленных и отработанных масел, при необходимости установить дополнительные заглушки
	3.5 Загрязнение трубопроводов или резервуаров	3.5 Опорожнить трубопроводы и резервуары, выполнить дренаж остатков масла, проверить чистоту, провести очистку или технологическую промывку
	3.6 Попадание загрязнений в резервуар при «дыхании» из окружающей среды через ВОФ или линию перелива.	3.6 Выполнить ревизию ВОФ, заменить осушитель и масло в затворе, выполнить ревизию линии перелива, при необходимости долить масло в гидрозатвор
	3.7 Сработался адсорбент (цеолит или силикагель) в схеме МХ	3.7 Заменить адсорбент
4. После перекачки масла, очистки или ввода присадок в масле присутствует большое количество частиц загрязнений	4.1 Поврежден фильтровальный элемент в ФТО, который задействован в схеме	4.1 Выполнить ревизию ФТО, заменить фильтровальный элемент новым
	4.2 Загрязнение пробоотборной точки или крана	4.2 Повторно отобрать пробу масла через люк резервуара. Выполнить ревизию пробоотборной точки или крана.
	4.3 Загрязнение трубопроводов или резервуаров	4.3 Опорожнить трубопроводы и резервуары, выполнить дренаж остатков масла, проверить чистоту, провести зачистку или технологическую промывку.

10.6 **Модернизация оборудования масляных хозяйств ГЭС**

Модернизация оборудования масляных хозяйств ГЭС осуществляется с учетом рекомендаций приложения Е настоящего стандарта.

10.7 Организация учета приема-выдачи масла

Организация учета приема-выдачи масла в транспортные емкости и расхода масла на технологические цели ГЭС осуществляется с помощью жидкостных счетчиков узлов приема-выдачи масел МХ или путем расчета по градуировочным таблицам при контроле изменения уровня масла в резервуарах (баках) МХ и маслонаполненного энергетического оборудования.

10.8 Типы масляных хозяйств и объем требований по их эксплуатации

В зависимости от мощности на ГЭС оборудуются центральные, станционные или филиальные МХ. Центральное МХ оборудуется на одной из ГЭС каскада, и должно обеспечивать хранение, снабжение, подготовку масел к заливу и слив-налив масел в энергетическое маслонаполненное оборудование, в том числе для ГЭС, оборудованных филиальными МХ (филиальные МХ представляют собой парк резервуаров для хранения необходимого запаса масел). Центральные МХ оснащаются для этих целей необходимым передвижным оборудованием (транспортные емкости, МОО, шланги, маслонасосы и др.). Станционные МХ должны обеспечивать хранение, снабжение, подготовку масел к заливу и слив-налив масел в энергетическое маслонаполненное оборудование только ГЭС, на которой они оборудованы. Требования раздела 10 настоящего стандарта относятся к центральным и станционным МХ ГЭС. Требования к организации эксплуатации и технического обслуживания филиальных МХ ГЭС должны определяться в соответствии с ПТЭ [1], проектной документацией и собственного опыта эксплуатации.

11 Требования к подготовке маслосистем оборудования

11.1 При замене масла в оборудование заливаются подготовленные масла, отвечающие требованиям разделов 7-9. Подготовленные масла должны заливаться в маслосистемы принятые на чистоту с составлением акта, не содержащие загрязнений и масляного шлама.

11.2 Подготовка электрооборудования

11.2.1 Трансформаторное масло, находящееся в эксплуатации, подлежит замене, если его качество, не соответствует требованиям настоящего стандарта (таблица 4, превышение предельно-допустимых значений), ПТЭ [1] и стандартов [8], [15], [16], [17], [19] и не может быть восстановлено очисткой, регенерацией, стабилизацией присадками и другими методами.

11.2.2 Электрооборудование перед заливом масла после замены рекомендуется промывать с помощью горячего (температура от 55 до 80°С) очищенного трансформаторного масла для удаления остатков загрязнения с активной части и внутренней поверхности баков. Данную операцию особенно целесообразно применять перед заменой масла во всех высоковольтных вводах

(вне зависимости от срока службы) и трансформаторах с продолжительным сроком службы (более 12 лет). Технология промывки активной части приводится в инструкциях изготовителей электрооборудования. Возможно применение для этих целей специальных промывочных масел.

11.3 Подготовка маслосистем гидромеханического оборудования

11.3.1 Турбинное масло, находящееся в эксплуатации, подлежит замене, если его качество, не соответствует требованиям настоящего стандарта (таблица 7) и ПТЭ [1], и не может быть улучшено очисткой, стабилизацией присадками и другими методами.

11.3.2 В период ремонтов после слива масла рекомендуется проводить вскрытие маслосистемы гидроагрегата или другого маслонаполненного энергетического оборудования и выполнять внешний осмотр системы на наличие масляного шлама (маслобак, трубопроводы (особенно сливные), маслоохладители).

11.3.3 Очистку маслосистем от масляного шлама следует проводить в соответствии с требованиями соответствующей программы гидродинамической промывки или промывки водным раствором технических моющих препаратов.

11.3.3.1 Перед проведением промывки должна быть разработана и утверждена рабочая программа проведения промывки, в которой должна быть приведена технология и схема проведения промывки, способ промывки определяется решением технического руководителя ГЭС.

11.3.3.2 Технологию промывки маслосистемы следует выбирать исходя из следующих критериев:

- способы промывки или очистки должны обеспечивать наиболее полное удаление масляного шлама из маслосистемы, не оказывать отрицательного воздействия на элементы и узлы маслосистем агрегатов, не оказывать в последующем отрицательного воздействия на качество заливаемого масла при его смешении с остатками промывочной жидкости, которое не может быть устранено перед пуском агрегатов с помощью штатного МОО;
- решение о применении нового способа промывки или очистки принимает технический руководитель ГЭС в зависимости от конкретных условий (степени загрязнения и схемы маслосистемы агрегата, ассортимента применяемых масел, эффективности действия штатного МОО, состояния оборудования и схемы МХ, наличия опыта аналогичных промывок и др.).

11.3.3.3 Маслоохладители следует промывать отдельно от маслосистемы с помощью водного раствора тринатрийфосфата (от 10 до 15%) с поверхностно-активными веществами или водного раствора технических моющих средств серии ТМС Л (от 5 до 15%) в соответствии с требованиями специальной программы промывки. После промывки маслоохладителей моющим раствором необходимо проводить их отмывку водой до нейтральной реакции. Промывку

маслоохладителей рекомендуется выполнять с помощью многократной циркуляции промывочного раствора через маслоохладитель. Чистота маслоохладителей проверяется с помощью металлической линейки, которую пропускают между трубками маслоохладителя. При этом на ней не должно быть обнаружено следов шлама.

11.3.3.4 Необходимость промывки или очистки маслосистем оборудования, следует определить на основе анализа изменения показателей качества турбинного масла, эксплуатируемого в оборудовании. Очистка маслосистем оборудования необходима при наличии одного или нескольких из следующих факторов:

- наличие в масле растворенного масляного шлама;
- ухудшение класса промышленной чистоты масла по ГОСТ 17216 до значения 13 класс и более, и невозможности очистки масла до нормативных требований штатными средствами очистки;

Примечание - Чем больше значение класса промышленной чистоты и более продолжителен срок работы загрязненного масла, тем больше необходимость в проведении очистки.

- периодическое обводнение масла.

11.3.3.5 Гидродинамическую промывку рекомендуется осуществлять турбинным эксплуатационным маслом, отвечающим требованиям таблицы 6 или свежим турбинным маслом, отвечающим требованиям таблицы 5. Рекомендуется выполнять промывку маслом той же марки и изготовителя, которое в дальнейшем планируется заливать и эксплуатировать в маслосистеме гидроагрегата или другого маслонаполненного энергетического оборудования.

