
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-
29.240.85.046-2010**

**ИНСТРУКЦИЯ
по эксплуатации силовых маслонаполненных
кабельных линий напряжением 110-500 кВ**

Стандарт организации

Дата введения: 06.05.2010

ОАО «ФСК ЕЭС»
2010

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о стандарте организации

1 РАЗРАБОТАН: ОАО «НТЦ электроэнергетики», филиал ОАО «ИЦ ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС».

2 ВНЕСЕН: Департаментом систем передачи и преобразования электроэнергии, Дирекцией технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС».

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 07.05.2010 № 320

4 ВВЕДЕН: взамен СО 153-34.20.509 (РД 34.20.509) «Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Ч. 2. Кабельные линии напряжением 110-500 кВ».

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: zhulev-an@fsk-ees.ru.

Содержание

Область применения	5
1 Термины и определения.....	5
2 Нагрузочная способность кабельных линий	6
3 Обходы и осмотры линий	8
4 Наблюдение за состоянием масла в маслонаполненных кабельных линиях с изоляционными жидкостями.....	11
5 Техническое обслуживание и ремонт кабельных линий.....	18
6 Защита маслонаполненных кабельных линий от коррозии	21
7 Испытания кабельных линий повышенным напряжением	24
8 Определение мест утечек масла в маслонаполненных кабельных линиях	25
9 Правила приемки кабельных линий в эксплуатацию	26
10 Техническая документация	28
11 Требования техники безопасности при эксплуатации кабельных линий.....	29
12 Правила пожарной безопасности при эксплуатации кабельных линий	29
Приложение 1 Рекомендуемый состав специального засыпочного грунта	30
Приложение 2 Расчетные значения длительно допустимых токовых нагрузок маслонаполненных кабелей.....	31
Приложение 3 Способы установки термодатчиков. Методика контроля нагрева и определение температуры жил кабелей	33
Приложение 4 Общие требования по отбору проб масел из маслонаполненных кабельных линий	36
Приложение 5 Указания по работе с прибором (абсорбциометром) для определения степени дегазации масла.....	38
Приложение 6 Протокол пропиточных испытаний маслонаполненной кабельной линии.....	40
Приложение 7 Порядок отбора проб масла из различных элементов маслонаполненных кабельных линий	41
Приложение 8 Указания по ремонту отдельных элементов маслонаполненных кабельных линий	45
Приложение 9 Измерение блуждающих токов	49
Приложение 10 Контроль коррозионных свойств грунтов, грунтовых и других вод	50
Приложение 11 Защита от коррозии стальных трубопроводов кабельных линий высокого давления.....	53
Приложение 12 Способы защиты кабельных линий от коррозии.....	58
Приложение 13 Защитные устройства от электрокоррозии, изготавливаемые промышленностью	60
Приложение 14 Особенности защиты от коррозии кабелей в алюминиевых оболочках	61
Приложение 15 Установки для испытания повышенным выпрямленным напряжением	62
Приложение 16 Методика испытаний кабелей	65
Приложение 17 Методика определения места утечки масла на маслонаполненных кабельных линиях.....	67
Приложение 18 Перечень приемо-сдаточной документации	68

Приложение 19 Содержание паспорта кабельной линии.....	69
--	----

Область применения

Действие настоящей Инструкции распространяется на находящиеся в эксплуатации силовые кабельные линии всех типов напряжением 110-500 кВ.

При эксплуатации кабельных линий следует руководствоваться также действующими Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок, Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий, Нормами испытаний электрооборудования.

Сооружение кабельных линий, выбор конструкции кабелей и способа их прокладки должны производиться в соответствии с Правилами устройства электроустановок, действующими стандартами и техническими условиями, а также заводскими инструкциями.

1 Термины и определения

Для целей настоящей Инструкции используются следующие термины с соответствующими определениями:

Кабельная линия - линия для передачи электроэнергии или ее отдельных импульсов, состоящая из одного или нескольких, соединенных между собой без коммутационных аппаратов, параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслonaполненных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла.

Кабельный коллектор - туннель, предназначенный для размещения в нем кабелей и других коммуникаций.

Кабельный туннель - закрытое кабельное сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий.

Кабельный канал - закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие и т.п. непроходное кабельное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых возможно производить лишь при снятом перекрытиях.

Кабельная шахта - закрытое вертикальное протяженное проходное (снабженное по всей высоте скобами или лестницей) или непроходное (со съемной полностью или частично стеной или дверями (люками) на каждом этаже) сооружение с кабельными конструкциями.

Кабельный блок - кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами.

Кабельный короб (в дальнейшем короб) - закрытое горизонтальное или наклонное протяженное непроходное со съемными крышками сооружение с кабельными конструкциями или без конструкций.

Кабельная маслonaполненная линия низкого давления - линия, в которой длительно допустимое избыточное давление масла не превышает 0.5

МПа (5 кгс/см²).

Кабельная маслonaполненная линия высокого давления - линия, в которой длительно допустимое избыточное давление масла более 1 МПа (10 кгс/см²).

Секция кабельной маслonaполненной линии низкого давления - участок линии между стопорными муфтами или стопорной и концевой муфтами.

Разветвительное устройство - часть маслonaполненной кабельной линии высокого давления между концом стального трубопровода и концевыми однофазными муфтами.

Подпитывающее устройство - автоматически действующее устройство, состоящее из баков, насосов, труб, перепускных клапанов, вентилях, щита автоматики и другого оборудования, предназначенного для обеспечения подпитки маслом кабельной линии высокого давления.

Длительно допустимая токовая нагрузка кабельной линии - максимальная постоянная нагрузка, при которой кабельная линия может нормально работать в течение всего гарантированного срока.

Перегрузка кабельной линии - превышение длительно допустимой нагрузки линии в нормальном или аварийном режиме работы кабельной линии.

Кабельная арматура - конструкции, предназначенные для соединения, ответвления, оконцевания и крепления кабелей.

2 Нагрузочная способность кабельных линий

2.1 Для маслonaполненных кабельных линий на междуфазное напряжение 110-220 кВ включительно для любых условий прокладки (в грунте, в воздухе и под водой) установлена длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил, равная 85°С и 75°С для кабелей на междуфазное напряжение свыше 220 кВ и кабелей марок МНСА, МНСК при условии наличия достаточной для расчета информации об охлаждении кабелей по всей длине трассы линии электропередачи, применения для засыпки траншей с кабелями специального засыпного грунта с улучшенными тепловыми свойствами (приложение 1) и среднесуточном значении тока нагрузки, равном или менее 80 % от максимального расчетного значения.

В случае засыпки маслonaполненных кабельных линий естественным грунтом, вынутым из траншей, или при коэффициенте среднесуточного значения тока нагрузки, превышающем 0,8, а также при отсутствии достаточной для расчетов информации об условиях охлаждения кабелей по длине трассы линии электропередачи, указанные температуры должны быть снижены до 70°С.

Максимально допустимая температура жил кабелей во время эксплуатации не должна превышать 90°С для маслonaполненных кабелей на междуфазное напряжение 110-220 кВ и 80°С для маслonaполненных кабелей

на междуфазное напряжение свыше 220 кВ и кабелей марок МНСА, МНСК при продолжительности непрерывной работы кабелей в условиях перегрузки не более 100 ч, если коэффициент среднесуточного значения тока не превышает 0,8, и 50 ч, если коэффициент среднесуточного значения тока более 0,8. В течение 12 месяцев допускается один такой период работы кабелей в условиях перегрузки. Максимально допустимая температура жил маслонаполненных кабелей при протекании токов короткого замыкания не должна превышать 125 °С.

2.2 Длительно допустимые токовые нагрузки для кабельных линий 110-500 кВ зависят от конструкции кабеля, числа параллельно проложенных кабелей, условий прокладки (грунт, воздух) и определяются расчетом при проектировании кабельных линий с учетом результатов изысканий, выполненных на трассе проектируемой линии.

В процессе эксплуатации пересчет нагрузок при необходимости производится по результатам нагрузочных испытаний.

Расчет должен производиться в соответствии с методикой МЭК (публикация 287), которая рекомендует при установлении длительно допустимой токовой нагрузки учитывать значение тока в оболочке и медных лентах упрочняющего слоя (для маслонаполненных кабелей), а также поверхностный эффект и эффект близости, удельное сопротивление грунта и наличие вентиляции для кабелей всех типов. При выборе сечения кабеля проектные организации должны учитывать требования к нагрузочной способности кабельной линии.

2.3 Для среднерасчетных условий длительно допустимые токовые нагрузки для маслонаполненных кабелей 110-500 кВ приведены в приложении 2.

2.4 Контроль за нагрузками кабельных линий осуществляется дежурным персоналом подстанций в соответствии с местными инструкциями.

2.5 При перегрузке кабельных линий в аварийных режимах должен быть установлен контроль за их температурой в конце максимума нагрузки.

Допустимые аварийные перегрузки и нагрузки для условий, отличающихся от среднерасчетных, определяются для каждой конкретной линии расчетным путем.

2.6 Значения минимальной температуры среды, при которой допускается эксплуатация кабельных линий и их отдельных элементов должны быть взяты из технических спецификаций заводов - изготовителей кабельных изоляционных масел, в том числе иностранного производства.

2.7 Необходимость устройства подогрева концевых муфт маслонаполненных кабелей низкого давления определяется в процессе проектирования при расчете подпитки каждой конкретной линии с учетом возможной средней минимальной температуры наиболее холодной пятидневки и абсолютного минимума температуры воздуха в климатической зоне, в которой предполагается прокладка кабеля.

При температурах, указанных в таблице 1, перед включением линии

необходимо подогреть масло в муфтах до температуры +10°C, что достигается предварительным обогревом концевых муфт в течение 2 суток перед включением.

2.8 При необходимости контроля нагрева кабельных линий термодатчики должны быть установлены на подземных и воздушных участках линии. При прокладке в грунте термодатчики следует устанавливать в местах с наименее теплопроводными грунтами (насыпные, чернозем, каменистая почва), содержащими наименьшее количество влаги, т.е. участки с наихудшими условиями охлаждения (например, пересечения с теплотрассами).

2.9 На маслонаполненных кабельных линиях высокого давления установка термодатчиков необходима для:

- уточнения пропускной способности линий в жаркое время года и контроля действия вентиляции, установленной в помещениях;
- контроля нагрева разветвительных устройств;
- контроля нагрева крутонаклонных участков стального трубопровода и вертикальных участков кабелей, расположенных в кабельных шахтах.

2.10 При наличии нескольких линий, проложенных на электростанциях и подстанциях, когда количество заложённых термодатчиков является значительным, целесообразно использование автоматической системы регистрации температуры нагрева линий с использованием адресных полупроводниковых датчиков температуры с целью минимизации соединительных проводников. Рекомендуется предусматривать передачу информации о возникновении аварийных температурных режимов на пульт дежурного персонала.

2.11 При контроле нагрева маслонаполненных кабельных линий (особенно линий низкого давления) одновременно должно производиться наблюдение за работой подпитывающих устройств, при изменении температуры должно регистрироваться давление.

Способы установки термодатчиков на кабелях, методика контроля нагрева приведены в приложении 3.

3 Обходы и осмотры линий

3.1 Трассы и сооружения кабельных линий осматриваются в сроки, установленные ПТЭ, и с соблюдением требований техники безопасности.

Во время обходов осматриваются трассы кабельных линий и самих кабелей, кабельные колодцы с соединительными и стопорными муфтами, концевые муфты и их подогревательные устройства, масляные расширители, подпитывающие пункты, подпитывающая арматура, подпитывающие агрегаты и маслопроводы.

Осмотры трассы линии производятся мастерами, на которых возложен надзор за кабельными трассами. Осмотры колодцев, пунктов питания, туннелей и концевых устройств производятся мастерами электрической сети (района) или электроцеха.

Дополнительные осмотры трасс и сооружений линий выполняются инженерно-техническим персоналом в соответствии с местными инструкциями.

3.2 Осмотры кабельных линий следует производить систематически во время эксплуатации, перед каждым включением их в эксплуатацию и после окончания ремонтных работ. Внеочередные осмотры производятся после каждого автоматического отключения, а также во время паводков, появления оползней и др.

3.3 При осмотрах наземной части линии необходимо следить, чтобы вблизи нее не производились работы, не согласованные с электросетевым предприятием, чтобы на кабельных трассах не было провалов грунта и всего того, что может вызвать механическое повреждение кабелей, местные перегревы, коррозию кабелей. При этом следует иметь в виду, что при производстве земляных работ по прокладке других подземных сооружений, пересекающих трассу кабельных линий или прокладываемых параллельно, открытие кабелей низкого давления производить не разрешается. В исключительных случаях допускается открытие места пересечения этих кабельных линий подземными сооружениями, при котором обеспечивается сохранность кабелей от механических повреждений.

3.4 При обходе трассы следует обращать внимание на исправность концевых муфт, люков, колодцев, на наружное состояние подпитывающих пунктов (строительной части и запирающих устройств), на состояние кабелей низкого напряжения, подходящих к подпитывающим пунктам и колодцам, а также соединительных маслопроводов.

3.5 Вблизи подводной части линии необходимо обращать внимание - не стоят ли суда в местах, где установлены запрещающие знаки, и проверять состояние береговых сигнальных знаков.

3.6 При осмотре колодца следует проверять внешнее состояние кабелей, соединительных и стопорных муфт, маслоподпитывающих трубок, проверять целостность контура заземления, наличие воды или посторонних предметов в колодце, грязи на стенах и перекрытиях, смещение кабелей с конструкций. При наличии потеков масла, вмятин на маслоподпитывающих трубках, смещений кабелей, нарушения целостности контура заземления, воды или посторонних предметов в колодце производится запись в журнале о необходимости устранения указанных недостатков.

3.7 При осмотре подпитывающих пунктов на линиях низкого давления проверяется состояние всей установленной маслоподпитывающей аппаратуры, маслопроводов, вентилях, контрольно-сигнальных устройств и помещение пункта питания, проверяется уставка электроконтактных манометров и телефонная связь, производится запись в журнал значений потенциала и силы тока устройств катодной защиты и давления масла во всех элементах линии. При отклонении давления от допустимых значений персонал, производящий осмотр должен сообщить об этом руководству или диспетчеру электросетевого предприятия.

3.8 При осмотрах концевых муфт маслonaполненных кабелей необходимо проверять, нет ли потеков масла через места уплотнений и в местах паек, на маслопроводах и кранах, проверять заземляющие спуски и присоединения сопротивлений катодных станций, а также проверять, нет ли трещин и сколов на фарфоровых покрышках.

3.9 При осмотрах линий высокого давления следует проверять состояние трубопроводов (при открытой прокладке), обходных труб, вентилях, разветвительных устройств, контура заземления. При наличии течей масла в трубопроводе, обходных трубах, вентилях и разветвительных устройствах, деформации (смещения) трубопроводов, при нарушении креплений трубопровода (на «мертвых опорах») и медных труб разветвлений и антикоррозионного покрытия труб производится запись в журнале о необходимости устранения указанных недостатков.

Осмотр присоединений сопротивлений катодных станций и запись потенциала и силы тока устройств катодной защиты производится в соответствии с местными инструкциями.

3.10 При осмотрах маслоподпитывающих агрегатов на линиях высокого давления необходимо проверять:

- давление масла в линиях по показаниям манометров;
- правильность уставок электроконтактных манометров и мановакуумметров;
- действие перепускных клапанов и масляных насосов;
- уровень масла и значение вакуума в баке-хранилище масла;
- правильность работы вакуумного насоса (пробным пуском от руки);
- наличие и уровень масла в уплотнительных ваннах масляных насосов;
- положение накладок для отключения защиты от понижения давления масла;
- положение соленоидных и сильфонных вентилях;
- пределы изменений давлений по диаграммам самопишущих манометров;
- давление азота в резервуарах по показаниям манометров;
- готовность к работе резервного маслоподпитывающего устройства;
- вручную и дистанционно срабатывание соленоидных вентилях;
- на панелях управления и защиты правильность выбранных режимов работы агрегатов, положения накладок, ключей.

В журнал необходимо записать показания всех приборов. При наличии каких-либо дефектов производится запись в журнале о необходимости их устранения.

3.11 При осмотре концевых муфт на линиях высокого давления необходимо проверить давление масла в баках, подпитывающих камеры низкого давления, работу нагревательных элементов (в зимнее время), проверить, нет ли трещин и сколов на фарфоровых покрышках муфт, их загрязнения, а также течи масла из вентилях.

3.12 Осмотры подводных частей линии производятся по местным

инструкциям. Результаты осмотров оформляются двусторонним актом представителями водолазной службы и работниками электросетевого предприятия.

3.13 При обнаружении дефектов, представляющих опасность для работы кабельной линии, персонал, производящий осмотр, обязан немедленно поставить в известность руководство электросетевого предприятия.

3.14 Записи в журналах обходов и осмотров систематически просматриваются, намечаются необходимые мероприятия по устранению дефектов или изменению режима работы линий с указанием исполнителей и сроков устранения дефектов.