11.3.3.6 Возможно применение иных способов промывки или очистки маслосистем агрегатов при наличии соответствующих актов, подтверждающих их эффективность.

11.4 **Подготовка маслосистем оборудования, в которых применяются индустриальные, компрессорные, гидравлические и другие типы масел**

11.4.1 Индустриальное, компрессорное, гидравлическое масло и масло других типов, находящееся в эксплуатации, подлежит замене, если его качество, не соответствует требованиям настоящего стандарта и не может быть улучшено очисткой и другими методами, а также по достижению указанной в документации изготовителей оборудования продолжительности эксплуатации (в регламентированные сроки).

11.4.2 В период ремонтов после слива масла необходимо проводить вскрытие маслосистемы маслонаполненного энергетического оборудования и выполнять внешний осмотр системы на наличие масляного шлама (маслобак, трубопроводы (особенно сливные), маслоохладители).

11.4.3 Очистку маслосистем от масляного шлама следует проводить в соответствии с требованиями соответствующей программы гидродинамической промывки, промывку следует осуществлять маслом той же марки, которую планируется заливать в оборудования после замены масла.

12 Утилизация отработанных масел и оборудования МХ

12.1 Сбор отработанных энергетических масел, которые в дальнейшем планируется регенерировать, следует осуществлять раздельно по отдельным типам масла (нефтяное турбинное или трансформаторное) без их смешения друг с другом. Если оснащение и схема МХ позволяет, то сбор отработанных масел для регенерации рекомендуется осуществлять раздельно по маркам масла.

12.2 Сбор отработанных трансформаторных масел для регенерации рекомендуется осуществлять раздельно по группам (в зависимости от группы масла или смеси масел по стабильности против окисления в соответствии с таблицей Г.1 (приложение Г настоящего стандарта).

12.3 Сбор отработанных масел осуществляется в специальные резервуары МХ, предназначенные для этих целей. Регенерация масла осуществляется в соответствие с требованиями инструкции по эксплуатации МХ.

12.4 Отработанные нефтяные индустриальные, компрессорные, гидравлические, турбинные и трансформаторные масла, подлежащие сдаче для переработки в специализированные организации, могут собираться в один резервуар МХ и должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к качеству масел группы МИО в соответствии с положениями ТР ТС 030/2012 и ГОСТ 21046.

12.5 Если при сборе отработанных масел происходит неизбежное их смешение с топливом, растворителями или другими отработанными нефтепродуктами, то такая смесь нефтепродуктов должна удовлетворять требованиям к качеству нефтепродуктов группы СНО в соответствии с положениями ТР ТС 030/2012 и ГОСТ 21046.

12.6 Отработанные масла должны быть полностью или частично использованы на технологические нужды вспомогательных производств, если отсутствует возможность восстановления их эксплуатационных свойств в условиях ГЭС с целью организации их повторного применения в маслонаполненном энергетическом оборудовании по прямому назначению.

Отработанные и неочищенные эксплуатационные масла, которые не используются для нужд ГЭС, должны быть отправлены на переработку или утилизацию в специализированные организации, имеющие соответствующие лицензии. Партия отработанных масел, направляемая на утилизацию должна иметь необходимую сопроводительную документацию и маркировку тары в соответствии с требованиями ТР ТС 030/2012.

Такие масла могут быть проданы сторонним организациям для их повторного применения на технологические нужды сторонних организаций.

На ГЭС должен осуществляться строгий учет масел, передаваемых сторонним организациям.

12.7 Отработанные расходные материалы и оборудование МХ утилизируются в соответствии с требованиями документов изготовителей и соответствующих программ утилизации, предусмотренных проектной документацией, в соответствии с требованиями действующих документов по охране окружающей среды.

12.8 Отходы, загрязненные маслом или смазкой (ветошь, опилки, песок, отработанные фильтровальные элементы и материалы, сорбенты и др.) передаются на утилизацию в соответствии с договорами, заключаемыми ГЭС со сторонними организациями. Количество масла, утилизируемого с замасленными отходами, определяется опытным путем с учетом содержания масла в отходе. Содержание масла в отходах очистки или регенерации определяется на основе паспортных данных изготовителя оборудования для очистки или регенерации масла. При необходимости определение собираемых потерь с отходами очистки или регенерации проводится весовым методом (взвешивание фильтров, сорбентов и др. до применения и после - отработанных, подлежащих утилизации).

12.9 Замасленные воды, образующиеся при эксплуатации МХ, должны быть направлены на очистные сооружения или установки.

12.10 Для сбора протечек и розлива масел рекомендуется применять превентивные средства сбора протечек нефтепродуктов многократного применения (специальные сорбирующие маты и салфетки). Применение таких средств сбора протечек нефтепродуктов совместно с механическими устройствами их регенерации способно сократить количество замасленных отходов, требующих утилизации. Возможно применение водных растворов технических моющих средств и превентивных средств сбора протечек.

13 Общие требования к составлению местных инструкций по эксплуатации энергетических масел и масляных хозяйств

13.1 В местных инструкциях по эксплуатации МХ должны содержаться следующие сведения:

- общие сведения о маслах (ассортимент, применяемые присадки, основные эксплуатационные свойства);
- состав схемы и оборудования МХ;
- распределение обязанностей между структурными подразделениями ГЭС при эксплуатации оборудования МХ;
- требования пожарной безопасности, техники безопасности и охраны окружающей среды;

- порядок приема масла;
- порядок хранение масла;
- порядок проведения перекачки масла внутри МХ;
- порядок подготовки масла к заливу в оборудование;
- порядок залива (долива) масла в оборудование;
- правила отбора проб масла (если не предусмотрена специальная инструкция по отбору проб, основные правила приведены в приложении Б);
- объем и нормы контроля качества масла при приеме, хранении, обработке масла на МХ (возможна ссылка на инструкцию по контролю качества масла химической лаборатории электрической станции или сети);
- порядок слива масел из оборудования на маслохозяйство;
- порядок регенерации масла;
- порядок стабилизации масла присадками;
- порядок выдачи масла в транспортные емкости;
- порядок учета приема-выдачи масла;
- порядок контроля технологических параметров при проведении операций с маслами на МХ;
- порядок подключения и применения передвижного оборудования;
- порядок подготовки резервуаров и трубопроводов (зачистка, технологические промывки);
- порядок открытия и закрытия запорной арматуры, пуска и останова технологического оборудования при выполнении технологических операций на МХ;
- порядок и периодичность калибровки резервуаров и проверки градуировочных таблиц;
- порядок и периодичность обслуживания баков и трубопроводов.

13.2 В местных инструкциях по эксплуатации масел должна содержаться следующие информация:

- общие сведения о маслах (ассортимент, применяемые присадки, основные эксплуатационные свойства);
- распределение обязанностей между структурными подразделениями и персоналом по эксплуатации масел в оборудовании электрической станции или сети;
- требования пожарной безопасности, техники безопасности и охраны окружающей среды;
- порядок приема и хранения масла (возможна ссылка на инструкцию по эксплуатации МХ электрической станции или сети);
- требования к подготовке масла к заливу в оборудование;
- требования к подготовке маслосистем оборудования перед заливом масла;
- порядок залива (долива) масла в оборудование;

- порядок очистки масла в оборудовании с применением штатного и передвижного МОО;
- правила отбора проб масла (если не предусмотрена специальная инструкция по отбору проб, основные правила приведены в приложении Б);
- объем и нормы контроля качества масла при приеме, хранении, обработке и эксплуатации масла в оборудовании электрической станции или сети (возможна ссылка на инструкцию по контролю качества масла химической лаборатории электрической станции или сети);
- порядок слива масел из оборудования на МХ;
- мероприятия по защите масла от старения и восстановлению (поддержанию) его эксплуатационных свойств при эксплуатации в оборудовании;
- порядок учета расхода масла;
- порядок подготовки маслобаков и маслопроводов (зачистка, технологические промывки).