4 Наблюдение за состоянием масла в маслонаполненных кабельных линиях с изоляционными жидкостями

4.1 Для создания нормальных условий работы линии в ней должно постоянно поддерживаться заданное давление масла. Поддержание давления осуществляется подпиткой линии маслом в определенных расчетных точках.

Параметры давления масла и вид подпитывающего устройства маслонаполненных кабелей всех типов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры избыточного давления масла и вид подпитывающего устройства

Конструкция кабеля	Параметры избыточного давления кгс/см ²			Вид подпитывающего устройства
	длительно допустимое	кратковременное при переходных режимах	при аварийном отключении	
Низкого давления: выпуска до 1970 г.	0.25-1.5	0.15-3.0	0.11	Баки питания, баки давления
по ГОСТ 16441-78 в свинцовой оболочке	0.25-3.0	0.15-6.0	0.11	Баки давления
в алюминиевой оболочке	0.25-5.0	0.15-10.0	0.11	Баки давления
Среднего давления: выпуска до 1970 г. и по ГОСТ 16441-70	0.25-3.0	0.15-6.0	0.11	Баки давления
Высокого давления: выпуска до 1970 г. и по ГОСТ 16441-70	11.0-16.0	10.0-18.0	8.0	Подпитывающий агрегат
по ГОСТ 16441-78 110 кВ	11.0-16.0	10.0-18.0	5.0	Подпитывающий агрегат
по ГОСТ 16441-78	11.0-16.0	10.0-18.0	8.0	Подпитывающий агрегат

4.2 Подпитка линий низкого давления (таблица 2) осуществляется от баков давления (ранее для этих целей устанавливались баки питания), которые размещаются в подпитывающих пунктах.

Помещение подпитывающего пункта оборудуется освещением, вентиляцией, насосами для откачки воды.

4.3 При снижении избыточного давления масла ниже минимального расчетного, но не ниже $0,15 \text{ кгс/см}^2$ в верхней точке, кабельная линия низкого давления должна быть подпитана, и избыточное давление в ней должно быть доведено до минимального расчетного давления в месте измерения. Если после этого давление в линии вновь будет падать, то она должна быть отключена. При этом должны быть выяснены причины снижения давления, после чего линия может быть вновь включена в работу.

При повышении давления выше максимальных длительно допустимых значений избыточных давлений (таблица 2) вопрос об отключении кабельной линии решается главным инженером предприятия, в ведении которого находится линия.

При снижении давления масла до $0,11 \text{ кгс/см}^2$ (в верхней точке) кабельная линия низкого давления должна быть аварийно отключена.

4.4 Подпитка линий высокого давления производится от автоматически действующих маслоподпитывающих агрегатов, в которых кроме бака для подпитки линий имеются нагнетательные маслонасосы, масляные коллекторы (для групповой подпитки линий), сифонные вентили и другая аппаратура.

При избыточном давлении масла равном 5 кгс/см^2 для кабелей на напряжение 110 кВ и 8 кгс/см^2 для кабелей на напряжение 220 кВ и выше производится автоматическое отключение линии.

4.5 Кабельные маслонаполненные линии рекомендуется оборудовать устройствами телесигнализации, телемеханики и технологических защит от понижения давления масла. Проверка этих устройств должна проводиться периодически в сроки и по методике в соответствии с местными инструкциями.

4.6 В процессе эксплуатации должен осуществляться постоянный контроль характеристик масла.

Основными показателями состояния изоляции маслонаполненных кабельных линий является совокупность характеристик проб масла, периодически, в соответствии с ПТЭ, отбираемых из различных элементов линий, а также испытание линий на содержание нерастворенного и растворенного газа в масле.

4.7 Отбираемые пробы масла подвергаются проверкам в соответствии с РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытания электрооборудования».

4.8 Определение тангенса угла диэлектрических потерь в пробах масла производится с помощью стационарных мостов переменного тока. Испытания проводятся при температуре 100°C по ГОСТ 6581 «Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний».

4.9 К отбору масла из различных элементов кабельных линий

предъявляется ряд требований (приложение 4), соблюдение которых предотвращает искажение характеристик отбираемых проб.

4.10 Количество растворенного в масле газа (степень дегазации) определяется с помощью прибора, схематически показанного на рисунке 1.

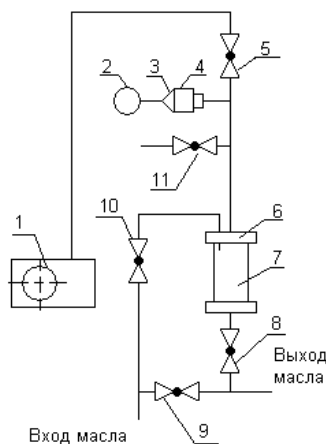


Рис. 1 - Схема абсорбиометра для определения степени дегазации масла:

- 1 – вакуумный насос; 2 - вакуумметр; 3 – разъем манометрической лампы;
- 4 – накидная гайка; 5 – вентиль откачки; 6 - фланец; 7 – мерный стакан;
- 8 - вентиль слива масла; 9 - вентиль пролива масла; 10 - вентиль подачи масла;
- 11 - вентиль соединения прибора с атмосферой.

Прибор должен проверяться на натекание, а рекомендуемое соотношение между объемом прибора и объемом масла в нем должно быть не менее 10.

Степень дегазации масла определяется по давлению газа, выделяющегося из него при впуске масла в сосуд, из которого с помощью специального устройства (абсорбиометра) предварительно откачан воздух до остаточного давления ниже давления насыщения испытуемого масла.

Допускается также определять количество растворенного газа в масле методом хроматографического анализа.

4.11 При испытании масла на линии или в масляном хозяйстве прибор присоединяется непосредственно к объекту (баку давления, муфте, дегазационной установке и т.д.).

При определении степени дегазации в лабораторных условиях проба масла отбирается в специальный сосуд (рисунок 2).

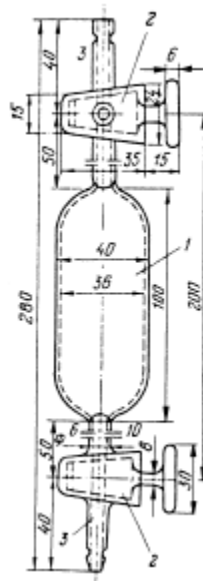


Рис. 2 - Сосуд для отбора и транспортирования проб масла:
 1 – рабочая емкость сосуда; 2 – притертые краны; 3 – наконечники для присоединения трубок из вакуумной резины.

Разрешается применять и другие типы специальных сосудов, удовлетворяющих требованиям настоящего пункта.

До взятия пробы масла сосуд должен быть отвакуумирован до остаточного давления 0,01 мм.рт.ст.

При открытом верхнем кране и закрытом нижнем сосуд заполняется маслом, затем открывается нижний кран и через сосуд проливается трехкратный объем маржа. После пролива масла закрывается сначала нижний кран, а затем верхний. Сосуд до начала измерений должен иметь температуру отбираемого масла, для чего его рекомендуется доставлять в лабораторию в термостате (например, в банке с подогретым маслом).

Степень дегазации масла, имеющего большую вязкость (например, марки С-220), определяется после предварительного его подогрева до температуры 60-70°C.

При всех операциях с маслом при испытаниях на степень дегазации должны быть приняты меры, предотвращающие соприкосновение его с воздухом. Указания по работе с прибором для определения дегазации даны в приложении 5.

4.12 Измерение коэффициента пропитки кабельной линии (определение количества нерастворенного газа в изоляции) следует производить при пропиточном испытании после прокладки или ремонта линии, а также в процессе эксплуатации по мере необходимости (подозрение на попадание воздуха в линию или разложение масла при ионизационных процессах) на каждой фазе каждой секции.

Измерение коэффициента пропитки кабельной линии низкого давления производится подключением вспомогательного бака давления и сливной

трубки с вентилем и манометром к фазе, которая подвергается испытанию. Давление во вспомогательном баке должно быть таким, чтобы избыточное давление в самом верхнем участке было бы в пределах 0,5-1,0 кгс/см² для кабелей в алюминиевой и свинцовой оболочке. Разрешается подключение вспомогательного бака давления на верхнем конце испытываемой фазы.

Вентили на рабочих баках давления фазы секции, подвергающейся испытанию, должны быть перекрыты, а вентиль вспомогательного бака - открыт.

Фаза секции, подвергающейся испытанию, должна быть выдержана при давлении испытания в течение 1 часа, после чего вентиль вспомогательного бака должен быть закрыт, вентиль сливной трубки открыт и масло выпущено в мерный цилиндр. После окончания выпуска масла вентиль сливной трубки должен быть перекрыт и должна быть восстановлена рабочая схема подпитки линии.

Измерение коэффициента пропитки кабельной линии высокого давления производится при снижении давления от 15 кгс/см² до 1,0 кгс/см² в верхней точке линии при отключенном подпитывающем агрегате сливом масла через коллектор агрегата.

Коэффициент пропитки в (кгс/см²)⁻¹ определяется по выражению:

$$K = \frac{\Delta V}{\Delta P V},$$

где ΔV - объем масла, слитого из линии секции, м³, V - объем масла, содержащегося в линии, м³, ΔP - разность давлений в линии перед началом и после окончания слива масла, кгс/см².

Коэффициент пропитки, измеренный при пропиточном испытании кабельной линии после ее прокладки и монтажа, должен быть не более $6 \cdot 10^{-4}$ при измерении давления в кгс/см². Форма протокола пропиточных испытаний приведена в приложении 6.

4.13 Отбор проб масла производится бригадой, занимающейся эксплуатацией масляного хозяйства, в соответствии с графиком работ.

4.14 Бригада, производящая отбор проб масла, должна иметь разводной ключ, ведро, противень, обтирочный материал и др. При отборе проб масла из баков давления и соединительных муфт бригада, производящая отбор проб масла, должна иметь бак давления, заполненный дегазированным маслом, и соединительные шланги (свинцовые трубки или трубки из маслостойкой резины) с накидными гайками.

4.15 Отбор проб масла и восполнение убыли его в различных элементах линии (от вспомогательного бака давления) должны производиться с соблюдением всех необходимых мер, предотвращающих попадание воздуха в кабельную линию.

Перед отбором проб масла тщательно протираются и очищаются

сливные краны и патрубки, а также производится промывка отбираемым маслом сливных деталей и посуды, в которую производится отбор проб.

После отбора проб все части, смоченные маслом, протираются сухой чистой ветошью без ворса. Через 3-4 ч после взятия пробы необходимо убедиться в отсутствии течи из уплотнений.

Порядок отбора проб масла из различных элементов маслonaполненных линий приведен в приложении 7.

4.16 Отбор проб масла из линии высокого давления производится после предварительного понижения давления в линии (верхняя точка) до 0,5-1,5 кгс/см².

При наличии специальных вентилях для отбора проб масла на линиях высокого давления не требуется предварительное понижение давления.

Отбор проб масла желательно производить в периоды вывода из работы оборудования в ремонт. При отборе проб масла из линий высокого давления восполнение убыли масла производится автоматически от подпитывающего агрегата при восстановлении нормального давления.

Отбор проб масла из камер низкого давления концевых муфт и баков давления, подсоединенных к ним, производится также как и отбор проб масла из линии низкого давления.

4.17 Отбор проб масла в эксплуатации производится в сроки, установленные РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытания электрооборудования».

Отбор проб масла при вводе линий в работу производится в сроки, установленные ПУЭ.

4.18 Пробы масла отбираются из концевых, соединительных, соединительно-разветвительных, стопорных, полустопорных муфт, баков питания, баков давления, подпитывающих агрегатов, кабельных вводов в КРУЭ, а также из верхних точек на трубопроводе, где установлены вентили.

4.19 При ухудшении характеристик масла (более чем на 30% за срок между испытаниями) сроки между отборами проб должны быть сокращены в зависимости от местных условий.

4.20 Дополнительные отборы проб масла производятся после ремонтных работ, связанных с полной или частичной заменой масла в различных элементах кабельной линии. Пробы масла отбираются по окончании ремонтно-восстановительных работ и дополнительно через 3-6 мес.

4.21 Если отобранные пробы масла не будут удовлетворять установленным нормам, производится вторичный отбор проб масла.

При повторном получении неудовлетворительных результатов вопрос о дальнейшей работе линии (и мероприятия по устранению дефекта) решается главным инженером электрической сети (электростанции).

4.22 Для всех типов маслonaполненных кабельных линий на напряжение 110-500 кВ характеристики масел при вводе в работу и в эксплуатации должны удовлетворять требованиям действующего ГОСТ 16441 «Кабели маслonaполненные на переменное напряжение 110-500 кВ. Технические

условия» и РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытания электрооборудования».

Значение тангенса угла диэлектрических потерь масла (при 100°С) при вводе в работу в процессе эксплуатации (в зависимости от срока эксплуатации) должны удовлетворять значениям, приведенным в таблице 3.

Таблица 3

Значение тангенса угла диэлектрических потерь масла (при 100°С)

Срок работы кабельных линий	Значение tgδ масла, %, кабеля номинальным напряжением кВ		
	110	150-220	330-500
При вводе в работу*	0.5/0.8	0.5/0.8	0.5
В эксплуатации в течение:			
первых 10 лет	3.0	2.0	2.0
до 20 лет	5.0	3.0	-
свыше 20 лет	5.0	5.0	-

* - в числителе указано значение tgδ масел средней вязкости, в знаменателе – маловязких масел.

4.23 Содержание растворенного газа в масле (степень дегазации) должно быть не выше 1%, а содержание нерастворенного газа в масле (результат пропиточного испытания) - не выше 0,1%.

4.24. При сохранении значений tgδ в пределах, указанных в таблице 3, производится только регистрация их значений.

Если в каком-либо элементе линии отмечается прогрессирующее ухудшение характеристик масла (в первую очередь значений пробивного напряжения и tgδ), то за таким элементом следует установить более тщательный контроль, сократив сроки испытаний в 2-3 раза.

Если значения электрической прочности и степени дегазации масла МН-4 соответствуют нормам, а значений tgδ превышает значения указанные в таблице 3, пробу масла дополнительно выдерживают при температуре 100 °С в течение 2 ч периодически измеряя величину tgδ. Если значение tgδ уменьшается, то проба масла дополнительно выдерживается при температуре 100 °С до получения установившегося значения tgδ, которое принимается за контрольное значение.

4.25 При возрастании значений tgδ выше значений, приведенных в таблице 3, должны быть приняты меры по частичной или полной замене масла в линии или секции, исходя из местных условий

4.26 Если резкое изменение характеристик масла имеет местный характер (например, только в какой-то муфте), то смена масла производится прежде всего в этом элементе, вслед за тем устанавливается усиленное наблюдение за характеристиками масла в нем.

4.27 Резкое увеличение в кабельной линии количество нерастворенного газа (в одной фазе или в одной секции, по сравнению с количеством газа,

определенным после окончания монтажа) может сопровождаться повышением давления выше допустимых пределов. Это свидетельствует о появлении опасных процессов в изоляции, связанное с разложением масла.

Качество нерастворенного газа следует контролировать проведением пропиточных испытаний и, если превышает норму, то применяется метод хроматографического анализа газов H_2 , CO и CO_2 . Если наблюдается устойчивая тенденция роста содержания газа, то линия отключается и принимается согласованное решение.

4.28 Поскольку для кабельных линий низкого и высокого давления применяется различное масло, хранение и обработка его производится отдельно (во избежание смешения). Исключение составляют масла С-220 и 5-РА, которые допускается смешивать между собой в любых пропорциях (при пропитке и ремонтах линии, а также при хранении и обработке). В эксплуатации имеются линии высокого давления, в которых трубопровод заполнен маслом МН-4. В этих случаях необходимо ужесточить контроль за состоянием масла, и, если наблюдается устойчивая тенденция ухудшения масла, то линия отключается, и принимается согласованное решение.

4.29 Организации, эксплуатирующие маслonaполненные линии должны иметь масляное хозяйство, имеющее:

- емкости для хранения кабельных масел;
- установку для регенерации (очистки) масел;
- оборудование и приспособления для заполнения маслом отдельных элементов линий.

4.30 Эксплуатация масляного хозяйства осуществляется бригадой специально обученных рабочих (монтеров во главе с мастером).

4.31 Наблюдение и контроль за качеством масел осуществляется персоналом специальной лаборатории.

4.32 Запас масла, необходимый для ремонтных работ на линии, не должен быть менее 1 т.

Для предприятий, эксплуатирующих кабельные линии, масса масла в которых превышает 100 т, неснижаемый запас масла должен быть не менее 5% от находящегося в кабельных линиях.

5 Техническое обслуживание и ремонт кабельных линий

5.1 В процессе эксплуатации на кабельных линиях выполняются техническое обслуживание и ремонт.

Техническое обслуживание и ремонт кабельных линий производится по плану-графику, разработанному на основе данных записей в журналах и по данным диспетчерских служб. Очередность ремонтов, требующих немедленного выполнения, устанавливается руководством электросетевого предприятия.