Приложение А
(справочное)

Общие требования к лабораториям контроля качества масел. Методики и приборы лабораторных испытаний. Аккредитация лабораторий.

А.1 Лаборатория контроля качества масла должна обеспечивать надежный и достоверный контроль качества масел и смазок, а также диагностику технического состояния при эксплуатации различного маслонаполненного энергетического оборудования ГЭС.

А.2 Основными задачами контроля качества масел являются:

- своевременное выявление нарушений режимов работы маслонаполненного энергетического оборудования;
- контроль качества масел при их приеме от поставщика, хранении, подготовки к применению, заливу в оборудование после монтажа или ремонта, эксплуатации в оборудовании, регенерации и очистке на МХ, оценки эффективности действия МОО и др.;
- проверка загазованности помещений МХ;
- диагностика технического состояния энергетического оборудования, в котором используются различные масла или смазки.

А.3 После организации и комплектации лаборатория должна пройти процедуру аккредитации (аттестации) для подтверждения ее технической компетентности в соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008 № 102-ФЗ и ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025.

А.4 Лаборатория должна комплектоваться приборами и методиками выполнения измерений, которые обеспечивает получение результатов измерений с погрешностью, регламентируемой действующим законодательством и отраслевыми требованиями.

А.5 Лаборатория должна комплектоваться с применением сертифицированных средств измерений, внесенных в государственный реестр утвержденных типов средств измерений и прошедших поверку, имеющих соответствующие документы (сертификаты и свидетельства о поверке).

А.5.1 При выборе средства измерения для реализации конкретного метода испытания необходимо выбирать приборы (средства измерения), обеспечивающие измерение необходимых значений показателей качества масла в интервалах значений, указанных в разделах 7-9 настоящего стандарта, и обладающих минимальной погрешностью измерений.

А.5.2 Показатели прецезионности при сравнении различных методов испытаний и средств измерения должны быть определены в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.580.

А.5.3 Средства испытаний (аппараты, приборы и оборудование, не требующие поверки) выбираются на основании требований действующих стандартов на методы испытаний.

А.6 Лаборатория должна иметь утвержденные в установленном порядке положение о лаборатории и паспорт лаборатории, содержащий сведения о методиках выполнения измерений и испытаний, объектах количественных химических анализов, лабораторных приборах и оборудовании, стандартных образцах, персонале и помещениях лаборатории.

А.7 Помещение и оборудование лаборатории должно обеспечивать безопасное проведение работ в соответствие с требованиями действующих нормативных документов.

А.7.1 Лаборатория должна располагаться в отдельном просторном, светлом и отапливаемом помещении, оборудованном приточно-вытяжной вентиляцией, водопроводом, канализацией и горячим водоснабжением [1]. Помещения лаборатории и окружающая среда при проведении испытаний вне помещений лаборатории должны соответствовать требованиям нормативных документов на испытания и требованиям к условиям эксплуатации лабораторных средств измерений или испытаний.

А.7.2 В помещении лаборатории должны быть оборудованы рабочие места для испытаний нефтепродуктов по показателям качества, нормируемым в разделах 6-9 настоящего стандарта. Площадь рабочей зоны должна быть не менее 5 $м^2$. Минимальное расстояние прохода между лабораторными столами с оборудованием должно быть не менее 1,4 м.

А.7.3 Помещения лаборатории оборудуются системой принудительной приточно-вытяжной вентиляции, вытяжными лабораторными шкафами, местными вытяжками над местами возможного выделения газов (раковины, шкафы хранения реактивов, другое). Вытяжные шкафы с принудительной вентиляцией, должны обеспечивать скорость всасывания воздуха в сечении открытых на 150-200 мм створках шкафа в пределах 1,0-1,2 м/с (при работе с вредными веществами, перечень которых определяется стандартами на методы испытаний).

А.7.4 Для обеспечения необходимого температурного режима эксплуатации приборов и методик выполнения анализов в помещении лаборатории и в весовой комнате приточную вентиляцию оборудуют системой кондиционирования.

А.7.5 Кратность воздухообмена приточно-вытяжной вентиляции регулируется подачей воздуха, необходимого для обеспечения требуемых параметров воздушной среды в рабочем помещении и определяется условиями разбавления вредных примесей (задается при проектировании лаборатории), но не менее трехкратного воздухообмена в час. Объем удаляемого воздуха из помещений лабораторий должен превышать на 10 % объем приточного воздуха. Для проветривания помещений лаборатории в нерабочее время необходимо предусмотреть систему естественной вентиляции.

А.7.6 Электрическое освещение в вытяжных шкафах должно быть выполнено взрывозащищенным. Выключатели и штепсельные розетки должны быть установлены снаружи вытяжного шкафа.

А.7.7 Рабочие лабораторные столы и вытяжные шкафы при работе с нагревательными приборами при анализе нефтепродуктов должны иметь несгораемые покрытия и бортики из несгораемого материала. При одновременной работе с кислотами и щелочами лабораторные столы и вытяжные шкафы должны также иметь антикоррозионные покрытия.

А.7.8 Внутренние покрытия помещения (потолок, стены, перегородки) лаборатории должно быть выполнены с применением технологий, исключающих образование пыли.

А.7.9 Освещенность в лаборатории должна соответствовать требованиям действующих НТД.

А.8 Лаборатория должна быть оснащена персональным компьютером для ведения базы данных, расчета погрешностей при выполнении анализов и организации внутри лабораторного контроля, рекомендуется применять для этих целей специализированное программное обеспечение.

А.9 Для обеспечения проведения пусконаладочных работ на ГЭС должна быть выполнена комплектация лаборатории до начала проведения таких работ на основном оборудовании.

А.10 Для оперативного контроля технологических операций при обработке масла при пуске или ремонте маслонаполненного энергетического оборудования, очистки или регенерации масел разрешается применять средства экспресс-контроля (индикаторные методы контроля качества масла, не требующие поверки), однако решение о возможности применения масла, ввода оборудования в эксплуатацию после монтажа или ремонта должны приниматься только после лабораторных испытаний масла в соответствии с требованиями разделов 6 – 9.

А.11 При применении средств мониторинга качества масел в процессе эксплуатации или обработки на МОО и возникновении несоответствия данных испытаний средств мониторинга и средств лабораторного контроля качества масла, выполняются дополнительные испытания с применением стандартных образцов, если такая процедура проверки не возможна для средств мониторинга, то решения о состоянии масла принимаются на основании результатов лабораторных испытаний проб масла в соответствии с действующими стандартами.

А.12 При отсутствии в лаборатории ГЭС всех необходимых условий для организации контроля качества масел или смазок в соответствии с требованиями разделов 6-9 настоящего стандарта должен быть организован контроль качества проб масла в аккредитованной лаборатории другой организации.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Порядок отбора проб масла

Б.1 Основная задача персонала при отборе проб – обеспечить представительность пробы, т.е. ее соответствие и идентичность той жидкости, которая содержится в оборудовании или в емкости.

Б.2 Отбор проб товарных масел из транспортной емкости осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 2517. Из транспортной емкости всегда отбирается три пробы (одна контрольная и две арбитражные) согласно инструкции [5]. В случае несоблюдения процедуры отбора проб по ГОСТ 2517, претензия по качеству поступившего масла не будет обоснованной. Арбитражные пробы используется для анализа при возникновении разногласий с поставщиком масла при оценке его качества. При отборе проб масла также следует руководствоваться требованиями ГОСТ 31873.

Б.3 Отбор проб трансформаторных масел из электрических аппаратов и других емкостей должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 6433.5. В случае необходимости отбора проб дегазированных, глубоко осушенных масел для определения их влагосодержания, газосодержания и (или) электроизоляционных характеристик целесообразно отбор проб осуществлять в соответствии с требованиями методики испытаний масел (метод газовой хроматографии) и рекомендаций МЭК 60422 [19] и МЭК 60475 [20]. Наиболее целесообразно использовать для отбора проб для указанных целей стеклянные шприцы, оборудованные трехходовым краном.

Б.4 Отбор проб турбинных масел следует осуществлять по Б.8 приложения Б.

Б.5 Небрежный отбор проб или загрязнение пробоотборной посуды приводит к ошибочным заключениям в отношении качества масла и к неоправданным потерям времени, трудозатрат и расходов на транспортировку и контроль проб, т.е. правильный и грамотный отбор проб является важнейшим фактором для получения достоверных результатов испытаний.

Б.6 При отборе проб масла следует соблюдать следующие основные правила:

- отбор проб должен выполняться специально подготовленным персоналом, прошедшим необходимый инструктаж;
- избегать выполнения отбора проб при плохой погоде (осадки, сильный ветер с пылью, запыленность и загазованность помещения и др.) или соблюдать при этом дополнительные меры предосторожности для предотвращения загрязнения пробы из окружающей среды;
- использовать только специально подготовленную, т.е. чистую и сухую посуду, рекомендуется применять для отбора проб стеклянные бутылки (желательно из темного стекла) с внешней винтовой полиэтиленовой крышкой или бесшовные металлические банки или одноразовые специальные полимерные пакеты (емкости) для отбора нефтепродуктов;
- применение для отбора проб масел одноразовых специальных полимерных пакетов (инертных и устойчивых к воздействию нефтепродуктов) или банок целесообразно, если не планируется длительное хранение пробы в лаборатории (в течение более чем 1 недели);
- использовать только специально подготовленные, т.е. чистые и сухие шланги для отбора проб, рекомендуется применять для отбора проб прозрачные шланги (силиконовые или из ПВХ, инертные и устойчивые к воздействию соответствующего типа нефтепродуктов);
- выполнить внешний осмотр посуды и шлангов для отбора пробы, убедится в их чистоте;
- посуда транспортируется к месту отбора проб герметично закрытой и желательно в специальной контейнере или коробке, для устранения риска ее загрязнения;
- шланги транспортируются к месту отбора проб в герметично закрытом пластиковом контейнере или полиэтиленовом пакете;
- выполнить внешний осмотр пробоотборной точки или крана, при необходимости очистить их от загрязнения (для очистки рекомендуется применять специальные салфетки, не оставляющие волокон, например из микрофибры);
- подсоединить шланг для отбора пробы, подготовить посуду;

- слить достаточное количество масла (не менее 2 л) для удаления загрязнения, которое может находится на пробоотборном патрубке, в линии или шланге, при наличии защитного колпака на кране или точке отбора пробы, количество сливаемого масла может быть уменьшено до 100-300 мл;

- ополоснуть пробоотборную посуду отбираемым маслом (не менее двух раз, заполняя пробоотборную посуду не менее чем на 30 %), при применении одноразовых полимерных пакетов отбор пробы осуществляется сразу в пакет, без его ополаскивания;

- обеспечить наполнение каждого сосуда (емкости) для отбора пробы не менее чем на 95 % его вместимости, рекомендуется шланг для отбора пробы погружать до дна посуды, чтобы избежать интенсивного перемешивания пробы с воздухом рабочей зоны;

- сразу же после заполнения сосуд с пробой герметично закрывается крышкой, необходимо контролировать, чтобы между поверхностью пробы и крышкой оставалось свободное пространство (не менее 15-20 мм);

- после отбора пробы восстановить первоначальный вид пробоотборной точки или крана (закрыть, демонтировать штуцер или установить на него защитный колпак, если таковой имеется, и т.п.);

- применять для уплотнения пробоотборных точек или кранов только маслостойкую резину или фторопластовые уплотнительные материалы, исключить использование для этих целей волокнистых материалов (пакля, асбестовые или графитовые шнуры и т.п.);

- промаркировать пробу или проверить правильность и полноту маркировки этикетки на пробе;

- хранить пробы в шкафу или ящике с гнездами из несгораемого материала;

- хранить пробы в темном и прохладном месте, если в качестве пробоотборника использовались прозрачные бутылки, не допускать близкого контакта с источниками тепла и особенно не оставлять под воздействием прямого солнечного света.

Б.7 Отбор проб из электрооборудования производится при обычном режиме работы или сразу после его отключения. Это требование особенно важно выполнять, когда определяется содержание воды или зависящие от него характеристики (пробивное напряжение, тангенс угла диэлектрических потерь и др.). При охлаждении масла после отключения электрооборудования, вода может сорбироваться твердой изоляцией, что приведет к изменению содержания воды и зависящих от нее характеристик масла ($U_{пр}$ и $tg\delta$). Рекомендуется при этом фиксировать температуру масла при отборе пробы.

Б.8 Отбор проб турбинного масла из транспортных емкостей, резервуаров хранения и оборудования рекомендуется выполнять в соответствие с требованиями ГОСТ 2517, ГОСТ 31873 из штатных пробоотборных точек. Если таковые точки отсутствуют, то рекомендуется применять специальные переносные устройства для отбора проб. Отбор проб масла из маслосистем агрегатов и другого оборудования с применением переносной системы отбора проб рекомендуется проводить из отсека чистого масла маслобака. Отбор пробы из грязного отсека может выполняться дополнительно, в случае необходимости, когда возникает задача определения количества и природы частиц загрязнения, выносимых маслом из маслосистемы.

Б.9 После доставки проб в лабораторию не следует сразу открывать сосуды и приступать к испытаниям, а необходимо подождать до тех пор, пока температура пробы не достигнет комнатной.

Приложение В
(рекомендуемое)

Требования по определению эффективности маслоочистительного оборудования

В.1 Определить эффективность действия МОО, предназначенного для обработки (подготовка к заливу, очистка, регенерация и др.) энергетических масел можно, используя два основных критерия это – способность МОО обеспечить качество масла в соответствии с требованиями раздела 7-9 настоящего стандарта и оценка коэффициента очистки (по ГОСТ Р 50554). Коэффициент очистки наиболее удобен для оценки эффективности МОО различных типов, использующих различные технологии и способы очистки масел.

В.2 Коэффициент очистки (K_o) рассчитывается по формуле (В.1):

$$K_o = C_1/C_2 \qquad (В.1)$$

где K_o – коэффициент очистки, характеризующий эффективность конкретного вида (марки) МОО удалять из энергетического масла определенный вид загрязнения (вода, механические примеси, газы, продукты старения и т.п.);

C_1 – концентрация определенного вида загрязнения в исходном энергетическом масле до очистки на МОО;

C_2 – концентрация определенного вида загрязнения в энергетическом масле после его очистки на МОО за 1 цикл.

Примечания:

1. C_1, C_2 определяются посредством отбора проб масла и его анализа с применением методик определения показателей качества масла, в соответствие с требованиями раздела 7-9 настоящего стандарта;

2. Возможно применение для этих целей приборов встроенного контроля, если результаты анализа, полученные с их помощью, соответствуют результатам лабораторных испытаний проб масла (относительная погрешность не более 20 %);

3. Возможно определение K_o с применением показателей качества, характеризующих основные эксплуатационные свойства масла (например: $U_{пр}$ и $tg\,\delta$ для трансформаторных масел).

В.3 Коэффициент очистки МОО при определении эффективности очистки масла от твердых частиц (механических примесей) должен учитывать минимальный размер частиц, который требуется удалять из масла, чтобы обеспечить необходимое качество масла в соответствие с требованиями раздела 7-9. Для фильтров данный размер определяется такой характеристикой как номинальная или абсолютная тонкость фильтрации. Поэтому K_o при определении эффективности очистки масла от твердых частиц (механических примесей) принимает следующий вид:

$$K_{oi} = C_{i1}/C_{i2} \qquad (В.2)$$

где K_{oi} – коэффициент очистки, характеризующий эффективность конкретного вида (марки) МОО удалять из энергетического масла механические примеси размером i мкм и более (*Например:* K_{o5} *– коэффициент очистки для механических примесей размером более 5 мкм и т.п.*);

C_{i1} – количество твердых частиц размером i мкм и более в исходном энергетическом масле до очистки на МОО;

C_{i2} – количество твердых частиц размером i мкм и более в энергетическом масле МОО после его очистки на МОО за один цикл.