5.2 К техническому обслуживанию кабельной линии относятся:

- устранение течей и мелких неисправностей в кабелях и кабельной арматуре;

- устранение неисправностей в маслоподпитывающей аппаратуре и маслоподпитывающих агрегатах;
- замена различных элементов маслоподпитывающей аппаратуры и агрегатов (баков давления или питания, вентилях, маслонасосов, перепускных или обратных клапанов и др.);
- смена масла в баках, муфтах, секциях кабельных линий;
- устранение неисправностей различного вспомогательного оборудования, установленного в туннелях, колодцах, подпитывающих пунктах, вентиляционных устройств, дренажных насосов, освещения, устройств пожарной сигнализации и пожаротушения и др.;
- устранение мелких дефектов в строительной части сооружений, возведенных для кабельных линий;
- проверка системы обогрева концевых муфт;
- восстановление антикоррозионной защиты трубопровода в доступных местах;
- ремонт крепления к кабельным конструкциям;
- ремонт аппаратуры термоконтроля;
- ремонт подставок под кабельные трубопроводы;
- проверка эффективности системы принудительного охлаждения грунта, где эта система имеется.

Техническое обслуживание выполняется бригадой под руководством мастера по эксплуатации линий.

Ремонт, который выполняется, как правило, специализированными монтажными организациями в соответствии с указаниями монтажных инструкций заводов-изготовителей кабелей, заключается в монтаже муфт и вставок, в замене секций.

5.3 Во время технического обслуживания колодцев и туннелей выполняются следующие работы:

- очистка от пыли и грязи кабеля, муфт и самого колодца (туннеля);
- проверка крепления кабеля клещами и при необходимости подтяжка креплений, замена негодных кронштейнов;
- ремонт осветительной сети, ремонт и проверка всего электрооборудования системы вентиляции;
- проверка работы и осмотр водоотливного агрегата;
- ремонт металлических дверей, люков, лестниц, замков, окраска и смазка их.

5.4 Во время технического обслуживания подпитывающего пункта производится:

- уборка помещения, очистка от пыли и грязи баков питания, давления, манометров, коллекторов и другого оборудования;
- осмотр всего оборудования и маслоподпитывающих устройств в целях обнаружения неисправностей, устранения течей масла, уплотнения кранов и коллекторов;
- проверка и ремонт электрического щита и влагоуловителей.

5.5 Техническое обслуживание баков питания и давления производится по мере надобности со снятием их и заменой на время ремонта резервным баком (приложение 8).

Техническое обслуживание подпитывающей аппаратуры на маслonaполненных линиях низкого давления и кабелях с пластмассовой изоляцией включает устранение течей масла, ремонт кранов, смену маслоуказательных стекол, окраску баков и в случае необходимости (неудовлетворительные характеристики масла) промывку их свежим дегазированным маслом.

5.6 Техническое обслуживание концевых муфт, производимое на отключенных линиях (через год после ввода линии в эксплуатацию, затем через 3 года и далее 1 раз в 6 лет), включает устранение течей масла через уплотнения, вентили, подтяжку болтов, протирку всех частей муфт.

5.7 При техническом обслуживании трубопроводов линий высокого давления, проложенных в туннелях, выполняют:

- восстановление лаковых покрытий на трубопроводе его подвесах и опорах;
- проверку креплений трубопроводов на подвесах и опорах (при необходимости производят подтяжку болтов);
- проварку и при необходимости смену изолирующих прокладок на подвесах и опорах, крепящих медные разветвительные трубы (на концевых устройствах).

5.8 Течь из стального трубопровода должна быть в кратчайшие сроки устранена. Ремонт линии производится при ее полном отключении и понижении давления масла (приложение 8, п.2).

5.9 Ремонт маслоподпитывающего агрегата рекомендуется производить при выводе в ремонт всей кабельной линии. При наличии нескольких подпитывающих агрегатов (обслуживающих несколько кабельных линий) выводу в ремонт одного из них должен предшествовать перевод питания линии на другой, находящийся в работе. Так как основные элементы маслоподпитывающих агрегатов дублированы (нагнетательные маслonaсосы, перепускные клапаны, обратные клапаны), ремонты оборудования в одной из рабочих ветвей возможны при сохранении в работе другой рабочей ветви подпитывающего агрегата.

Указания по ремонту основных элементов маслоподпитывающих агрегатов приведены в приложении 8 (п. 3). Причины аварийных режимов работы подпитывающих агрегатов и методы обнаружения неисправностей, а также рекомендации по устранению неисправностей, приведены в приложении 8 (п. 4).

5.10 При выполнении технического обслуживания концевых устройств маслonaполненных кабельных линий высокого давления устраняются небольшие течи во фланцевых соединениях медных разветвительных труб и принимаются меры к устранению перегрева фланцевого соединения.

Сильные течи во фланцевых соединениях в местах сварок медных

разветвительных труб и нарушения герметичности камер высокого давления концевых муфт устраняются при ремонтах концевых устройств и концевых муфт.

Указания по техническому обслуживанию и ремонту концевых устройств приведены в приложении 8 (п. 5).

6 Защита маслонаполненных кабельных линий от коррозии

6.1 Металлические оболочки кабелей в коррозионно-опасных зонах должны быть защищены от коррозии.

Наиболее опасными в отношении коррозии металлических оболочек кабелей являются районы с электрифицированным транспортом, работающим на постоянном токе (метрополитен, трамвай, железная дорога) или районы, по которым проходят линии электропередачи постоянного тока системы «провод-земля», а также с почвами, агрессивными по отношению к свинцу и алюминию.

Стальные трубопроводы кабелей высокого давления должны иметь защиту от коррозии независимо от агрессивности грунта и видов изоляционных покрытий.

6.2 Мероприятия по защите кабельных линий от коррозии, предусматриваемые проектом или осуществляемые в процессе эксплуатации, должны учитывать требования ГОСТ 9.602 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии» и быть согласованы с местной организацией, которая координирует работу по защите металлоконструкций от коррозии, а где такие организации отсутствуют - с организациями, эксплуатирующими расположенные в непосредственной близости подземные металлические сооружения и сооружения, являющиеся источниками блуждающих токов.

Мероприятия по защите кабелей от коррозии должны разрабатываться на стадии проектирования.

В процессе эксплуатации в коррозионно-опасных зонах должны производиться измерения блуждающих токов (приложение 9), определяться степень коррозионной активности грунтов, грунтовых и других вод (приложение 10), составляться и периодически корректироваться карта коррозионных зон кабельной сети.

Для этого на совмещенных планах расположения кабельных линий и трамвайных сооружений (рельсовых путей, отсосов, питающих центров) по данным наблюдений наносятся диаграммы потенциалов и плотностей блуждающих токов, а также указываются места расположения агрессивных почв.

6.3 На основании анализа данных о коррозионных зонах диаграммы потенциалов рельсовой сети, а также данных об имевших место случаях повреждений кабелей электрокоррозией устанавливаются места, где в первую очередь должны производиться измерения блуждающих токов и потенциалов на кабелях.

Во всех случаях, когда кабельные линии расположены в зонах действия блуждающих токов, в кабельных колодцах и питающих пунктах этих линий должны быть оборудованы контрольные пункты для производства измерений.

После анализа результатов первых измерений блуждающих токов, а также после принятия мер по защите кабелей (или мер по снижению уровней блуждающих токов) намечаются и уточняются дальнейшие мероприятия по борьбе с электрокоррозией.

По результатам измерений определяются средние значения потенциалов и строятся диаграммы потенциалов кабеля. При этом следует учитывать стационарный потенциал на металлической оболочке кабеля по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения (для свинца - 0,48 В, для алюминия - 6,7 В).

6.4 По результатам измерений разности потенциалов можно определить в исследуемой зоне наличие того или иного вида коррозии.

Если измеренная разность потенциалов изменяется по значению и знаку или только по значению, то это указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения либо токов от линий передачи постоянного тока по системе «провод-земля», если таковые имеются в данном районе.

6.5 Материалы измерений должны быть обработаны, и по ним должны быть построены графики потенциалов отдельно для каждого сооружения и линии.

При необходимости графики дополняются сведениями о плотностях натекающих и стекающих токов, а также по данным о направлениях и значениях сквозных токов, текущих по оболочкам кабелей (или по другим подземным сооружениям).

6.6 Защита маслонаполненных кабельных линий низкого давления от коррозии на стадии проектирования, сооружения и эксплуатации определяется:

- рациональным выбором трассы прокладки и марки кабеля (с учетом коррозионной агрессивности окружающей среды, наличия блуждающих токов и типа защитных покровов кабеля);

- соблюдением всех норм и правил прокладки и монтажа кабельных линий, обеспечивающих целостность защитных покровов самих кабелей и участков, примыкающих к соединительным муфтам.

- активной электрозащитой участков кабельных линий, проложенных в коррозионно-опасных зонах (в коррозионно-агрессивных грунтах и водах и в зонах с наличием блуждающих токов).

Для кабелей с алюминиевыми оболочками контроль за состоянием изоляции защитных покровов должен осуществляться на всех этапах прокладки и монтажа кабельной линии, а также периодически в процессе эксплуатации измерением сопротивления изоляции защитных покровов.

6.7 Кабельные линии подлежат защите от коррозии, вызываемой блуждающими токами, в анодных и знакопеременных зонах:

- при прокладке в грунтах с удельным сопротивлением выше 20 Ом·м и

значений среднесуточной плотности тока, стекающего в землю, выше 0,15 мА/дм²;

– при прокладке в грунтах с удельным сопротивлением менее 20 Ом·м независимо от плотности тока, стекающего в землю.

При отсутствии достаточных данных о степени коррозионной агрессивности грунтов защита на кабельной линии устанавливается, если потенциал в анодной зоне превышает +0,2 В.

В процессе эксплуатации коррозионная ситуация по трассе кабельной линии может меняться. При обнаружении коррозии оболочек кабельных линий должны быть разработаны мероприятия по предотвращению дальнейшего повреждения кабелей и замене поврежденных участков.

6.8 Защита стальных трубопроводов кабельных линий высокого давления и способы обнаружения повреждений и восстановления защитных покровов осуществляются в соответствии с рекомендациями, приведенными в приложении 11.

6.9 Необходимо систематически следить за выполнением мероприятий, проводимых управлениями электрифицированного транспорта по уменьшению блуждающих токов в земле (систематическое получение и изучение потенциальных диаграмм рельсовой сети, результатов проверки состояния рельсовых стыков и др.) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

6.10 При обнаружении во время обходов и осмотров неисправностей в устройствах путей трамвая и электрифицированных железных дорог необходимо добиваться (через местные органы исполнительной власти) проведения управлениями по эксплуатации трамваев и электрифицированных железных дорог мероприятий по сварке рельсовых стыков, устройству надежных отсосов и других мер, обеспечивающих возможно более низкий уровень блуждающих токов.

6.11 Разрушение оболочек кабелей блуждающими токами происходит там, где они находятся под положительным потенциалом (в анодных зонах). Поэтому задача защиты кабелей от коррозии заключается в том, чтобы погасить или свести до минимума положительные потенциалы на оболочках кабелей. Это достигается установкой электродренажей различных типов, применением катодной защиты (подача на оболочки отрицательного потенциала от специальных источников), установкой протекторов, заземлителей и перепаяк кабелей.

6.12 Выбор средств и способов защиты кабельных линий от электрокоррозии определяется типом (маркой) проложенных кабелей, а также степенью опасности их коррозионного разрушения (приложение 12).

Применение различного вида, электрических способов защиты должно удовлетворять требованиям ГОСТ 9.602. Сведения о защитных устройствах, выпускаемых промышленностью, приведены в приложении 13.

Сведения об особенностях защиты от коррозии кабелей в алюминиевых оболочках приведены в приложении 14.

6.13 Все случаи коррозионных повреждений должны регистрироваться. Основным учетным документом по коррозионному повреждению является акт коррозионного обследования кабельной линии. Результаты обследований и случаи повреждений должны заноситься в паспортную карту кабельной линии, либо вводиться в память ЭВМ (при наличии автоматизированной системы учета).

7 Испытания кабельных линий повышенным напряжением

7.1 Кабельные линии напряжением 110 кВ и выше в процессе эксплуатации периодически подвергаются испытаниям повышенным напряжением от испытательных электроустановок (приложение 15).

Кабели могут испытываться повышенным выпрямленным напряжением и напряжением частоты 50 Гц в соответствии с методикой, приведенной в приложении 16.

7.2 Измерение сопротивления изоляции до и после испытания повышенным напряжением производится в соответствии с «Объем и нормы испытания электрооборудования». Сроки проведения испытаний также должны устанавливаться в соответствии с РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытания электрооборудования». После аварийных отключений проводятся внеочередные испытания линий повышенным напряжением.

7.3 Значения испытательного выпрямленного напряжения и испытательного напряжения частоты 50 Гц, приведенные в таблице 4, каждой фазы по отношению к земле для маслонаполненных кабельных линий напряжением до 500 кВ должны удовлетворять требованиям ГОСТ 16441.

Таблица 4

Номинальное напряжение, кВ	110	150	220	330	500
Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	285	347	510	670	865
Испытательное напряжение частоты 50 Гц, кВ	63,5	86,8	127	190,5	288,7

Продолжительность испытания каждой фазы выпрямленным напряжением - 15 мин.

Испытания напряжением частоты 50 Гц производятся в тех случаях, когда на предприятии отсутствуют испытательные установки постоянного тока и при наличии силовых трансформаторов высокого напряжения на соответствующие напряжения и мощность. При этом для исключения резонансных явлений предварительно необходимо выполнить проверочные расчеты. Продолжительность испытаний переменным напряжением - по согласованию эксплуатирующей организации с заводом-изготовителем.

7.4 При испытании повышенным выпрямленным напряжением измеряются токи утечки, которые на последней минуте испытаний не должны превышать: для линий 110 кВ - 200 мкА на 1 км длины линии, для линий 220 кВ - 250 мкА на 1 км длины линии.

Разница в токах утечки по фазам не должна превышать 50%. При оценке состояния линии принимаются во внимание результаты предыдущих испытаний.

7.5 Линия считается выдержавшей испытания, если при их проведении не произошло пробоя изоляции или перекрытия по концевым муфтам, а также не наблюдалось толчков тока или его повышения, а значения токов утечки для линий 110 и 220 кВ не превышают указанные выше нормы. Для линий 150, 330 и 500 кВ в процессе испытаний не должно наблюдаться толчков тока утечки или его повышения после того, как он достиг установившегося значения.

Для линий 150, 330 и 500 кВ регламентированные значения токов утечки будут установлены дополнительно.

7.6 При строительстве кабельной линии, через год после ввода, а затем через каждые 3 года защитный покров (шланг, оболочка) из поливинилхлоридного пластика каждой строительной длины кабеля после прокладки и засыпки должен выдержать испытание повышенным выпрямленным напряжением 10 кВ в течение 1 мин. Напряжение должно быть приложено между металлическими лентами упрочняющего покрова или металлической оболочкой кабеля (экраном) и заземлением кабельной линии.

8 Определение мест утечек масла в маслонаполненных кабельных линиях

8.1 При появлении заметных утечек масла срабатывает сигнализация о падении давления в поврежденной секции. На линию должна быть направлена бригада для снятия точных показаний давлений в секции и осмотра всего доступного оборудования секции.

8.2 Потери масла в линии должны быть немедленно пополнены и должны быть приняты меры к поиску течи масла. Должно быть организовано наблюдение за показаниями манометров для определения скорости падения давления масла в секции и потери масла.

8.3 Если при осмотрах не будет обнаружено место утечки масла, то оно устанавливается в дальнейшем перекрытием масляного канала кабеля примерно в середине секции и измерением давлений в каждой половине секции. Процесс деления участков кабельной линии пополам продолжается до тех пор, пока не обнаружится повреждение.

8.4 Перекрытие масляного канала может быть осуществлено либо закрытием обходных вентилях на стопорах (либо полустопорах), либо замораживанием кабеля в промежуточных кабельных колодцах или в специально для этого вскрытых местах.

8.5 Потери масла устанавливаются измерением падения давлений манометрами. По полученным данным строятся кривые (графики) изменений давлений как функции времени. Сравнением кривых двух испытуемых участков можно определить местонахождение утечки масла. Этот метод применим при значительных утечках масла через неплотности и повреждения

оболочек кабеля.

8.6 Замораживание кабеля производится с помощью металлической разъемной муфты длиной 400 мм и диаметром 130-140 мм с двойными стенками. В месте замораживания кабеля снимаются защитные покровы. Промежуток между стенками кожуха для создания хорошей теплоизоляции заполняется стекловатой. Места стыков обеих полумуфт и зазоры между муфтой и кабелем уплотняются резиновыми прокладками.

Кожух имеет два отверстия: одно (в виде воронки) для заливки охлаждающей жидкости, а другое - для выхода воздуха и испарения охлаждающей жидкости.

Для улучшения термоизоляции муфты она помещается в ящик, также заполняемый стекловатой. В качестве замораживающего вещества применяется жидкий азот. Масло в кабеле замораживается - превращается в твердую монолитную массу (при температуре минус 65-70°C).

Для поддержания кабеля в замороженном состоянии расход жидкого азота составляет примерно 1,5 кг в час. На металлическую оболочку кабеля и его бумажно-пропитанную изоляцию, как и на само масло, замораживание вредного влияния не оказывает.