В.4 Коэффициент очистки МОО можно определить на МХ или на специальном стенде, применяя схему испытания, приведенную на рисунке В.1.

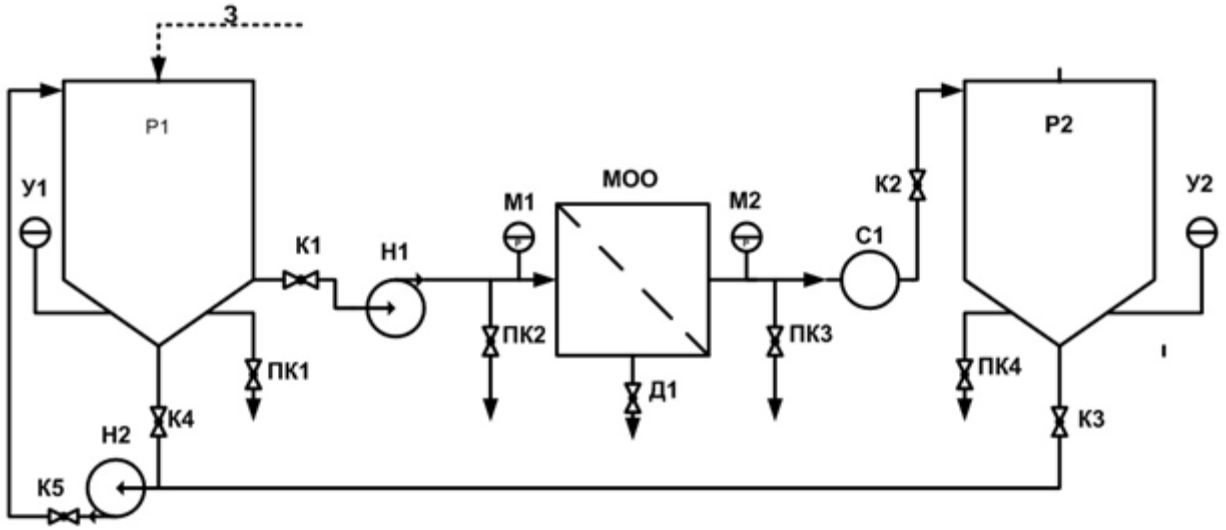


Рисунок В.1 – Принципиальная схема для определения эффективности действия маслоочистительного оборудования

В.5 Требования к оборудованию схемы для определения K_o

Оборудование схемы для определения K_o, должно отвечать следующим требованиям:

- быть штатным оборудованием МХ;
- КИП (указатели уровня, манометры и счетчик расхода масла) должны быть поверены;
- резервуары и трубопроводы должны быть откалиброваны, их вместимость должна обеспечить работу МОО в течение не менее 1 часа;
- вместо отбора проб из ПК2 и ПК3 могут быть применены датчики (приборы) встроенного контроля для мониторинга C_1 и C_2.
- насос Н2 должен обладать достаточной производительностью для обеспечения циркуляции масла в резервуаре Р1 не менее восьмикратной в час, с целью обеспечения равномерного распределения загрязнений в исходном масле.
- отбор проб масла следует осуществлять в соответствие с требованиями приложения Б и ГОСТ 2517.
- если МОО имеет собственный масляный насос, то насос Н1 из схемы исключают.
- вместо отбора проб из ПК2 и ПК3 может осуществляться отбор проб масла из штатных пробоотборных точек МОО.

В.6 Рекомендации по качеству исходного масла для испытаний.

В.6.1 Целесообразно для испытаний применять свежие масла.

В.6.2 Исходное турбинное масло должно иметь классы промышленной чистоты по ГОСТ 17216 – от 13 до 14, содержание воды по ГОСТ 24614, ГОСТ Р МЭК 60814 – от 800 до 1200 мг/кг (ppm).

В.6.3 Исходное трансформаторное масло должно иметь класс промышленной чистоты по ГОСТ 17216 – от 13 до 14, содержание воды ГОСТ 24614, ГОСТ Р МЭК 60814 – от 30 до 50 мг/кг (ppm), пробивное напряжение по ГОСТ 6581 – в пределах от 10 до 20 кВ.

В.7 Порядок проведения испытаний при определении K_o.

В.7.1 Залить исходное масло в резервуар Р1, включить насос Н2 на циркуляцию масла в Р1 по замкнутой схеме.

В.7.2 Ввести в масло искусственный загрязнитель (дистиллированная вода, кварцевая пыль, масляный шлам и т.п.).

В.7.3 Перемешать масло в течение 1 ч, отобрать пробу из ПК1 (C_1).

В.7.4 Выполнить анализ пробы масла.

В.7.5 Включить МОО в работу.

В.7.6 Через каждые 5 мин отбирать пробы масла из ПК2 и ПК3, выполнять анализ проб масла, или контролировать C_2 и C_1 с помощью приборов встроенного контроля.

В.7.7 Контролировать параметры испытания (уровень масла, давление, расход масла, при необходимости температуру и др.) контроль которых предусмотрен руководствами по эксплуатации МОО.

В.7.8 Через 1 ч остановить МОО, отобрать пробу из Р2 через ПК4, выполнить анализ (C_2).

В.7.9 Обработать результаты анализов проб масел и испытаний, рассчитать $К_о$, как среднеарифметическое значение (не менее чем для 10 проб масла).

В.7.10 Для повторения испытаний перекачать масло из Р2 в Р1 с помощью насоса Н2, повторить изложенное в В.7.1-В.7.9 приложения В.

В.8 Рекомендуемые $К_о$:

- $К_о$ для воды не менее 2.
- $К_о$ для механических примесей не менее 25.

В.9 Для оценки эффективности МОО одинакового назначения, но разной производительности, необходимо использовать характеристику эффективной производительности, которую можно рассчитать по формуле (В.3):

$$Q_э = (K_o\text{-}1)\, Q/10 \qquad (В.3)$$

где $Q_э$ – эффективная производительность МОО;

K_o – коэффициент очистки;

Q – паспортная производительность (пропускная способность по маслу) МОО;

10 – коэффициент учитывающий, необходимую кратность циркуляции при очистке по замкнутому контуру.

В.10 При определении эффективности действия МОО необходимо также определить отсутствие отрицательного воздействия МОО на другие эксплуатационные свойства масла, для чего рекомендуется выполнить расширенный анализ проб масла в начале и окончании испытаний (отбор проб из ПК1и ПК4) в соответствии с требованиями разделов 7-9.

В.11 При определении эффективности действия МОО при регенерации масла необходимо определять изменение всех показателей качества, определяющих технические требования к качеству регенерированных масел.

В.12 Следует принимать во внимание, что с уменьшением концентрации загрязнения эффективность очистки может уменьшаться.

В.13 Дополнительно для сравнительной оценки эффективности действия МОО, использующих различные технологии, может быть применен анализ грязеемкости (количество загрязнений выделяемых из масла до момента замены фильтровального элемента или необходимости технического обслуживания МОО для удаления осадков) и расчет коэффициент отсева Кφ по формуле (В.4):

$$K_\varphi = (C_1 - C_2)/\, C_1 = 1 - 1/K_o. \qquad (В.4)$$

Приложение Г
(рекомендуемое)

Область применения и порядок смешения трансформаторных масел

Г.1 Область применения трансформаторных масел.

Г.1.1 Трансформаторные масла различаются между собой по эксплуатационным свойствам, в связи с различиями в применяемом сырье и технологиях их производства.

Г.1.2 Область применения трансформаторных масел в электротехническом оборудовании приведена в таблице Г.1.

Т а б л и ц а Г.1 – Область применения трансформаторных масел

Марка масла	Номер стандарта на масло	Стабильность против окисления масла	Тип электрооборудования и класс напряжения
ГК ВГ СА (*) Nytro 11GX Nytro 11GBX Nytro 10XN	Документ изготовителя То же То же ГОСТ Р 54331 (IEC 60296:2012) [6] То же То же	Высокая	Силовые и измерительные трансформаторы, реакторы, высоковольтные вводы до 1150 кВ включ., масляные выключатели
Т-1500(*) Т-750 (*) Т-1500 У	ГОСТ 982 ГОСТ 982 Документ изготовителя	Средняя	То же
ТКп (*) ТАп (*)	Документ изготовителя (выпуска до 1992 г. включ.) То же	Низкая	Силовые и измерительные трансформаторы, реакторы до 500 кВ включ., масляные выключатели
ТСп (ТСО) ТКп	ГОСТ 10121 Документ изготовителя (выпуска после 1992 г.)	Низкая	Силовые и измерительные трансформаторы до 35 кВ включ., масляные выключатели
АГК, (Специальное арктическое)	Документ изготовителя	Высокая	Силовые трансформаторы, реакторы до 750 кВ включ. Для регионов с холодным климатом
МВ (*) МВТ (Специальные арктические)	Документ изготовителя То же	Низкая Высокая	Масляные выключатели для регионов с холодным климатом
Примечание – Масла, обозначенные в таблице Г.1 (*) в настоящее время сняты с производства			

Требования документов изготовителей масла, определяющих технические требования к маслам, приведены в настоящем стандарте, ГОСТ Р 54331 и IEC 60296:2012 [6].

Г.1.3 Трансформаторные масла (товарные и свежие) должны отвечать требованиям, распространяющихся на них нормативных документов. Наиболее предпочтительно применение масел с высокой стабильностью против окисления.

Г.1.4 Значения основных показателей качества свежих масел, поставляемых на ГЭС, должны удовлетворять требованиям документа (международная спецификация или стандарт или технические условия, ГОСТ Р 54331).

Г.1.5 Масла различных марок, рекомендуется хранить и использовать раздельно, без смешения, в соответствии с их областью применения.

Г.1.6 В период гарантийного срока эксплуатации электрооборудования все операции с маслами (долив, замена, ввод присадок и др.) должны быть согласованы с предприятием-изготовителем электрооборудования.

Г.1.7 В масляных выключателях всех классов напряжения можно применять любые трансформаторные масла, которые приведены в таблице Г.1 приложения Г, отвечающие требованиям таблиц 1 - 3 настоящего стандарта.

Г.1.8 При необходимости использования новых марок трансформаторных масел, не указанных в таблице Г.1 приложения Г, порядок их применения и смешения должен быть определен (согласован) изготовителем маслонаполненного электрооборудования и (или) специализированной экспертной организацией.

Г.2 Порядок смешения трансформаторных масел.

Г.2.1 Свежие масла, предназначенные для смешения, должны удовлетворять требованиям нормативных документов.

Г.2.2 Не допускается смешение специальных арктических масел (АГК, МВТ, МВ) с другими трансформаторными маслами, а также отечественных и импортных трансформаторных масел разных классов, согласно международной спецификации (IEC 60296:2012 [6]).

Г.2.3 Следует проводить смешение масел, предназначенных для применения в высоковольтных вводах, с учетом требований таблицы Г.2 приложения Г. Залив масел в высоковольтные вводы, залитых маслом ВГ или импортными маслами необходимо согласовать с изготовителем высоковольтных вводов, если используется другая марка масла, отличная от залитой у изготовителя. Рекомендуется применять для залива масла с высокой стабильностью против окисления, приведенные в таблице Г.1 приложения Г.

Г.2.4 Допускается за исключением случаев, оговоренных в Г.2.2 и Г.2.3 приложения Г, проводить смешение трансформаторных масел, приведенных в таблице Г.1 приложения Г, в любых соотношениях.

Г.2.5 При смешении масел с разной областью применения (см. таблицу Г.1 приложения Г), смесь может использоваться только в электрооборудовании низшего класса напряжения.

Показатели качества смеси подготовленных (очищенных) масел, предназначенных для залива в электрооборудование, должны удовлетворять требованиям таблиц 2 или 3 настоящего стандарта.

Г.2.6 Рекомендуется при смешении использовать масла одной группы стабильности против окисления (см. таблицу Г.1 приложения Г). Масла, содержащие кроме АГИДОЛ-1 (ионол) еще и другие присадки (например: Т-1500У с деактивирующей присадкой БЕТОЛ-1), рекомендуется применять без смешения с другими маслами, или осуществлять смешение только после определения совместимости масел в лабораторных условиях.

Г.2.7 Следует, при необходимости смешения новых марок масел, не указанных в таблице Г.1 приложения Г, проводить их испытания на совместимость по специальной программе.

Масла считаются совместимыми, если качество смеси удовлетворяет требованиям к маслу более низкого качества из состава смеси. Рекомендуется испытания на совместимость масел проводить в специализированных организациях, лаборатории которых имеют соответствующую область аккредитации.

Г.2.8 Допускается смешение свежих, регенерированных и эксплуатационных масел, если сами масла и их смеси отвечают требованиям таблиц 2 или 3 настоящего стандарта.

Т а б л и ц а Г.2 – Марки масел, рекомендуемых для замены и (или) долива в высоковольтные вводы

Марка масла, залитого во ввод	Марка масла, рекомендуемого к замене или доливу	Примечание*
ГК	ГК ВГ Nytro 10XN Nytro 11GX Nytro 11GBX	
Т-750	Т-750 ВГ Т-1500	
Т-1500	Т-1500 ВГ	
ТКп	Т-750 ВГ Т-1500	При необходимости, возможен долив масла ТКп (выпуск до 1992 г. включ.)
Примечание - * Применение другой марки масла для замены, требует промывки ввода от остатков старого масла.		

Приложение Д
(рекомендуемое)

Рекомендации по вводу в эксплуатацию свежих турбинных масел разных марок

Д.1 Перед вводом в эксплуатацию турбинных масел новых марок, не указанных в настоящем стандарте, как российских, так и зарубежных изготовителей, следует тщательно очистить маслосистему от старого масла и шлама в соответствии с утвержденной в установленном порядке на ГЭС программой промывки (очистки).

Д.2 После промывки необходимо заполнить маслосистему гидросилового и гидромеханического оборудования, МНУ гидроагрегатов новым маслом и в дальнейшем делать в нее доливки только маслом этой марки.

Д.3 При планировании применения новой марки турбинного масла необходимо запросить информацию у изготовителей гидросилового и гидромеханического оборудования, МНУ гидроагрегатов (а также масел) о совместимости (возможности смешения) новой марки турбинного масла с уже эксплуатируемым турбинным маслом на ГЭС.

Д.4 При необходимости смешения турбинных масел разных марок и изготовителей и отсутствия необходимых документов, подтверждающих совместимость масел, необходимо проверить масла на совместимость в лабораторных условиях (лаборатории ГЭС или специализированной организации).

Д.5 Испытания масла на совместимость выполняются по специальной программе, утвержденной техническим руководителем ГЭС. Перечень показателей качества, которые контролируются при смешении свежих турбинных масел, приведены в таблице 5 настоящего стандарта, ГОСТ 9972, ПТЭ [2]. Основным критерием совместимости масел является отсутствие ухудшения показателей качества масел при смешении, качество пробной смеси масел должно быть не хуже чем у масла с более низким качеством.

Д.6 Долив турбинных масел разных марок и разных изготовителей масел разрешается осуществлять в гидросиловое и гидромеханическое оборудование, МНУ гидроагрегатов только при условии совместимости масел, подтвержденной документами изготовителя оборудования (масел) или результатами лабораторных испытаний масел на совместимость.