8.7 При очень слабых утечках определить место утечки масла по вышеуказанной методике, как показывает опыт, невозможно. Так как в настоящее время отсутствует методика, позволяющая определять местонахождение малых утечек на линиях, проложенных в земле (потери масла около 4-5 литров в месяц), а вскрытие (раскопка) целой секции линии является сложным и дорогостоящим, допускается оставлять такие линии в эксплуатации, обеспечивая регулярное пополнение маслом подпитывающей аппаратуры.

9 Правила приемки кабельных линий в эксплуатацию

9.1 Эксплуатирующая организация должна производить технический надзор в процессе прокладки и монтажа кабельных линий.

9.2 Выполняющий технический надзор обязан ознакомиться с проектом прокладки и монтажа кабельной линии. Перед прокладкой необходимо проверять по документам и осмотром состояние и качество кабелей на барабанах, проверять давление масла в подпитывающей аппаратуре на барабанах, взять пробы масла из кабеля на барабане, а также проверить комплектность, состояние и качество кабельных муфт и монтажных материалов. В процессе прокладки необходимо следить за тем, чтобы строго соблюдались допустимые радиусы изгиба кабеля и усилия тяжения не превышали допустимых расчетных значений, а также следить за выполнением мероприятий по защите кабелей от коррозии, предусмотренных проектом.

9.3 Выполняющий надзор обязан требовать от производителя работ устранения всех замеченных дефектов и нарушений. При отказе производителя работ выполнить требования по устранению замеченных дефектов и нарушений выполняющий технический надзор должен

приостановить работы и поставить об этом в известность свою администрацию.

9.4 Вновь смонтированная кабельная линия в соответствии с ПТЭ должна быть принята в эксплуатацию комиссией в составе представителей монтажной и эксплуатирующей организаций. Председателем комиссии назначается представитель эксплуатирующей организации.

9.5 Кроме приемки собственно кабельной линии должен быть принят весь комплекс сооружений, относящийся к кабельной линии:

- маслоподпитывающие устройства;
- помещения маслоподпитывающих устройств и всё вспомогательное оборудование этих вымещений (освещение, вентиляция, дренажные устройства и др.);
- кабельные колодцы для стопорных, соединительно-разветвительных и соединительных муфт и все относящееся к ним оборудование:
- туннели, каналы, «мертвые опоры» и разветвительные устройства;
- антикоррозионная защита;
- система сигнализации, телемеханики и автоматики, установленные на линии.

Для приемки в эксплуатацию строительных сооружений (колодцев, туннелей, помещений маслоподпитывающих устройств и т.п.) в приемочную комиссию рекомендуется от эксплуатирующей организации включать специалиста-строителя.

9.6 Комиссия по приемке кабельной линии в эксплуатацию обязана проверить техническую документацию, произвести обход трассы кабельной линии, произвести осмотр кабельных сооружений и проверку по месту выполненных работ, а также ознакомиться с результатами испытания кабельной линии.

Соответствующими протоколами испытаний и опробования должно быть подтверждено исправное действие всех элементов оборудования и сооружений и соответствие их проекту.

9.7 Приемку кабельных линий высокого давления с учетом разнохарактерных сооружений, относящихся к ним (стальной трубопровод, «мертвые» опоры, разветвительные устройства, подпитывающие агрегаты, вентиляция туннелей), рекомендуется производить по результатам специально проводимых нагрузочных испытаний или по данным наблюдений за работой линии в период их временной эксплуатации (комплексного опробования).

9.8 При сдаче кабельной линии в эксплуатацию должна быть предъявлена документация, предусмотренная ПТЭ, строительными нормами и правилами (приложение 18).

9.9 При приемке кабельной линии в эксплуатацию должны быть произведены испытания и измерения в соответствии с РД 34.45-51.300-97.

9.10 Приемка в эксплуатацию кабельной линии оформляется актом, в котором отмечается:

- наименование организации, производившей сооружение и монтаж

кабельной линии;

- фамилия производителя работ;
 - фамилия представителя эксплуатирующей организации, наблюдавшего за работами;
 - наименование и назначение линий, и место прокладки;
 - краткая характеристика линии (марка, сечение, напряжение, длина, тип муфт и их количество и пр.);
 - соответствие выполненных работ действующим правилам и нормам;
- заключение о пригодности линии к эксплуатации.

9.11 К акту прилагаются все документы, перечисленные в приложении 18, и их опись.

10 Техническая документация

10.1 После приемки кабельной линии в эксплуатацию эксплуатирующая организация должна оформить всю техническую документацию по данной кабельной линии.

На каждую кабельную линию должен быть заведен паспорт, содержащий все необходимые технические данные по линии и систематически пополняемый сведениями по ее испытаниям, ремонту и эксплуатации (приложение 19). В соответствии с местными инструкциями (в зависимости от структуры предприятия) некоторые данные по эксплуатации кабельных линий (например, по нагрузкам и испытаниям) могут заноситься в другие документы.

10.2 На каждую кабельную линию должна быть заведена архивная папка, в которой хранится паспорт кабельной линии и вся техническая документация, перечисленная в приложении 18, а также протоколы испытания кабеля в процессе эксплуатации, акты повреждений линии и др.

10.3 В процессе эксплуатации должны регулярно вестись и заполняться журналы:

- результатов анализа проб масла (жидкости ПМС);
- обходов и осмотров трасс линий;
- контроля давления масла в линии;
- состояния средств антикоррозионной защиты;
- записи дефектов оборудования;
- наблюдения за водоотливными и вентиляционными агрегатами и освещением колодцев и туннелей.

При осмотре сооружений кабельной линии составляются ведомости дефектов строительной части этих сооружений.

10.4 Сроки хранения журналов и другой эксплуатационной документации устанавливаются местными инструкциями.

11 Требования техники безопасности при эксплуатации кабельных линий

11.1 Требования техники безопасности должны соответствовать действующим правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

11.2 При эксплуатации кабельных линий особое внимание должно быть уделено вопросам безопасности ремонтных работ на кабелях, прожженных в зданиях и на территории электрических станций и подстанций, и вопросам безопасности при проведении испытаний оборудования и измерений.

11.3 Отбор проб масла и устранение течи масла должно производиться только на отключенной линии (требование не относится к отбору проб из баков давления).

12 Правила пожарной безопасности при эксплуатации кабельных линий

12.1 При эксплуатации кабельных линий следует руководствоваться действующими правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Рекомендуемый состав специального засыпчного грунта

- 1 Засыпка траншей с кабелем осуществляется смесью гравия с песком. Весовое соотношение гравия и песка составляет 1:1.
- 2 Размер зерен гравия должен быть не более 15 мм.
- 3 Составные части должны быть тщательно перемешаны до получения однородной смеси.
- 4 Гравий может быть заменен на щебенку той же фракции.
- 5 Если имеется возможность выбора песка или гравия по минеральному составу, следует отдавать предпочтение кварцу, граниту, известняку, песчанику (в порядке перечисления).
- 6 Для контроля качества специального засыпчного грунта с каждого километра засыпанной этим грунтом равномерно по длине кабельной линии должны быть отобраны три образца массой не менее 5 кг каждый, на которых должны быть проведены измерения значения удельного теплового сопротивления, которое не должно превышать 1,2-1,3^{°С}·м/Вт в сухом состоянии (влажность 0).

Расчетные значения длительно допустимых токовых нагрузок маслонаполненных кабелей

Значения длительно допустимых токовых нагрузок (А) для суточного коэффициента нагрузки $K_n = 0.8$ приведены в табл. 2.1 – 2.3.

Расчетные условия:

1 Прокладка в земле маслонаполненных кабелей низкого давления (линия двухцепная, укладка в цепи треугольником встык), прокладка в земле маслонаполненных кабелей высокого давления (линия одноцепная). Глубина прокладки 1,5 м, температура земли 15°C, удельное тепловое сопротивление грунта 1.2°C·м/Вт, расстояние между цепями 0,8 м.

2 Прокладка на воздухе маслонаполненных кабелей низкого давления треугольником с расстоянием между кабелями в цепи 0.25 м, температура воздуха 25°C, оболочки кабелей соединены с обоих концов линии.

Таблица П-2.1

Длительно допустимые токовые нагрузки маслонаполненных кабелей низкого давления напряжением 110 кВ при прокладке на воздухе и в земле

Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимая токовая нагрузка кабелей марок, А			
	МНАШ _В , МНА _Г Ш _В на воздухе	МНАШ _{ВУ} , МНА _Г Ш _{ВУ} в земле	МНСА в земле	МНСК в земле
120	378	290	285	290
150	432	320	322	320
185	485	354	358	348
240	540	390	403	380
270	562	410	426	394
300	592	430	447	408
350	632	456	480	428
400	660	478	509	448
500	715	510	556	478
550	735	525	577	494
625	768	542	604	508
800	842	574	657	532

Таблица П-2.2

Длительно допустимые токовые нагрузки маслонаполненных кабелей низкого давления напряжением 220 кВ при прокладке на воздухе и в земле

Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимая токовая нагрузка кабелей марок, А		
	МНС на воздухе	МНСА в земле	МНСК в земле
300	567	413	402
350	614	438	422
400	659	462	442
500	736	495	468
550	771	511	482
625	817	526	494
800	915	556	522

Таблица П-2.3

Длительно допустимые токовые нагрузки маслонаполненных кабелей высокого давления напряжением 110, 220 и 500 кВ при прокладке на воздухе и в земле

Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимая токовая нагрузка кабелей марок, А					
	110 кВ		220 кВ		500 кВ	
	в земле	на воздухе	в земле	на воздухе	в земле	на воздухе
120	300	371	-	-	-	-
150	337	421	-	-	-	-
185	375	474	-	-	-	-
240	429	553	-	-	-	-
270	454	589	-	-	-	-
300	479	627	422	534	-	-
400	547	735	479	631	-	-
500	602	826	514	700	-	-
550	622	860	529	730	-	-
625	656	925	543	769	530	817
700	677	965	557	800	-	-

Способы установки термодатчиков. Методика контроля нагрева и определение температуры жил кабелей

1 Для установки термодатчика на кабеле, проложенном в грунте, необходимо:

- вырыть на трассе кабельной линии котлован;
- у маслонаполненных кабелей низкого давления временно снять защитные покрытия на участке длиной 250-300 мм (у торца котлована);
- установить на оболочке кабеля и закрепить термодатчики;
- ввести измерительные концы в стальной или иной трубке в удобное и безопасное от механических повреждений место, причем на длине 100-120 мм они должны располагаться на поверхности кабеля (трубопровода) вдоль его оси. По всей длине проводники от термодатчиков должны иметь металлические экраны, исключающие влияние электромагнитных полей на результаты измерений (требование относится к аналоговым термодатчикам);
- восстановить ранее снятые защитные покрытия;
- установить на концах вводимых проводов маркировочные бирки;
- засыпать мелким грунтом и осторожно утрамбовать котлован.

2 При контроле нагрева кабелей низкого давления и кабелей с пластмассовой изоляцией термодатчики следует устанавливать на оболочке или на упрочняющих медных лентах, или экране (кабель с пластмассовой изоляцией).

На линиях высокого давления термодатчики следует устанавливать (в каждой из контрольных зон) сверху и снизу стального трубопровода.

Поверхность металлической оболочки или трубы (в месте прилегания термодатчика) должна быть очищена до блеска.

3 Термодатчик должен быть приклеен клеем с малым тепловым сопротивлением и плотно прижат к оболочке или трубе несколькими витками хлопчатобумажной или смоляной ленты. При использовании бесклеевых способов установки, термодатчики должны устанавливаться через специальные теплопроводящие пасты, например КПТ 8.

4 Измерение температуры кабеля следует производить не раньше, чем через сутки после засыпки котлована, чтобы грунт в месте измерения принял установившуюся температуру.

5 Для измерения температуры окружающей среды закладываются (устанавливаются) отдельные термодатчики.

При прокладке в грунте температура окружающей среды должна измеряться на расстоянии 3-5 м от крайнего кабеля на глубине прокладки кабелей в зоне, где отсутствуют источники тепла.

Для этого следует просверлить в грунте отверстие диаметром 100-150 мм на глубину прокладки кабеля, установить термодатчики, засыпать грунтом и утрамбовать. Измерение температуры следует производить не ранее чем через сутки после установки термодатчиков.

При прокладке кабелей в кабельных сооружениях температура воздуха должна измеряться на входе или выходе из сооружения в месте выброса теплого воздуха.

6 На маслонаполненных кабельных линиях, находящихся в эксплуатации более 25 лет, рекомендуется вести систематический контроль нагрева кабелей в местах, указанных в п. 9 настоящей Инструкции.

7 Измерение температуры оболочек (труб) производится в течение не менее суток с интервалом 2-3 ч. с одновременной фиксацией нагрузочных токов.

При изменениях тока нагрузки в пределах от 0,8 до 1,2 максимального за расчетное

значение тока принимается его максимальное значение, сохраняющееся не менее 2 ч.

При значительных изменениях тока нагрузки определяется его среднеквадратичное значение (за период наблюдения), которое и является расчетным.

Если глубина прокладки кабельных линий высокого давления не постоянна, то желательно температуру нагрева кабелей определить на максимальной и минимальной глубинах прокладки.

8 При контроле нагрева линий следует определить нагрев разветвительных участков, особенно в местах их креплений, где возможно образование замкнутых магнитных контуров. Контроль температуры нагрева труб разветвлений необходим потому, что в результате значительных токов, которые индуктируются в медных трубах, их нагрев может превосходить нагрев стального трубопровода.

9 Контрольные тепловые измерения на кабельных линиях, проложенных в туннелях, должны производиться при полностью включенной приточно-вытяжной вентиляции. Одновременно с измерениями температуры кабельных линий производятся измерения температуры входящего в кабельный туннель и выходящего воздуха, а также температуры окружающего воздуха (вне туннеля). Если кабельные туннели секционированы (разделены перегородками в противопожарных целях или для осуществления расчетной схемы потоков воздуха), то контрольные измерения производятся в наиболее нагретых отсеках.

10 Определение температуры жилы $\theta_{ж}$ по измеренной температуре оболочек (экранов) $\theta_{об}$ кабелей с пластмассовой изоляцией и маслонаполненных кабелей низкого давления производится по выражению:

$$\theta_{ж} = \theta_{об} + \Delta \theta_{из} = \theta_{об} + I_{оп}^2 \cdot R_{ж} \cdot T_{из} + W_{д.п.} \cdot \frac{T_{из}}{2},$$

где $I_{оп}$ - длительная максимальная нагрузка кабеля, измеренная при опыте, А;

$R_{ж}$ - активное сопротивление жилы, Ом/см;

$T_{из}$ - тепловое сопротивление изоляции, °С·см/Вт;

$W_{д.п.}$ - диэлектрические потери, Вт/см (дли кабелей с пластмассовой изоляцией не учитываются).

Диэлектрические потери в изоляции кабеля $W_{д.п}$ находятся из выражения

$$W_{д.п.} = U^2 \cdot \omega \cdot C \cdot \operatorname{tg} \delta,$$

где U – рабочее напряжение, В; $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$; C – емкость кабеля, Ф/см; $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь при рабочей температуре (выбирается по стандарту и обычно находится в пределах 0,0025 - 0,0045).

Тепловое сопротивление изоляции находится из выражения:

$$T_{из} = \frac{\rho_{т.из}}{2\pi} \ln \frac{D_1}{D_2},$$

где $\rho_{т.из}$ - удельное тепловое сопротивление изоляции, °С·см/Вт, равное 450-550°С·см/Вт для маслонаполненных кабелей низкого давления и 350°С·см/Вт для кабелей с пластмассовой изоляцией;

D_1 и D_2 - наружный и внутренний диаметры кольцевого слоя изоляции, см.

Активное сопротивление жилы $R_{ж}$ - выбирается с поправкой на температуру ($\theta_{ж}$ подсчитывается несколько раз методом последовательного приближения)

Определение температуры жилы $\theta_{ж}$ по найденной температуре стальной трубы на линиях высокого давления производится по выражению:

$$\theta_{ж} = \theta_{тр} + \Delta \theta_{из} = \theta_{тр} + I_{оп}^2 \cdot R_{ж} (T_{из} + T_{м}) + W_{д.п.} \left(\frac{T_{из}}{2} + T_{м} \right)$$

где $\theta_{тр}$ - температура на стальном трубопроводе кабеля, измеренная при опыте, А;
 $T_{м}$ - тепловое сопротивление от поверхности кабеля до стальной трубы, °С·см/Вт.

Тепловое сопротивление изоляции и диэлектрические потери в изоляции кабеля определяются из выражений, приведенных в п.10 настоящего приложения.

Активное сопротивление жилы и ток, измеренный при опыте, принимаются в соответствии с ранее приведенными указаниями.

Тепловое сопротивление от поверхности (экрана) верхней фазы кабеля до стальной трубы $T_{м}$ может быть найдено из выражения

$$T'_{м} = \frac{\rho_{тм}}{K_1 \pi D_{эк}} + \frac{\rho_{тм}}{K_2 \pi D_{тр}},$$

где $\rho_{тм}$ - удельное сопротивление теплопереходу с поверхности кабеля в масло и от масла к поверхности стальной трубы (принимается равным 435°С·см/Вт);

K_1 - коэффициент, учитывающий часть периметра верхней фазы участвующей в теплообмене с трубой через масло, равный 0,83;

K_2 - коэффициент, учитывающий часть периметра стальной трубы участвующей в теплообмене с верхней фазой кабеля, равный 0,42;

$D_{эк}$ и $D_{тр}$ - соответственно диаметры кабеля по экрану и внутренний диаметр трубы, см.

Сопротивление тепловому потоку по экранам соседних фаз. на основании опытных данных принимается равным 232°С·см/Вт - на 1 см. Это сопротивление включено параллельно тепловому сопротивлению зоны масла. Таким образом:

$$T'_{м} = \frac{232 \cdot T'_{м}}{232 + T'_{м}}.$$

Общие требования по отбору проб масел из маслонаполненных кабельных линий

Общие положения

Основное условие полноценности и достоверности пробы состоит в том, чтобы все, с чем соприкасается отбираемая проба (банки, воронки, краны, трубки), было абсолютно чистым.

Посуда, предназначенная для отбора пробы, по своей емкости и чистоте должна отвечать техническим требованиям, связанным с отбором проб.

Методы отбора проб зависят от назначения пробы и типа ёмкости откуда производится отбор проб.

При отборе проб масла необходимо соблюдать нижеприведенные технические требования.

Посуда для отбора проб

Для отбора проб масла должны применяться стеклянные банки с широким горлом и притертыми пробками емкостью 0.5 и 1 л.

На каждой банке должен быть вытравлен или написан краской номер.

В отдельных случаях (отсутствие посуды) допускается отбор в стеклянную посуду других типов, но указанных размеров.

В случае отсутствия притертой (пришлифованной) стеклянной пробки допускается также применение корковых пробок, обернутых пергаментной бумагой.

Мытье, сушка, хранение и перевозка стеклянных банок

Посуда и все приборы, применяемые при отборе проб масла, должны быть абсолютно чистыми.

Вся посуда и приборы, предназначенные для отбора проб масла, в обязательном порядке должны быть заранее тщательно промыты керосиновым контактом или крепким раствором щелочи (не менее 10%-ной концентрации) или крепким раствором соды.

Для промывки посуды и приборов наливается 25%-ный (до 1/4 объема) контакт, при отсутствии последнего - раствор щелочи или соды. После этого добавляется до 1/2 объема горячая вода (температура 60-80°C). После закупорки пробкой посуда энергично встряхивается до тех пор, пока не будут удалены видимые признаки загрязнения и масла, растворы смываются в специальную тару.

Промытая посуда должна несколько раз прополаскиваться чистой горячей водой. При наличии на стенках банки налета или какого-либо осадка последние должны быть очищены специальной щеткой (ершом) и уже после этого домываться.

Окончательно промытой посуда считается тогда, когда после ополаскивания горячей водой на стенках банки не остается капель и характерных для маслянистой посуды несмачиваемых или плохо смачиваемых участков.

После окончательного ополаскивания банки ставятся на 10-15 мин. вверх дном для стока воды.

После стока воды банки должны быть установлены в сушильный шкаф для окончательной просушки при 110-120°C.

Просушенные банки после отключения сушильного шкафа должны медленно остывать в шкафу и затем закрываться пробками.

Открывать банку ранее момента взятия пробы не разрешается.

Банки, подготовленные для взятия пробы, хранятся на специальных полках или в

ящиках для перевозки.

Посуду, предназначенную для отбора проб масла, запрещается применять для других целей.

Деревянные ящики, в которых перевозятся банки на место отбора проб масла, должны быть разделены на ячейки в количестве от двух до шести мест таких размеров, чтобы в каждую ячейку плотно входила одна банка.

Сопроводительная документация

Каждая проба масла должна иметь сопроводительный ярлык, содержащий следующие данные:

- Наименование, номер и тип прибора или емкости, из которых отобрана проба масла;

- Место отбора пробы масла;

- Дата взятия пробы масла;

- Номер банки, в которую взята проба масла;

- Условия взятия пробы масла (температура, влажность и атмосферное давление);

- Подпись лица, отбирившего пробу масла.

Работники лаборатории должны занести в журнал испытаний все данные сопроводительного ярлыка пробы масла и лабораторного испытания и выдать протокол с результатом испытания.

Указания по работе с прибором (абсорбциометром) для определения степени дегазации масла

О количестве газа, растворенного в масле, степени дегазации можно судить по давлению газа, выделившегося из масла при выпуске это в определенный объём, предварительно отвакуумированный до остаточного давления насыщения испытуемого масла.

Прибор для определения степени дегазации масла (схематически показан на рис. П-5.1) состоит из сильфонных вакуумных вентилях для выпуска, откачки, пролива, слива масла и для соединения прибора с атмосферой и мерного стеклянного стакана. В комплект входят также вакуумный насос, вакуумметр термомпарный (типа ВСБ-1) и стеклянная лампа (типа ЛТ-2).

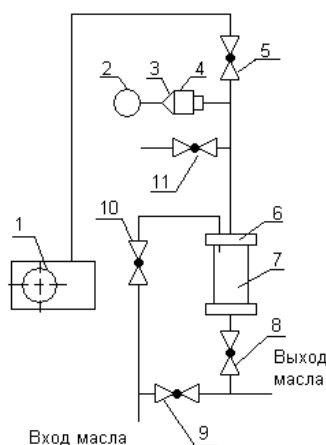


Рис. П-5.1 Схема абсорбциометра для определения степени дегазации масла:

- 1 – вакуумный насос; 2 - вакуумметр; 3 – разъем манометрической лампы;
 4 – накидная гайка; 5 – вентиль откачки; 6 - фланец; 7 – мерный стакан;
 8 - вентиль слива масла; 9 - вентиль пролива масла; 10 - вентиль подачи масла;
 11 - вентиль соединения прибора с атмосферой.

Требуемый в приборе вакуум создается вакуумным насосом.

Порядок пользования прибором следующий:

- собирается схема измерения;
- прибор проверяется на герметичность;
- измеряется содержание газа в масле.

1 Проверка прибора на герметичность

Проверка прибора на герметичность производится путем создания в нем вакуума (остаточное давление не выше 0,1 мм рт.ст.) следующим образом:

1.1 Включается вакуумный насос и открывается вентиль 5 (вентили 8, 10 и 11 закрыты).

1.2 Измеряется остаточное давление в приборе.

1.3 Закрывается вентиль 5 и выключается вакуумный насос и через 3 минуты вновь измеряется остаточное давление.

Герметичность абсорбциометра считается удовлетворительной, если величина натекания за 3 мин. не превышает 0,05 мм рт.ст. В случае, если величина натекания больше

указанной, повторно произвести испытание прибора на герметичность как указано выше. Если после повторного испытания величина натекания будет больше указанной, необходимо найти и устранить негерметичные места, после чего вновь произвести проверку прибора на герметичность.

2 Измерение степени дегазации масла

2.1 Для производства измерений открыть вентиль 10 и при закрытом вентиле на баке давления, муфте, котле дегазационной установки или закрытом кране специального сосуда отвакуумировать трубку распылителя. Впустить в стакан некоторое количество масла до заполнения этой трубки маслом. Закрыть вентиль 10 и 5, открыть вентили 11 и 8, слить из стакана масло, закрыть вентили 11 и 8 и, открыв вентиль 5, создать в стакане вакуум, доведя остаточное давление до величины не выше 0,1 мм рт.ст.

2.2 Пролить масло через предварительно открытый вентиль 9 в таком количестве, чтобы быть уверенным в том, что трубка полностью заполнена маслом, поступившим из бака давления, муфты, котла дегазационной установки или специального сосуда непосредственно перед измерением.

2.3 Произвести измерение остаточного давления в приборе включив вакуумметр на диапазон измерений $10^{-1} - 10^{-3}$ мм рт.ст.

2.4 Приступить к впуску масла в стакан, для чего при закрытых вентилях 5, 8, 9 и 11 полностью открыть вентиль 10.

2.5 При впуске масла следует наблюдать за показаниями вакуумметра, переключив его на измерение в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ мм рт.ст., как только будет невозможно производить измерение в диапазоне более глубокого вакуума.

2.6 Впустить масло в стакан из бака давления, муфты, котла дегазационной установки или специального сосуда в количестве равном $V_m = 0.1 \cdot V_n$.

2.7 Выждать несколько секунд пока стрелка вакуумметра на абсорбциометре не установится, после чего отсчитать по этому вакууметру величину остаточного давления в стакане.

3 Подсчет содержания воздуха в масле

3.1 Объемное содержание приведенного к атмосферному давлению газа в масле (в процентах от объема масла) подсчитывается по следующей формуле:

$$X = ((V_n - V_m) \cdot P_2 - V_n \cdot P_1) / (P_a \cdot V_m),$$

V_n - объем прибора (стакана, трубок и лампы ЛТ-2), см³, подсчитанной после изготовления прибора и обозначенный на панели прибора;

V_m - объем масла, введенного в стакан, см³;

P_1 - давление в приборе перед впуском в него масла, мм рт.ст.;

P_2 - давление в приборе после впуска в него масла, мм рт.ст.;

P_a - атмосферное давление, мм рт.ст.

3.2 За истинное значение содержания газа в масле следует принимать среднее из двух последовательных измерений при условии, что результаты этих измерений отличаются друг от друга не более, чем на 20%.

**Протокол
пропиточных испытаний маслonaполненной
кабельной линии**

« _____ » _____ 20 ____ г.

Секция _____ между колодцами,

№ _____, Длина секции _____ м, Объем масла в секции ____ м³,

Температура воздуха _____ °С.

Фаза	Секция	Продолжительность слива масла, мин	Объем слитого масла, м ³	Разность давления масла, кГс/см ²	Коэффициент пропитки, К·10 ⁻⁴
А					
В					
С					
А					
В					
С					
А					
В					
С					

Мастер _____

Порядок отбора проб масла из различных элементов маслонаполненных кабельных линий

1 Отбор проб масла из соединительной муфты кабеля низкого давления (рис. П-7.1).

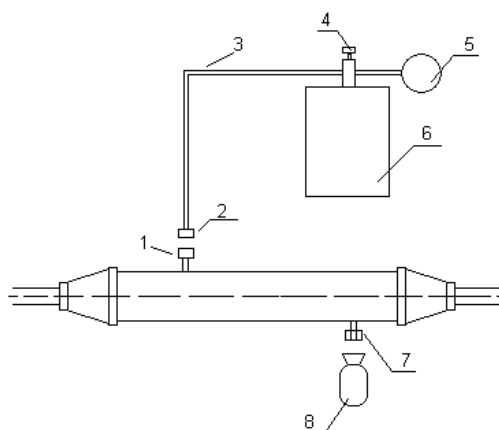


Рис. П-7.1. Отбор проб масла из соединительных муфт кабелей низкого давления:
1, 7 – штуцер с заглушкой; 2 – накидная гайка; 3 – соединительная трубка; 4 –
сильфонный вентиль; 5 - манометр; 6 – переносной бак давления; 8 – стеклянная
банка.

1.1 Отбор проб из соединительной муфты может производиться без отключения линии, если муфты в колодце не засыпаны и имеется свободный доступ к нижней заглушке.

1.2 Для взятия пробы масла из соединительной муфты необходимо иметь свинцовую трубку или трубку из маслостойкой резины 3 с накидной гайкой 2 и переносной бак давления 6, подпитанный маслом до избыточного давления на ниже $0,7 \text{ кгс/см}^2$.

1.3 Отвернуть заглушку 1 и убедиться, что в муфте поддерживается давление (из штуцера вытекает масло).

1.4 Приоткрыть сильфонный вентиль 4 на переносном баке давления, снять заглушку с соединительной трубки, пролить масло для удаления воздуха в трубке, приподняв ее выше вентиля 4 бака давления.

1.5 Подсоединить соединительную трубку к штуцеру 1 соединительной муфты.

1.6 Отвернуть заглушку 7 на несколько оборотов до получения небольшой струи масла.

1.7 Слить около 0.5 л масла, промыть этим маслом стеклянный сосуд для отбора пробы и его пробку.

1.8 Отобрать пробу масла в количестве 1 л в стеклянный сосуд и закрыть сосуд пробкой.

1.9 Завинтить заглушку 7.

1.10 Отсоединить соединительную трубку от штуцера 1, завинтить заглушку 1.

2 Отбор проб масла из стопорной муфты кабеля низкого давления (рис. П-7.2)

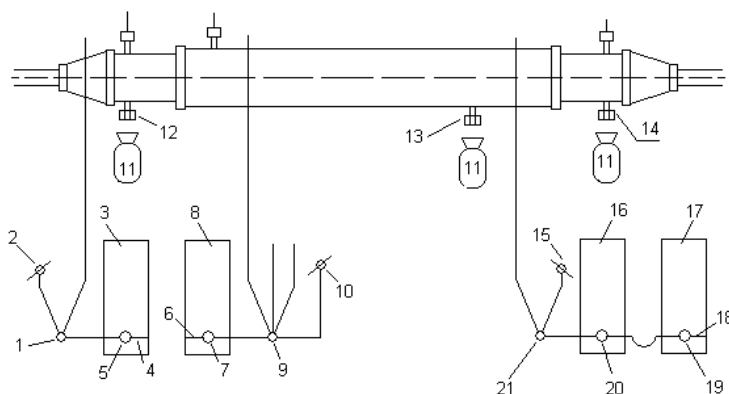


Рис. П-7.2 Отбор проб масла из стопорных муфт кабелей низкого давления:

1, 9, 21 – коллекторы; 2, 10, 15 – электроконтактные манометры; 3, 8, 16, 17 – баки давления; 12, 13, 14 – заглушки на кранах соединительной муфты; 5, 7, 19, 20 – сифонные вентиля; 11 – стеклянная банка; 4, 6, 18 – заглушки на кранах баков давления.

2.1 Отбор проб из стопорной муфты кабеля 110 кВ может производиться без отключения линии, кабеля 220 кВ - на отключенной линии.

2.2 Отбор проб масла из концевых частей стопорной муфты производится следующим образом.

2.2.1 Закрывать вентиль 19 на баке давления. Вентиль 20 закрыть не полностью.

2.2.2 Отвернуть заглушку 14 на несколько оборотов до появления небольшой струи масла.

2.2.3 Выполнить указания п.п. 1.7 и 1.8 7.

2.2.4 Завинтить заглушку 14 и восстановить схему маслоподпитки, полностью открыв вентили 19 и 20.

2.3 Отбор проб масла из центральных частей стопорной муфты осуществляется следующим образом.

2.3.1 Закрывать вентиль 7 не полностью.

2.3.2 Отвернуть заглушку 13 на несколько оборотов до появления небольшой струи масла.

2.3.3 Выполнить указания п.п. 1.7 и 1.8 настоящего приложения.

2.3.4 Завинтить заглушку 13 и восстановить схему маслоподпитки, полностью открыв вентиль 7.

3 Отбор проб масла из концевой муфты кабеля низкого давления (рис. П-7.3)

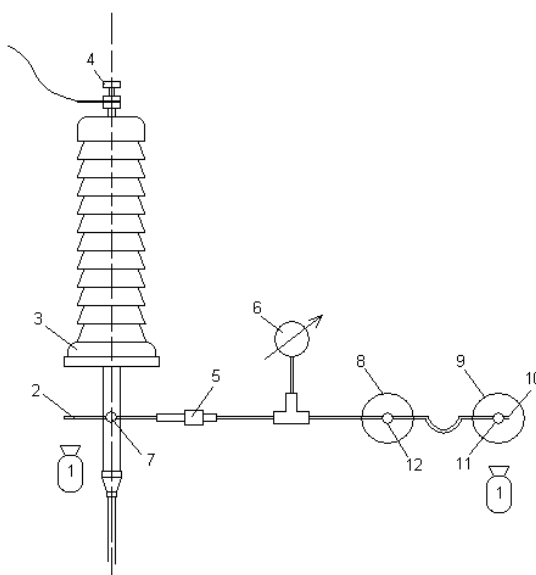


Рис. П-7.3. Отбор проб масла из концевых муфт кабелей низкого давления и баков давления:

1 - стеклянная банка; 2, 4, 10 – заглушки; 7, 11, 12 - сильфонные вентили; 3 – концевая муфта; 5 – изолирующая втулка; 6 - электроконтактный манометр; 8, 9 - баки давления.

3.1 Отбор проб масла из концевой муфты производится на отключенной линии.

3.2 Закрыть вентили 11 и 12 баков давления 8 и 9.

3.3 При двухсторонней подпитке секции открыть вентиль 7 и отобрать пробу в соответствии с п.п. 1.7 и 1.8 настоящего приложения.

3.4 При односторонней подпитки секции вместо заглушки 4 подсоединить дополнительный бак под проливом масла из бака и концевой муфты, закрыть вентили 11 и 12. Отвернуть заглушку 2 на несколько оборотов до получения небольшой струи масла. Выполнить указания п.п. 1.7 и 1.8 настоящего приложения. Завернуть заглушку 2, открыть вентили 11 и 12, отсоединить дополнительный бак и завернуть заглушку 4.