Д.7 При эксплуатации в гидроагрегатах турбинного масла Тп-30 разных предприятий-изготовителей по ГОСТ 9972 рекомендуется:

- наиболее эффективна полная замена эксплуатационного масла на новое во время ремонта с проведением очистки маслосистемы от шлама и остатков старого масла;
- рекомендуется промывка маслосистемы порцией нового свежего масла;
- на доливки в маслосистему предпочтительнее использовать масло той же марки и изготовителя, которое было залито и эксплуатируется в этом оборудование;
- при появлении шлама в эксплуатационном масле или при ухудшении показателей его качества, нормируемых требованиями таблицы 7 настоящего стандарта, после долива в эксплуатационное масло, работающее в оборудовании, свежего масла другого изготовителя необходимо провести дополнительные испытания масел на совместимость по специальной программе.

Приложение Е
(рекомендуемое)

Модернизация оборудования масляных хозяйств

Е.1 Положения настоящего приложения носят рекомендательный характер. Решение о необходимых объемах и сроках проведения модернизации принимается на основании результатов обследования МХ и определения эффективности действия МОО (по приложению В).

Е.2 При проведении модернизации МХ и МОО должны учитываться требования ГОСТ 1510, СТО РусГидро 01.01.78-2012, СТО 17330282.27.140.007-2008**,** СТО 17330282.27.140.014-2008, документов указанных в 5.4.1.

Е.3 При модернизации резервуаров МХ необходимо учитывать следующие рекомендации:

- указатели уровня на резервуарах, должны обеспечивать сигнализацию и блокировку работы насосов (подающих в резервуары масло) при достижении заданного или предельного уровня масла;
- ВОФ на дыхательных линиях резервуаров, должны быть оборудованы масляными затворами или перепускными клапанами и индикаторами состояния осушителя, на резервуарах вместимостью более 30 $м^3$ следует устанавливать сдвоенные ВОФ (два ВОФ параллельно на одном кронштейне);
- внутренние поверхности резервуаров рекомендуется защищать с помощью специальных маслобензостойких антикоррозионных полимерных покрытий, материал покрытий должен быть инертен к маслу (т.е. не оказывать отрицательного влияния на качество горячего масла при контакте в течение длительного срока, температура масла до 70°С), что должно быть подтверждено соответствующими результатами лабораторных испытаний и экспертными заключениями, при необходимости технология покрытия должна обеспечивать его восстановление в условии ГЭС, после проведения обследования технического состояния резервуаров;
- резервуары склада должны обеспечивать хранение масел при положительных температурах, обеспечивающих перекачку масел штатными насосами МХ, при необходимости они должны быть оборудованы обогревом днищ, рекомендуется применять внешние нагревательные устройства (паровые или водяные спутники или электронагревательные кабели);
- на резервуарах должны быть оборудованы устройства (точки) для отбора проб масла в соответствие с ГОСТ 2517 (рекомендуется устройство в соответствии с чертежом 1 ГОСТ 2517, также рекомендации по отбору проб приводятся в приложении Б);
- рекомендуется предусматривать специализацию резервуаров для раздельного хранения разных по назначению (трансформаторных, турбинных, индустриальных) и состоянию качества масел (свежих, регенерированных, подготовленных, эксплуатационных, отработанных);
- нижние технологические линии (трубопроводы) и дренажные линии должны быть оборудованы запорной арматурой непосредственно у резервуаров для их отключения от схемы МХ и предотвращения розлива масла на территории склада при повреждении трубопроводов;
- линии перелива резервуаров (если таковые имеются) необходимо оборудовать гидрозатворами для предотвращения загрязнения масла при «дыхании» резервуаров из окружающей среды;
- надмасляное пространство резервуаров для хранения масла не должно сообщаться с окружающей средой без дополнительной защиты от загрязнения, связь с атмосферой должна осуществляться только через дыхательные линии, оборудованные ВОФ;
- могут применяться ВОФ с автоматическим восстановлением качества осушителя, такие осушители рекомендуется устанавливать парно (два ВОФ параллельно на одном кронштейне);
- конструкционные материалы, которые применяются при изготовлении и модернизации резервуаров и маслопроводов должны быть инертны к воздействию масел.

Е.4 При модернизации МОО и маслоаппаратной необходимо учитывать следующие рекомендации:

- необходимо определить эффективность действия, комплектность и техническое состояние штатного МОО, рекомендуется определить эффективность действия нового оборудования, планируемого для замены старого (по приложению В);

- при нормальном техническом состоянии модернизация штатного МОО может быть осуществлена с помощью дополнительного оснащения современными фильтрами тонкой очистки, адсорбционными, электростатическими или вакуумными модулями, электронагревателями масла, устройствами ввода присадок, приборами встроенного контроля для мониторинга качества масла;

- если МОО физически изношено, некомплектно или морально устарело, то необходимо предусмотреть его замену на современное высокоэффективное МОО, успешно прошедшее необходимые испытания (см. приложение В), рекомендуется применять универсальное МОО способное эффективно очистить масло от основных загрязнений;

- при выборе нового МОО следует учитывать конкретные задачи по обработки масла и конкретные условия применения МОО на ГЭС, назначение и функциональные возможности нового МОО;

- возможно оснащение специализированным МОО для обеспечения ремонтных операций с маслонаполненным энергетическим оборудованием ГЭС или сети определенного вида, такое МОО предназначено для очистки или только турбинного или только трансформаторного масла, в основном это МОО для обеспечения ремонтных операций на электрооборудовании, эта группа МОО должна обладать достаточно высокой производительностью для обеспечения эффективной очистки в период ремонтов (иногда непродолжительных по времени), используется в основном в передвижном варианте;

- оснащение универсальным МОО для обеспечения операций по обработке масла при его эксплуатации, которое может применяться для обработки как трансформаторных, так и турбинных, или каких-либо других типов масла, эта группа МОО очень многочисленна и разнообразна по типам оборудования и производительности, данное МОО используется как штатные средства очистки масел, в качестве передвижного оборудования для очистки масел, им в основном оснащаются МХ;

- рекомендуется предусматривать оснащение схем МХ встроенными датчиками контроля качества масла, в первую очередь класса промышленной чистоты и содержания воды, а также удельной проводимости (сопротивления) масла;

- необходимо предусматривать оснащение маслоаппаратной современным КИП (указатели уровня, датчики давления и температуры, объемные счетчики для учета перекачки масел), наличие объемных счетчиков для учета перекачки масел обязательно для узлов приема и выдачи масла в транспортные емкости согласно инструкции [5];

- при модернизации схемы маслоаппаратной необходимо предусматривать наличие индивидуальных раздельных схем обработки масел (трансформаторных, турбинных, индустриальных), а также раздельных контуров – одного для подготовки к заливу и подачи свежих и эксплуатационных масел, другого для сбора и регенерации отработанных масел;

- схема маслоаппаратной и МОО должны быть оборудованы устройствами (кранами) для отбора проб масла в соответствии с ГОСТ 2517;

- наличие технологических перемычек для промывки схемы МХ;

- при модернизации маслоаппаратной необходимо предусматривать оснащение оборудованием для ввода присадок и регенерации масла.

Е.5 При модернизации трубопроводов необходимо учитывать следующие рекомендации:

- при модернизации трубопроводов предусматривать наличие индивидуальных раздельных схем перекачки масел (трансформаторных, турбинных, индустриальных), а также раздельных линий – одной для подачи подготовленных масел в оборудование, другой для слива и сбора отработанных масел;

- трубопроводы, находящиеся на улице или в необогреваемых помещениях должны быть оборудованы обогревом и теплоизолированы, рекомендуется применять внешние

нагревательные устройства (паровые или водяные спутники или электронагревательные кабели);

- трубопроводы подачи масла в оборудование должны быть оборудованы устройствами (кранами) для отбора проб масла в соответствие с ГОСТ 2517 непосредственно перед оборудованием;

- наличие технологических перемычек на трубопроводах для промывки схемы снабжения маслами оборудования электрической станции или сети;

- наличие лотков и защитных кожухов для фланцев для сбора протечек и дренажей масел;

- трубопроводы должны быть надежно заземлены и защищены от коррозии.

Е.6 Для организации учета приема-выдачи масел в транспортные емкости необходимо оснащать узлы приема-выдачи масел объемными жидкостными счетчиками. Технические характеристики счетчиков (пропускная способность и рабочее давление) должны соответствовать производительности насосного оборудования для перекачки масел (быть не менее производительности и рабочего давления насосов).

Е.7 Учет расхода масел при выполнении внутри складских операций по перекачке масел на МХ (очистка, регенерация, стабилизация присадками, перекачка из одного резервуара в другой и т.п.), а также при подаче подготовленного масла в оборудование или сливе отработанного (эксплуатационного) масла из оборудования осуществляется путем контроля изменения уровня масла в резервуарах (баках) хранения масел и последующего расчета по градуировочным таблицам резервуаров (баков). Указатели уровня на резервуарах (баках) должны быть поверены и иметь соответствующее метрологическое обеспечение. Уровень масла в резервуарах (баках) при необходимости может быть замерен вручную с помощью специальных штанг в соответствии с требованиями документов (ГОСТ 1510, и др.).

Е.8 При планировании объема модернизации или реконструкции следует учитывать назначение МХ (центральное, общестанционное или филиальное).

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Рекомендации по определению класса промышленной чистоты масел

Ж.1 Подсчет частиц загрязнения в пробе масла проводят в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации приборов сертифицированных для этих целей.

Ж.2 Класс промышленной чистоты трансформаторных масел определяют по значению наибольшего классифицирующего числа в соответствии с ГОСТ 17216-2001 (таблица 1) (по худшей фракции). Возможно определение класса промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001 (приложение А) или ГОСТ ИСО 4407 и последующего перерасчета по ГОСТ 17216-2001 (приложение Г).

Ж.3 Класс промышленной чистоты турбинного масла определяют на основании расчета индекса загрязнения по ГОСТ 17216-2001 (приложение В) и определению класса промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001 (таблица В.1). Возможно определение класса промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001 (приложение А) или ГОСТ ИСО 4407 и последующего перерасчета по ГОСТ 17216-2001 (приложение Г).

Ж.4 При анализе смазочных масел (турбинных, компрессорных, индустриальных) с высокой вязкостью (более нормированного значения, указанного в паспорте на прибор по подсчету частиц загрязнения) или высокого уровня загрязнения масла (более 13 класса промышленной чистоты) рекомендуется разбавление пробы масла чистым растворителем (гептан нормальный, Нефрас С2), имеющего класс промышленной чистоты не более 6 класса промышленной чистоты, определенного по значению наибольшего классифицирующего числа в соответствии с ГОСТ 17216-2001 (Таблица 1) (по худшей фракции).

Ж.5 Разбавленная проба анализируется в соответствии с требованиями методик измерений, а затем выполняется пересчет частиц на 100 $см^3$ масла с учетом кратности разбавления пробы и определяют класс промышленной чистоты расчетом по ГОСТ 17216-2001 (приложение В) и определению класса промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001 (Таблица В.1).

Ж.6 Дополнительно рекомендуется при определении класса промышленной чистоты расчетом по ГОСТ 17216-2001 (приложение В) и определению класса промышленной чистоты по ГОСТ 17216-2001 (таблица В.1) определить класс промышленной чистоты по значению наибольшего классифицирующего числа в соответствии с ГОСТ 17216-2001 (таблица 1) (по худшей фракции, без учета фракции размером 5-10 мкм). Класс промышленной чистоты определить по максимально полученному значению.

Ж.7 При получении различающихся результатов определения класса промышленной чистоты (например на разных приборах) в одной и той же пробе масла основным методом следует считать определение по ГОСТ ИСО 4407 методом мембранной фильтрации и оптической микроскопии.

Ж.8

Библиография

[1] СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ). Утверждены приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229. Зарегистрированы в Минюсте РФ 20.06.2003, регистрационный № 4799.

[2] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. Утверждены приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49. Зарегистрированы в Министерстве юстиции РФ 16.03.2000, регистрационный № 2150.

[3] ИСО 3448:1975 Материалы смазочные жидкие индустриальные. Классификация ИСО по вязкости.

[4] Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций. Утверждены постановлением Минтруда РФ от 06.05.2002 № 33. Зарегистрированы в Министерстве юстиции РФ 31.05.2002, регистрационный № 3487.

[5] Инструкция по контролю и обеспечению сохранения качества нефтепродуктов в организациях нефтепродуктообеспечения. Утверждена приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 231. Зарегистрирована в Министерстве юстиции РФ 20.06.2003, регистрационный № 4804.

[6] IEC 60296:2012 Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear.

[7] ИСО 8068:2006 Материалы смазочные, индустриальные масла и родственные продукты (класс L). Семейство T (турбины). Спецификация на смазочные масла для турбин.

[8] СО 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Утвержден начальником Департамента науки и техники РАО "ЕЭС России" 08.05.1997, с Изменениями № 1, 2, утвержденными Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 10.01.2000 и 22.08.2000.

[9] Методика выполнения измерений массовой доли ингибитора окисления 2.6-дибутил-4-метилфенола (Агидол-1) в турбинных маслах АЭС. Свидетельство об аттестации № 01.00225/205-35-13 от 11.11.2013.

[10] СТО 56947007-29.180.010.008-2008 Методические указания по определению содержания ионола в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии.

[11] Методика выполнения измерений массовой доли присадки «АГИДОЛ-1» (2.6-дибутилпаракрезол) в образцах минеральных энергетических масел. Свидетельство об аттестации № 76-09 от 17.11.2009, код регистрации в Федеральном реестре методик измерений - ФР.1.31.2010.08903.

[12] СТО 70238424.27.100.053-2013 Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

[13] СТО 56947007-29.180.010.007-2008 Методические указания по определению содержания кислорода, азота в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии.

[14] Методика выполнения измерений массовой доли шлама в пробах минеральных турбинных масел. Свидетельство об аттестации № 62-09 от 17.11.2009, код регистрации в Федеральном реестре методик измерений - ФР.1.31.2010.08902.

[15] СТО 56947007-29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов.

[16] СТО 70238424.29.180.002-2011 Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) и реакторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

[17] СТО 70238424.29.180.003-2009 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования.

[18] Методика выполнения измерений массовой доли деактивирующих присадок на основе производных бензотриазола (Бетол-1 и Иргамет-39) в турбинных маслах АЭС. Свидетельство об аттестации № 01.00225/205-36-13 от 11.11.2013.

[19] МЭК 60422-2003 Масла нефтяные изоляционные при применении в электрооборудовании. Руководство по контролю и поддержанию качества в эксплуатации.

[20] МЭК 60455-1974 Диэлектрики жидкие. Метод отбора проб.

УДК 62-722.9 ОКС 27.100 ОКП 02 5340; 02 5370
02 5330; 02 5351

Ключевые слова: гидроэлектростанция, энергетическое масло, масляное хозяйство, эксплуатация, турбинное масло, трансформаторное масло, компрессорное масло, индустриальное масло, гидравлическое масло, пластичная смазка, маслоочистительное оборудование, контроль качества, лабораторный анализ масла.

Руководитель организации-разработчика
ОАО «Фирма ОРГРЭС»

Заместитель генерального директора –
Технический директор В.А. Кузьмичев

Начальник ЦИВХО В.А. Роговой

Ответственный исполнитель

Старший бригадный инженер ЦИВХО Д.В. Шуварин