3.5 Завинтить заглушку 4 и восстановить схему маслоподпитки, полностью открыв вентили 11 и 12.

4 Отбор проб масла из баков давления (рис. П-7.3)

4.1 Отбор проб из баков давления производится без отключения линии.

4.2 Закрыть вентили 7, 11 и 12.

4.3 Для взятия пробы из бака давления 9 приоткрыть вентиль 11 и отвернуть на несколько оборотов заглушку 10 до появления небольшой струи масла.

4.4 Выполнить указания п.п.1.7.и 1.8.

4.5 Закрыть вентиль 11 и завинтить заглушку 10.

4.6 Для взятия пробы из бала давления 8 приоткрыть вентиль 12, отвернуть на несколько оборотов заглушку 10 и слить масло, содержащееся в соединительной трубке между баками.

4.7 Выполнить указания п.п. 1.7 и 1.8 настоящего приложения.

4.8 Завинтить заглушку 10 и восстановить схему маслоподпитки, полностью открыв

вентили 7, 11 и 12.

5 Отбор проб масла из концевых и соединительно-разветвительных муфт кабелей высокого давления (рис. П-7.4)

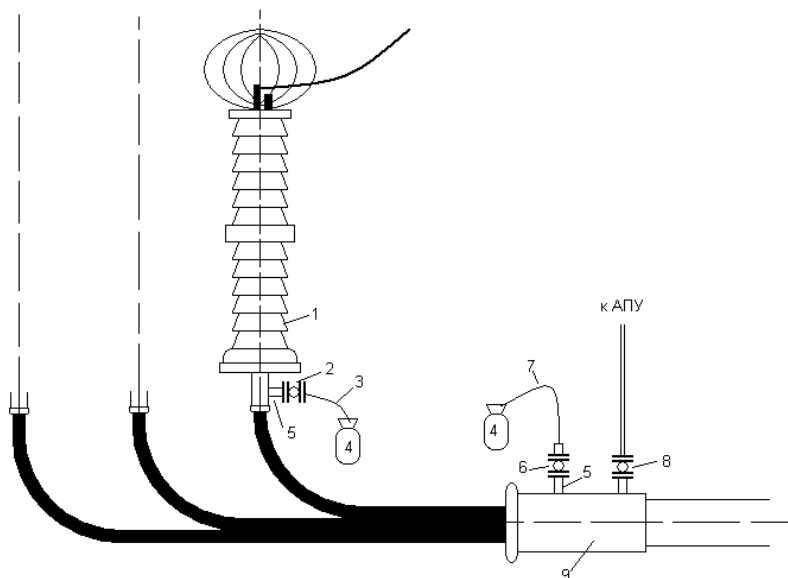


Рис. П-7.4 Отбор проб масла из концевых и соединительно-разветвительных муфт кабелей высокого давления:

1 - концевая муфта; 2, 6, 8 - сильфонные вентили; 3, 7 – изогнутая трубка; 4 - стеклянная банка; 5 – штуцер; 9 - соединительно-разветвительная муфта.

5.1 Отбор проб производится на отключенной кабельной линии.

5.2 Отбор проб из муфт производится без снижения давления в линии с помощью специальных вентилях 2 и 6 с присоединенной к ним изогнутой трубкой.

При отсутствии специальных вентилях на муфте может быть применен фланец со штуцером и заглушкой. В этом случае отбор проб производится после предварительного снижения давления в линии до 1-2 кгс/см² с помощью изогнутой трубки с накидной гайкой, навинчиваемой на штуцер 5 вместо заглушки.

5.3 Приоткрыть специальный вентиль 2 или 6 или снять заглушку после снижения давления и навинтить на штуцер вместо заглушки изогнутую трубку с накидной гайкой.

5.4 Выполнить указания пп.1.7 и 1.8 настоящего приложения.

5.5 Закрыть специальный вентиль 2 или 6 или снять изогнутую трубку с накидной гайкой и установить заглушку на штуцер 5.

6 Отбор проб масла из АПУ производится из вентиля 11 (см. схему рис.П-7.3).

Указания по ремонту отдельных элементов маслonaполненных кабельных линий

1 Устранение неисправностей в баках давления маслonaполненных кабельных линий

1.1 Течь масла в баках давления может быть обнаружена по показаниям манометра (падает давление) и непосредственно осмотром баков давления и соединительных трубок.

Бак давления с течью масла подлежит замене.

1.2 Ремонт бака давления и заполнение его маслом производится в стационарных условиях (в мастерских) на специальной заводской инструкции. Отключения линии при замене бака давления не требуется.

2 Ремонты стального трубопровода кабельной линии высокого давления

2.1 Ремонт сквозных отверстий в трубопроводе производится следующим образом:

- линию отключают, а давление масла в трубопроводе снижают до минимально возможного значения, но так, чтобы в верхних участках линии оно было не менее 0.5 кгс/см^2 ;

- снимают в месте повреждения антикоррозионную изоляцию;

- сквозное отверстие закрывают пробкой и накладывают на него с помощью специального хомута накладку, которую затем приваривают к трубопроводу по периметру. После приварки накладки хомут снимают;

- давление масла в линии повышают до нормального значения, после чего линия включается в эксплуатацию;

- отремонтированное место линии находится под наблюдением персонала несколько дней, после чего антикоррозионная изоляция восстанавливается. К сварочным работам на трубопроводе могут допускаться только дипломированные сварщики.

2.2 После ремонта качество сварного шва контролируется постановкой трубопровода на натекание, повышенным давлением, либо другим равноценным методом.

3 Ремонт маслоподпитывающих агрегатов на линиях высокого давления

3.1 К основным неисправностям баков-хранилищ масла относятся:

- неплотности;

- трещины в стеклах маслоуказателей;

- неисправности дистанционных указателей уровня масла и др.

После осмотра, проверки и ремонта бак надо промыть горячим маслом марки С-220 или 5-РА, после чего бак проверяется на вакуум. Натекание воздуха после достижения вакуума $266,6 \text{ Па}$ (2 мм.рт.ст.) не должно быть более $133,3 \text{ Па}$ (1 мм.рт.ст.) в течение 4 ч.

3.2 Ремонт и проверка масляного насоса должны производиться совместно с ремонтом и проверкой соответствующего перепускного клапана, как правило, только при неисправности или в отказе в работе одного из них.

После выявления дефектного насоса или клапана эксплуатационный персонал переводит подпитку линии на одну ветвь с исправным нагнетательным насосом и перепускным клапаном.

3.3 По окончании ремонта насос и перепускной клапан могут быть включены в схему агрегата только после удаления воздуха из труб, примыкающих к насосу и клапану, которое производится в соответствии с указаниями, приведенными ниже.

3.3.1 Вакуумирование выведенной из работы части подпитывающего агрегата производится через импульсную трубку электроконтактного манометра 9 (рис. П-8.1).

До установки на место всех элементов выведенной из работы части схемы производится их тщательная очистка от грязи и промывка горячим маслом марки С-220 или 5-РА.

3.3.2 Для вакуумирования соответствующий электроконтактный манометр снимается. Освободившийся конец импульсной трубки подсоединяется к схеме вакуумирования, как это показано на рис. П-8.1.

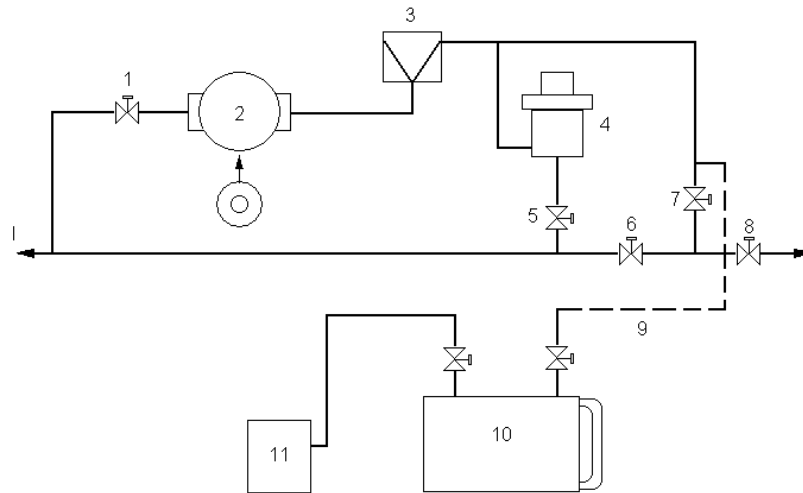


Рис. П-8.1 Схема вакуумирования цепей подпитывающего агрегата через импульсную трубку (при ремонтных работах):

1, 5, 7, 8 - сильфонные вентили с электромагнитным приводом; 2 – масляный насос с электроприводом; 3 – обратный клапан; 4 – перепускной клапан; 6 - сильфонный вентиль с механическим приводом; 9 – импульсная трубка (от щита управления); 10 - сливной бак; 11 – вакуумный насос.

3.3.3 Вакуумирование производится при закрытых вентилях у маслобака (на линии 1) и остальных открытых вентилях.

3.3.4 В качестве вакуумного насоса при необходимости может быть использован один из вакуумных насосов подпитывающего агрегата.

Если использование вакуумного насоса агрегата невозможно по условиям работы установки, то в этом случае для вакуумирования используется дополнительный вакуумный насос.

3.3.5 Вакуумирование производится в течение одного часа с момента достижения вакуума $2,6 \cdot 10^2$ Па (2 мм.рт.ст.).

После окончания вакуумирования производится испытание на натекание. Если в течение 30 мин. натекание не будет больше $1,3 \cdot 10^2$ (1 мм.рт.ст.), отвакуумированная часть схемы включается в работу.

Перед вакуумированием следует обращать внимание на наличие масла в корпусе нагнетательного насоса.

3.3.6 Открывают вентиль из маслобака и производят слив 20-30 л масла через импульсную трубку в сливной бак. Затем перекрывают кран сливного бака, отсоединяют свинцовую трубку от импульсной и под струей масла ввертывают электроконтактный манометр.

3.3.7 Восстанавливается нормальная схема подпитки, а управление масляным насосом 2 переводится на автоматическое.

3.3.8 При неудовлетворительных результатах испытания на натекание к свободному концу импульсной трубки подсоединяется баллон с сухим азотом и подается давление около 5-6 кгс/см². Неплотности обнаруживаются покрытием фланцевых соединений мыльной пеной. После отыскания неплотности производится повторное вакуумирование, а затем заполнение маслом так, как это изложено выше.

3.4 О неисправностях электромагнитного воздушного клапана судят по показаниям соответствующих вакуумметров при включении вакуумного насоса, которые или остаются или очень медленно возрастают. Вакуумный насос с клапаном, в котором имеется неисправность, должен быть отключен.

3.5 Неисправный вакуумный насос демонтируется, подвергается проверке и ремонту. Работу агрегата обеспечивает резервный вакуумный насос, имеющийся в установке.

3.6 К неисправностям сильфонных вентилях относятся продольные течи или повреждения сильфонных элементов вентилях.

При продольной течи вентиль в положении «закрыто» пропускает масло (или воздух).

Для устранения продольной течи или повреждений сильфона вентиль демонтируется и подвергается ремонту и проверке. При повреждении сильфона вентиль в зависимости от положения в схеме пропускает наружу масло или внутрь воздух.

Вентили с поврежденным сильфоном легко выявляются при осмотре агрегата.

Вентили с поврежденным сильфоном в вакуумной части установки, выявляются по падению вакуума в соответствующем узле после проверки отсутствия неплотностей в других элементах схемы. Вентиль, имеющий поврежденный сильфон, должен быть снят с агрегата для замены и впайки нового сильфона.

4 Аварийные режимы работы маслоподпитывающих агрегатов

4.1 Сигнал об аварийном состоянии агрегата срабатывает по следующим причинам:

- понижение давления масла в кабельной линии ниже допустимых пределов из-за неисправности нагнетательного насоса или утечки масла в линии, превышающей производительность насоса;

- повышение давления в линии более допустимых пределов из-за отказов в работе перепускных клапанов, вследствие нарушения их регулировки или неисправности;

- чрезмерно длительная работа нагнетательных насосов (больше 3-5 мин.) из-за большой утечки масла в линии;

- падение вакуума в баке-хранилище из-за появления неплотностей в вакуумной системе или неисправности вакуумного насоса;

- снижение уровня масла в баке-хранилище ниже допустимого предела в отдельных элементах линии.

4.2 Во всех случаях снижения давления в линиях ниже допустимых пределов необходимо проверить исправность маслонасосов. Если насосы исправны, принять меры к отысканию утечки на линии.

4.3 При падении вакуума в баке-хранилище необходимо переключить откачку воздуха на резервный насос. Дальнейшее снижение вакуума укажет на неплотности в самом баке-хранилище.

4.4 При аварийном понижении давления при групповой подпитке линий автоматически должны закрыться сильфонные вентили электромагнитным приводом.

Вслед за этим дежурный персонал должен вручную закрыть соответствующие сильфоны, а вентили, включенные последовательно с вентилями с электромагнитным приводом.

4.5 При больших утечках масла возможна неселективная работа сильфонных вентилях с электромагнитным приводом и отключение от коллектора вместе с

поврежденной линией исправных линий. В этом случае дежурный персонал по показаниям манометров на линиях находит поврежденную линию, аварийно снимает с нее напряжение и восстанавливает давление на неповрежденных линиях подъемом вручную вентилей с электромагнитным приводом.

4.6 При появлении сигнала о недопустимо длительной работе маслонасосов необходимо проверить, не происходит ли понижение уровня масла в баке, которое будет указывать на повреждение кабельной линии.

При отсутствии понижения уровня масла в баке следует поочередно перекрыть вентили на магистральных перепускных клапанов и проверить их исправность.

При обнаружении неисправного клапана последний выводится в ремонт.

Если указанными выше мерами не удастся выяснить причину непрерывной работы насосов, необходимо перевести их на ручное управление. Если при отключенных насосах давление в линиях не будет резко падать, то, неисправен насос.

При резком падении давления в коллекторе следует проверить исправность кабельных линий.

5 Устранение неисправностей в концевых устройствах маслонаполненных кабелей

5.1 При появлении слабых течей во фланцевых соединениях медных разветвительных труб необходимо подтянуть болты фланцевых соединений.

5.2 При чрезмерно сильной затяжке болтов иногда наблюдается деформация фланцев, которая приводит к увеличению переходного электрического сопротивления во фланцевом соединении и заметному перегреву фланцев токами, наведенными в разветвительных медных трубах.

Для предотвращения перегрева фланцевого соединения следует наложить на него шунт из медной шины, зажав последнюю под один из стяжных болтов фланцевого соединения.

5.3 При появлении сильной течи во фланцевых соединениях (нарушение целостности металлоасбестовой прокладки в целом месте или местах сварок медных разветвительных труб, а также при нарушении герметичности камер высокого давления концевых муфт (повреждения бакелитового цилиндра или его торцевых уплотнителей) во всех этих случаях, сопровождавшихся значительным вытеканием масла и спадом давления в линии, необходимо отключить линию, перекрыть обходной вентиль на полустопоре и предотвратить тем самым значительные потери масла из линии.

5.4 После перекрытия обходного вентиля производится ремонт поврежденного участка: заварка места течи на трубе разветвления, частичный или полный перемонтаж концевой муфты или перемонтаж труб разветвлений (со сменой прокладки) на поврежденной фазе.

После указанного ремонта разветвительное устройство вместе с концевыми муфтами вакуумируется, проверяется на герметичность (натекание воздуха) и заполняется маслом (через обходной вентиль полустопорного устройства с подачей масла от подпитывающего агрегата или предварительным заполнением системы маслом от передвижной дегазационной установки).

Измерение блуждающих токов

1 На кабельных линиях измеряют:

- потенциалы оболочек кабелей по отношению к медносульфатному электроду сравнения;
- разности потенциалов между оболочкой кабеля и другими подземными сооружениями и рельсами электрифицированного транспорта;
- значения токов и их направления в тех же местах и цепях, где производились измерения потенциалов. Подсчитывают плотности токов.

2 Для измерений потенциалов блуждающих токов должен применяться вольтметр с внутренним сопротивлением не менее 20000 Ом на 1 В с пределами измерений 75-0-75 мВ; 0,5-0-0,5 В; 1,0-0-1,0 В и 5,0-0-5,0 В или с другими близкими к указанным пределам.

Если измеренные разности потенциалов не превышают 1 В, следует применять неполяризующийся медносульфатный электрод сравнения; при больших разностях потенциалов могут быть использованы металлические электроды (штыри).

3 Резко переменный характер блуждающих токов обуславливает следующие требования к методике их измерений:

- в каждом контрольном пункте измерения следует производить в течение 10-15 мин. через каждые 10-15 с;
- в зонах отсутствия блуждающих токов время измерения потенциалов в каждой точке может быть ограничено 3-5 мин. Отсчеты должны производиться через каждые 15-20 с.

По данным измерений определяются средние значения потенциалов и токов. В знакопеременных зонах средние значения потенциалов подсчитываются отдельно для каждой полярности.

4 Измерение блуждающих токов следует производить в часы наиболее интенсивного движения транспорта (трамваев, поездов электрифицированной железной дороги).

5 Измерения блуждающих токов на кабельных линиях производится в каждом кабельном колодце (местах расположений соединительных муфт).

6 Конструкции контрольно-измерительных пунктов с учетом местных условий могут быть различными (подземные, настенные и др.).

7 При наличии сложных узлов подземных сооружений и перетоков блуждающих токов с одних сооружений на другие измерения блуждающих токов должны производиться одновременно всеми заинтересованными организациями. Полученные таким образом данные измерений после их совместного рассмотрения и анализа, позволят наметить наиболее обоснованные и правильные меры борьбы с коррозией.

Контроль коррозионных свойств грунтов, грунтовых и других вод

1 Контроль коррозионных свойств грунтов производится отбором проб:

- в местах, где имеются подозрения на агрессивные свойства грунтов (торфяные, черноземные, солончаковые, засоренные шлаком, строительным мусором и т.п.);
- в местах, где уже наблюдалось разрушение оболочек кабелей коррозией (особенно там, где нет блуждающих токов или где их уровень низок);
- по трассам вновь прокладываемых кабельных линий.

Отбор пробы грунтов рекомендуется производить также в местах всякого рода ремонтных работ.

2 Пробы грунта на химический анализ отбираются с глубины прокладки кабеля через каждые 1000 м при однородном и через каждые 300-500 м при неоднородном характере грунта.

В торфяных, черноземных, солончаковых и насыпных грунтах отбирают по три пробы на расстоянии 300-500 м.

Масса одной пробы должна быть не менее 500 г, причем 70% этой пробы берется с глубины прокладки кабеля и по 15% со стенок шурфа или траншеи в двух характерных по цвету, составу и влажности местах. Все эти части перемешиваются и помещаются в закрытую пронумерованную тару, не допускающую загрязнения пробы. Тара с пробой грунта снабжается биркой, которая должна содержать информацию о дате и месте отбора.

3 При наличии на трассе участков с грунтовыми и другими водами также следует устанавливать их коррозионные свойства отбором и анализом проб.

Проба воды отбирается в чистые сухие бутылки емкостью 1 л, предварительно 2-3 раза промытые отбираемой водой. Бутылки закрывают пробками. На бутылку прикрепляется этикетка с указанием номера объекта, номера пробы, места и даты отбора.

4 Коррозионная агрессивность грунтов, грунтовых и других вод по отношению к свинцовой оболочке кабелей определяется по концентрации в них водородных ионов (рН), содержанию органических и азотных веществ (нитрат-ионов) и общей жесткости воды (табл. П-10.1 и П-10.2).

Коррозионная агрессивность грунтов, грунтовых и других вод по отношению к алюминиевой оболочке кабелей определяется по концентрации водородных ионов (рН), содержанию ионов хлора и железа (табл. П-10.3 и П-10.4).

Степень коррозионной агрессивности грунтов, грунтовых и других вод на основании химического анализа устанавливается в соответствии с нормами, приведенными в табл. П-10.1-П-10.4.

5 Оценку коррозионной агрессивности грунтов допускается производить также по потере массы стальных образцов и определением удельного электрического сопротивления грунтов.

При определении коррозионной агрессивности грунтов различными методами принимается показатель, указывающий на более высокую степень коррозионной агрессивности.

6 Определение коррозионной агрессивности грунтов по потере массы стальных образцов выполняется следующим образом:

6.1 Образец представляет собой стальную трубку длиной 100 мм внутренним диаметром 19 мм и наружным диаметром 21 мм.

6.2 Перед испытанием поверхность образца очищают от ржавчины и окалины корундовой шкуркой, обезжиривают ацетоном, высушивают фильтровальной бумагой, выдерживают сутки в эксикаторе с хлористым кальцием и взвешивают с погрешностью не более 0,1 г.

6.3 Образец помещают в жестяную банку высотой 110 мм и внутренним диаметром 80 мм. Для изоляции образца от дна банки в один из его торцов вставляют резиновую пробку так, чтобы она выступала на 10-12 мм.

6.4 Банка заполняется грунтом на 5 мм ниже верхнего конца трубки. Грунт трамбуется для обеспечения плотного прилегания к образцу и банке.

6.5 Грунт увлажняют до появления на его поверхности непоглощенной влаги. Не допускается проводить увлажнение грунта после начала испытаний.

6.6 К банке с помощью зажимного приспособления подключается отрицательный полюс, а к образцу - положительный полюс источника постоянного тока напряжением 6 В. Образец должен находиться под током в течение 24 ч.

6.7 После отключения источника тока образец очищается от продуктов коррозии катодным травлением в 8% гидрата окиси натрия при плотности тока 3-5 А/дм², промывается дистиллированной водой, высушивается и взвешивается с погрешностью 0.1 г.

Коррозионную активность грунта оценивают по следующим данным:

Потеря массы стальной трубки, г	Менее 1	От 1 до 3	Свыше 3
Степень коррозионной активности грунта	Низкая	Средняя	Высокая

7 Коррозионную агрессивность грунтов в зависимости от их удельного электрического сопротивления оценивают по следующим данным:

Минимальное годовое удельное электрическое сопротивление грунтов, Ом·м	Свыше 50	От 20 до 50	Менее 20
Степень коррозионной активности грунта	Низкая	Средняя	Высокая

Таблица П-10.1

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля

Коррозионная агрессивность грунта	рН	Массовая доля компонентов, %, от массы воздушно-сухой пробы	
		органическое вещество (гумус)	нитрат-ион
Низкая	от 6.5 до 7.5	до 0.01	до 0.0001
Средняя	от 5.0 до 6.5	от 0.01 до 0.02	от 0.0001 до 0.001
Высокая	до 5,0 свыше 9,0	свыше 0.02	свыше 0.001

Таблица П-10.2

Коррозионная агрессивность грунтовых и других вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля

Коррозионная агрессивность грунтовых и других вод	рН	Общая жесткость, мг, экв/дм ³	Массовая доля компонентов, мг/дм ³	
			органическое вещество (гумус)	нитрат-ион
Низкая	от 6.5 до 7.5	свыше 5.3	до 20	до 10
Средняя	от 5.0 до 6.5 от 7.5 до 9.0	от 5.3 до 3.0	от 20 до 40	от 10 до 20
Высокая	до 5,0 свыше 9,0	менее 3.0	свыше 40	свыше 20

Таблица П-10.3

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке
кабеля

Коррозионная агрессивность грунта	рН	Массовая доля компонентов, %, от массы воздушно-сухой пробы	
		Хлор-ион	Ион железа
Низкая	от 6.0 до 7.5	до 0.0001	до 0.002
Средняя	от 4.5 до 6.0 от 7.5 до 8.5	от 0.001 до 0.005	от 0.002 до 0.01
Высокая	до 4,5 свыше 8.5	свыше 0.005	свыше 0.01

Таблица П-10.4

Коррозионная агрессивность грунтовых и других вод по отношению
к алюминиевой оболочке кабеля

Коррозионная агрессивность грунта	рН	Массовая доля компонентов, мг/дм ³	
		Хлор-ион	Ион железа
Низкая	от 6.0 до 7.5	до 5	до 1
Средняя	от 4.5 до 6.0 от 7.5 до 8.5	от 5 до 50	от 1 до 10
Высокая	до 4,5 свыше 8.5	свыше 50	свыше 10

Защита от коррозии стальных трубопроводов кабельных линий высокого давления

1 Стальные трубопроводы на линиях высокого давления должны иметь активную защиту от коррозии независимо от агрессивности грунта и видов изоляционных покрытий.

2 Катодная поляризация стальных трубопроводов, необходимая для создания надежно действующей защиты линий, осуществляется подачей на трубопровод отрицательного потенциала от постороннего источника.

3 Протекторная защита обычно оказывается недостаточной и может применяться лишь на отдельных (удаленных от городских сетей) линиях, расположенных вне зон влияния блуждающих токов электрифицированного транспорта.

4 Для катодной поляризации линий в системах с общим малым переходным сопротивлением на землю применяются схемы катодной защиты, приведенные на рис. П-11.1.

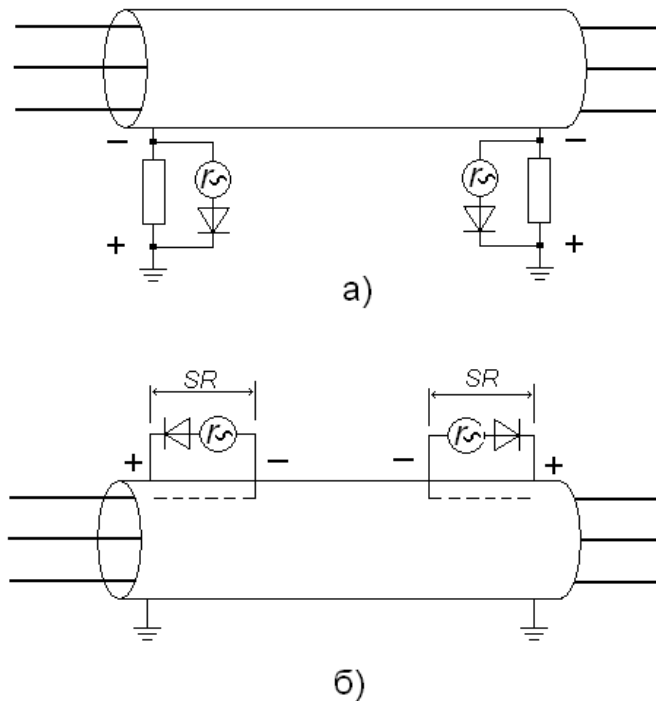


Рис.П-11.1 Схема катодной поляризации стального трубопровода кабельной линии высокого давления:

«а» - с дополнительным резистором; «б» - с источником переменного тока на концевом участке трубопровода.

Способ катодной защиты заключается в пропускании выпрямленного тока через сопротивление, включенное в заземление трубопровода (рис. П-11.1а).

Включенное на землю сопротивление должно быть рассчитано на протекание токов короткого замыкания и обычно представляет собой шины из нержавеющей стали сечением около 400-700 мм² с общим сопротивлением 0,003-0,005 Ом.

Конструкция сопротивления должна быть достаточно стойкой к воздействию коротких замыканий.

В качестве катодной установки используется селеновый выпрямитель со ступенчатым регулированием тока. В качестве резистора может быть использована часть самого трубопровода, в котором уложен кабель (рис. П-11.1б). Длина трубопровода, необходимая для создания защитного потенциала при токе 75-100 А, должна быть (при диаметре трубопровода 150-200 мм) около 80-140 м.

5 В системах с большим общим переходным сопротивлением на землю (для защиты одиночных кабельных линий) эффективен и экономичен способ защиты с использованием выпрямителя и специально сооружаемого анодного заземления, как это показано на рис. П-11.2.

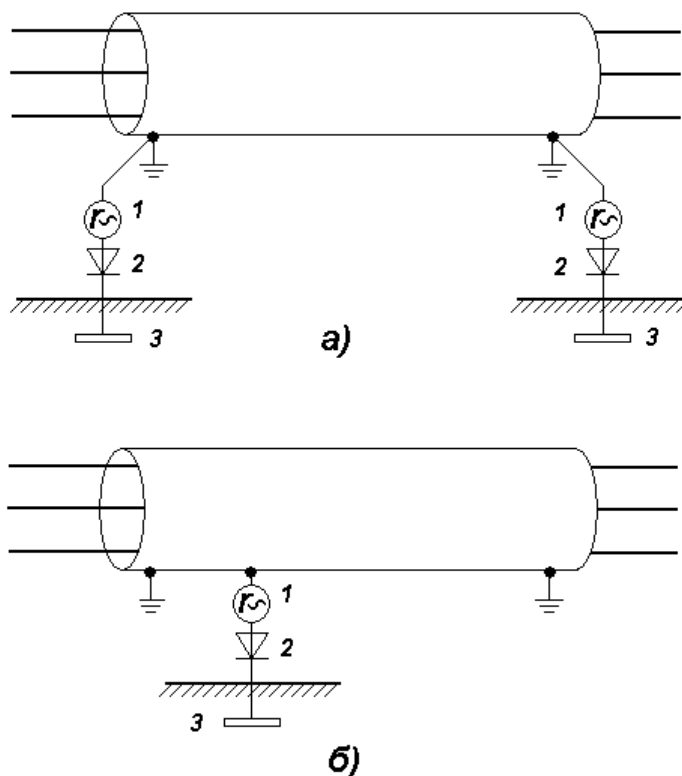


Рис.П-11.2 Схема катодной поляризации стального трубопровода для одиночных кабельных линий:

«а» - защитные катодные установки включены с обоих концов кабельной линии;

«б» - поляризация трубопровода от одной катодной установки, включенной в промежуточной точке кабельной линии:

1 – источник переменного тока; 2 – вентиль; 3 – специальный электрод заземления.

Концевые устройства линии могут быть при этом нормально заземлены на подстанциях. Защита может надежно работать при наличии (одной или нескольких) промежуточных «мертвых» опор, значение переходных сопротивлений (на землю) которых учитывается при расчете и наладки защиты.

В зависимости от местных условий катодная поляризация может быть осуществлена в одной точке линии (рис. П-11.2б) или может потребоваться установка двух катодных защит на обоих концах линии (рис. П-11.2а). Значительно реже может потребоваться установка трех и более катодных станций. Это может иметь место лишь на протяженных кабельных линиях (длиной больше 5 км) или на линиях с сильно поврежденными защитными антикоррозионными покрытиями.

При защите стальных трубопроводов способом катодной поляризации подаваемые

на линии защитные потенциалы не должны превышать значений, приведенных в табл. П-12.1 и П-12.2.

6 Электрические параметры вначале устанавливаются расчетом и впоследствии уточняются при ее наладке.

Расчет катодной станции для защиты стального трубопровода сводится к определению и напряжения источника, необходимого для обеспечения катодного состояния защищаемого объекта.

7 Напряжение источника постоянного тока определяется из выражения

$$U = I_{\text{защ}} \cdot R_{\text{общ}},$$

где $I_{\text{защ}}$ - ток защитной станции, А;

$R_{\text{общ}}$ - электрическое сопротивление всей системы защиты, Ом, равное сумме сопротивлений трубопровода, анодного заземлителя и соединительных проводов.

Действительное сопротивление трубопровода находится из выражения

$$R_{\text{эф}} = \sqrt{r_{\text{тр}} \cdot r_{\text{защ}}},$$

где $r_{\text{тр}}$ - сопротивление стального трубопровода (Ом на 1 м длины); $r_{\text{защ}}$ - сопротивление изолирующего защитного покрытия трубопровода (Ом на 1 м длины).

Ток $I_{\text{защ}}$ находится из выражения

$$I_{\text{защ}} = \frac{U_{\text{защ}}}{\sqrt{r_{\text{тр}} \cdot r_{\text{защ}}}} e^{L \sqrt{r_{\text{тр}} / r_{\text{защ}}}},$$

где $U_{\text{защ}}$ - минимальный потенциал относительно земли, равный 0,3-0,5 В; L - длина защищаемого стального трубопровода, м

8 При наладке катодной станции защитные потенциалы на трубопроводе контролируются в ряде точек (обычно в двух-трех).

Так как в процессе эксплуатации значения сопротивления анодного заземлителя и защитных покрытий трубопровода могут заметно измениться (разрушаются анодные заземлители, нарушается целостность защитных покрытий), контрольные выводы от стальной трубы используются также для текущей подрегулировки действия катодной станции.

9 В случаях появления значительных местных нарушений целостности защитных покрытий они должны быть выявлены и восстановлены. Схема обнаружения масляных повреждений антикоррозионных покрытий на стальных трубопроводах показана на рис. П-11.4.

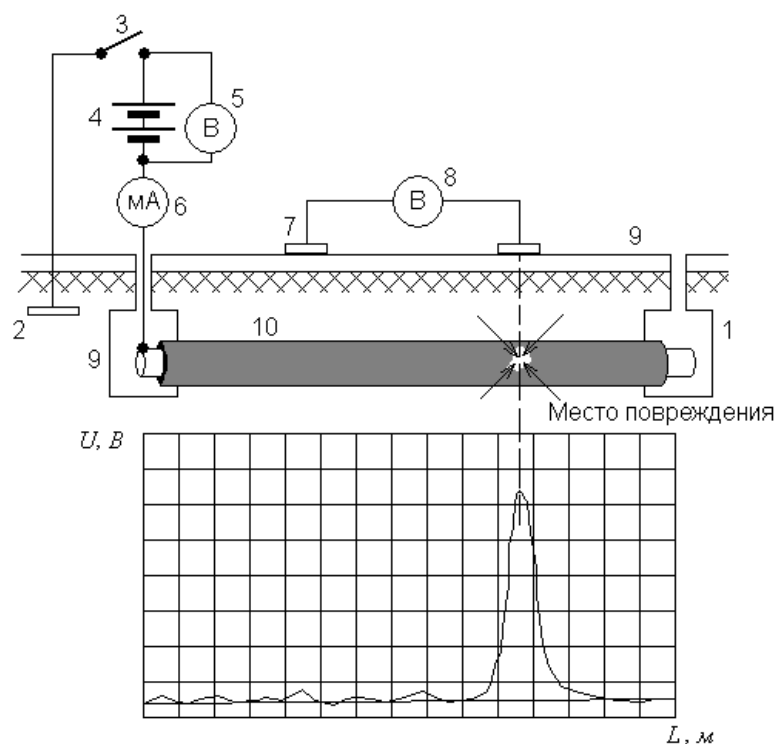


Рис. П-11.4. Схема нахождения местных повреждений защитных покрытий:
 1 – кабельный колодец; 2 - заземление; 3 – выключатель (периодически включаемый); 4 – батарея 30 В; 5 - вольтметр; 6 - миллиамперметр; 7 – неподвижный электрод; 8 – вольтметр с большим внутренним сопротивлением (примерно 100000 Ом); 9 – электрод, перемещаемый вдоль трассы в процессе измерений;
 10 – трубопровод кабельной линии с защитным покрытием; 11 – диаграмма измеренных потенциалов вдоль кабельной линии.

Напряжение 20-100 В постоянного тока периодически прикладывается между стенкой стального трубопровода (могут использоваться контрольные выводы) и анодным заземлителем (или другим заземлителем с низким переходным сопротивлением).

На поверхности земли над трубопроводом измеряется разность потенциалов между двумя электродами (щупами), один из которых неподвижен 7, а второй переносится вдоль трубопроводов 9. Для измерений потенциалов должен использоваться вольтметр 8 с высоким внутренним сопротивлением (100 кОм на 1 В).

Покрытие считается неповрежденным, если включение батареи не вызывает изменений показаний вольтметра. При расположении подвижного электрода над местом повреждения покрытия или над плохо защищенным участком поверхности трубопровода вольтметр дает большое отклонение при включении батареи (см. график рис. П-11.4).

10 При эксплуатации установок катодной защиты должны соблюдаться следующие требования:

- катодная станция должна действовать непрерывно;
- один раз в месяц (например, при записи давлений масла по манометрам) производить внешний осмотр катодных станций, проверять плотность подсоединения дренажных кабелей, целостность контура заземления, нагрев его и контактов выпрямителя;
- эффективность и правильность действия катодной станции должна проверяться измерением защитных потенциалов в контрольных пунктах не реже одного раза в год;

- измерения потенциалов следует производить вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 2000 Ом на 1 В;
- один раз в год проверять состояние анодного заземления измерением сопротивления растеканию тока;
- температура помещений, где установлены выпрямители, не должна превышать + 35 °С;
- при уходе за выпрямителями следует соблюдать требования заводских инструкций.

11 В установках электрических защит от коррозии (катодные станции, электродренаж) на приборах красной рисккой должны быть указаны допустимые значения защитного тока и потенциала.

Способы защиты кабельных линий от коррозии

1 Одним из основных способов защиты кабелей от коррозии является электродренаж - металлическая перемычка, с помощью которой блуждающие токи с оболочек кабелей отводятся в рельсы, отсасывающие, пункты или непосредственно на отрицательные шины трамвайных подстанций.

Электродренаж поддерживает отрицательный потенциал в оболочках кабелей, вследствие чего прекращается отекание с них в землю блуждающих токов и тем самым прекращается процесс электролитической коррозии оболочек.

Различают три вида электродренажей.

Прямой электродренаж (дренажное устройство, обладающее двусторонней проводимостью) применяется в тех случаях, когда исключена возможность стекания токов с рельсов (либо отрицательных шин подстанций) на оболочки кабелей.

Поляризованный электродренаж (дренаж, обладающий односторонней проводимостью) применяется в тех случаях, когда потенциал защищаемого кабеля положительный или знакопеременный по отношению к рельсам или шине тяговой подстанции и по отношению к «земле», а также когда, разность потенциалов «кабель-рельсы» больше разности потенциалов «кабель-земля».

Усиленный электродренаж применяется в тех случаях, когда потенциалы рельсов превосходят потенциал на оболочке защищаемых кабелей и когда одновременно на кабельной линии имеется опасная анодная зона. Когда по условиям защиты требуется поддержание определенного значения защитного потенциала, применяется автоматизация электродренажа.

Электродренаж на кабельных линиях должен осуществляться при минимальном значении дренажного тока, обеспечивающего защиту оболочек кабелей от коррозии, и устанавливается на линиях в тех местах, где стекающие с оболочки токи максимальны. Электродренаж должен периодически контролироваться и регулироваться в зависимости от изменившихся условий работы трамвайной сети, а также после установки электрических защит на других подземных сооружениях (кабелях связи, газопроводах и т.д.).

2 Катодные установки применяются для защиты кабельных линий от электрокоррозии в тех случаях, когда устройство электрического дренажа невозможно или нецелесообразно по технико-экономическим соображениям (например, из-за отдаленности кабельных линий от мест возможного присоединения электродренажа), а также для защиты кабелей с голыми металлическими оболочками или кабелей, защитные покровы которых (кабельная пряжа, бронеленты) разрушены.

Принцип действия катодной установки заключается в создании отрицательного потенциала на защищаемом кабеле за счет токов катодной установки.

Защита способом катодной поляризации может не применяться, если антикоррозионные покровы на кабелях не допускают прохождения через них блуждающих токов.

Катодная поляризация силовых кабелей (со свинцовыми и алюминиевыми оболочками) должна осуществляться таким образом, чтобы создаваемые на них потенциалы по отношению к электродам сравнения (по абсолютной величине) были не менее значений, указанных в табл. П-12.1, и не более значений, указанных в табл. П-12.2.

Катодная поляризация силовых кабелей должна осуществляться так, чтобы исключалось ее вредное влияние на соседние подземные металлические сооружения.

3 Протекторная защита применяется для защиты кабелей от электрокоррозии в небольших (по протяженности) анодных или знакопеременных зонах, когда удельное электрическое сопротивление грунта менее 20 Ом·м, положительный потенциал на

оболочках кабелей не превышает 0.2-0.3 В, а также когда одновременно необходима защита оболочек кабелей от воздействия почвенной коррозии.

4 Токоотводы (перемычки) следует применять для защиты от электрокоррозии в анодных (прямые токоотводы) и знакопеременных (поляризованные токоотводы) зонах лишь в качестве вспомогательной меры защиты от коррозии.

5 Электрические методы защиты кабелей от воздействия блуждающих токов являются одновременно действующей защитой от почвенной коррозии, так как сообщаемый оболочкам кабелей отрицательный потенциал позволяет подавлять вредное действие микро- и макроэлементов, возникающих на поверхности металла при почвенной коррозии.

6 Кроме электрических мер защиты должны осуществляться следующие мероприятия:

- запрещение загрязнения трасс кабельных линий всякими видами отбросов и отходов, действующих разрушающе на металлические оболочки кабелей;
- замена грунта под и над кабельными линиями землей, химически нейтральной по отношению к оболочкам;
- удаление (перенос) кабельных линий из зон с агрессивными грунтами;
- прокладка кабелей в изолирующей канализации (каналах, блоках, туннелях, коробах, залитых битумом и т.п.);
- применение кабелей со специальными антикоррозионными покрытиями или кабелей в пластмассовых оболочках.

Таблица П-12.1

Значения минимальных поляризационных (защитных) потенциалов

Металл сооружения	Значения минимальных поляризационных (защитных) потенциалов, В, по отношению к поляризующимся электродам		Среда
	водородному	медносulfатному	
Сталь	- 0.55	- 0.85	Любая
Свинец	- 0.20	- 0.50	Кислая
Свинец	- 0.42	-0.72	Щелочная
Алюминий*	- 0.55	- .,85	Любая

Таблица П-12.2

Значения максимальных поляризационных, (защитных) потенциалов

Металл сооружения	Защитные покрытия	Значения максимальных поляризационных, (защитных) потенциалов, В, по отношению к неполяризующимся электродам		Среда
		водородному	медносulfатному	
Сталь	Имеются	- 0.80	-1.10	Любая
Сталь	Отсутствуют	Не ограничивается		Любая
Свинец	Имеются или отсутствуют	-0.80 -1.00	-1.10 -1.30	Кислая Щелочная
Алюминий	Имеются, но частично повреждены	-1.08	-1.38	Любая

**Защитные устройства от электрокоррозии, изготавливаемые
промышленностью**

Наименование	Тип	Номинальная мощность, кВт	Номинальное выпрямленное напряжение, В	Номинальный выпрямленный ток, А
1	2	3	4	5
Преобразователи катодной защиты	ОПС-25-24-У1	0.6	24	25
	ОПС-50-24-У1	1.2	24	50
	ОПС-63-48-У1	3.0	48	63
	ОПС-100-48-У1	5.0	48	100
	СКЗМ-5,0-У1	5.0	96/43	52/104
	КСС-600	0.6	12/24	50/25
	КСС-1200	1.2	12/24	100/50
	КСС-600	0.6	24/48	25/12,5
	КСС-1200	1.2	24/48	50/25
	КСК-500-1	0.5	50	10
	КСК-1200-1	1.2	60	20
	АРТЗ 0,6-48/24	0.6	48/24	12,5/25
	АРТЗ 1,2-48/24	1.2	48/24	25/50
	АРТЗ 2,0-96/48	2.0	96/48	21/42
	АРТЗ 3,0-96/48	3.0	96/48	31/62
АРТЗ 5,0-96/48	5.0	96/48	52/104	
Преобразователи дренажной защиты	БДР	-	-	100
	ПЭД200	-	-	200
	ПЭД 160	-	-	160
	ПЭД 100	-	-	100
	ПЭД 60	-	-	60
	БДЗ-10	-	-	10
	БДЗ-50	-	-	50
	УДП-500	-	-	500
	БЗК-50-У1	-	-	50
	БЗК-10-У1	-	-	10

Особенности защиты от коррозии кабелей в алюминиевых оболочках

1 Степень опасности коррозии кабелей в алюминиевых оболочках, находящихся в эксплуатации, устанавливается на основании результатов определения:

- значения сопротивления изоляции защитного покрова алюминиевой оболочки, измеренного по отношению к земле;
- наличия блуждающих токов в оболочке кабеля.

Если измеренное значение сопротивления изоляции кабеля (независимо от типа защитного покрова) составляет, менее 15 кОм·км, то такие участки требуют проведения мероприятий по защите от коррозии (отыскание мест повреждения защитных покровов и их ремонт, применение электрохимической защиты).

2 Если после отыскания и устранения всех обнаруженных дефектов значение сопротивления изоляции защитных покровов составляет более 15 кОм·км, то электрохимическая защита не требуется, в противном случае должна быть создана электрохимическая защита, независимо от степени коррозионной активности грунта.

3 Защита алюминиевых оболочек силовых кабелей от коррозионного воздействия окружающей среды и блуждающих токов в земле должна преимущественно обеспечиваться за счет применения кабелей с усиленными защитными покровами (шлангового типа) и, лишь в качестве дополнительных мероприятий должны предусматриваться электрические методы.

Электрические дренажи и катодные станции для защиты от электрокоррозии алюминиевых оболочек должны обеспечивать автоматическое поддержание защитных потенциалов в заданных пределах.

4 Для предотвращения контактной коррозии при сооружении и ремонтах кабельной линии должна быть выполнена надежная изоляция мест спаев алюминиевой оболочки с корпусом соединительных муфт и оголенных участков оболочки у «шеек» муфт.

5 Контроль сопротивления изоляции защитных покровов должен производиться периодически с учетом условий прокладки кабелей в сроки, устанавливаемые местными инструкциями.

Установки для испытания повышенным выпрямленным напряжением

1 Для испытаний кабельных линий 110-500 кВ повышенным выпрямленным напряжением требуются испытательные установки напряжением 300-900 кВ. Промышленность такие установки не выпускает и энергопредприятия вынуждены конструировать и изготавливать их собственными силами.

В отечественной практике для испытаний кабельных линий 110-220 кВ применяются выпрямительные установки, позволяющие получить выпрямленное напряжение 300-500 кВ. Установки для получения более высоких напряжений для проведения, испытаний кабельных линий 330-500 кВ в энергосистемах отсутствуют.

2 Схема установки на кенотронных лампах (рис. П-15.1) позволяет получить повышенное выпрямленное напряжение до 250 кВ.

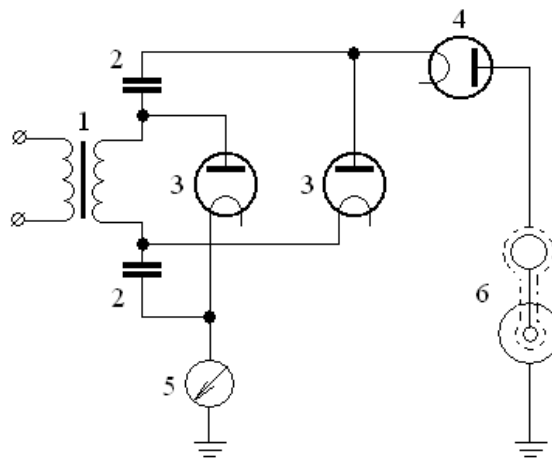


Рис. П-15.1 Схема испытательной установки на 250 кВ:

- 1 – испытательный трансформатор (100 кВ; 5 кВА); 2 – конденсатор высокого напряжения;
- 3 – выпрямительные кенотронные лампы (КР-220); 4 - миллиамперметр; 5 – экранированный микроамперметр; 6 – испытуемый кабель.

Эта схема устроения напряжения с двумя конденсаторами высокого напряжения (на 150 кВ) и тремя кенотронными дампями. Значение испытательного напряжения $U_{исп}$ определяется по коэффициенту увеличения напряжения установкой K .

$$U_{исп} = U_{тр} \cdot K = U_{тр} \cdot 3 \cdot 2^{1/2}$$

где $U_{тр}$ – напряжение трансформатора высокого напряжения, кВ.

Схема каскадной выпрямительной установки на 450-500 кВ для испытания кабельных линий 220 кВ показана на рис. П-15.2. В выпрямительной установке используется шесть кенотронов, каждый из которых работает под напряжением 170 кВ (кроме нижнего).

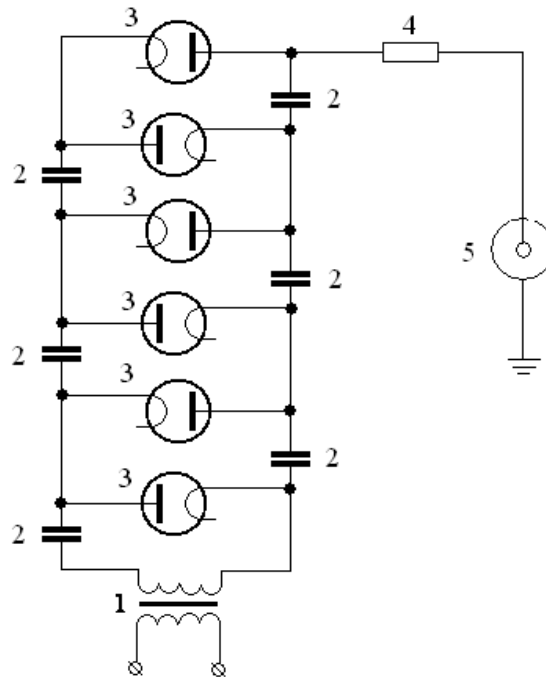


Рис. П-15.2 Схема испытательной установки постоянного тока на напряжение 500 кВ:
 1 – испытательный трансформатор (100 кВ; 25 кВА); 2 – конденсатор высокого напряжения; 3 – кенотронные лампы (КР-220); 4 - резистор; 5 – испытуемый кабель.

Трансформаторы (или аккумуляторы) накала изолируются от земли соответственно на $U_{\text{макс}}$, $2 \cdot U_{\text{макс}}$, $3 \cdot U_{\text{макс}}$, $4 \cdot U_{\text{макс}}$ и т.д. $U_{\text{макс}}$ - амплитудное значение напряжения испытательного трансформатора (примерно 90 кВ). Катод первого кенотрона изоляции от земли не имеет.

В качестве высоковольтных конденсаторов могут быть использованы выпускаемые промышленностью конденсаторы ИМ-150-0,015 или ИМН-100-0,10. В качестве выпрямительных ламп могут быть применены стандартные лампы КР-220 (анодный ток 30 мА, напряжение накала 12 В, ток накала 9 А). С учетом работы установки и ее редкого использования (насколько раз в году) для питания накала ламп целесообразно использовать аккумуляторы.

В качестве трансформатора высокого напряжения может быть использован трансформатор ИОМ на 100 кВ, 25 кВ·А. В схеме должны быть защитный (примерно 0,8 МОм) и разрядный (примерно 1 МОм) резисторы.

Значение повышенного выпрямленного напряжения может быть определено по показаниям вольтметра, включение в обмотку низкого напряжения повышающего трансформатора. Более, точно значение напряжения на выходе определяется с помощью шаровых разрядников с диаметром шаров 500 мм. Верхний кенотрон и испытательный трансформатор защищаются от перенапряжений шаровым разрядником с диаметром шаров -125-150 мм.

3 Схема установки на селеновых выпрямителях на максимальное выпрямленное напряжение 500 кВ показана на рис. П-15.3. Там же приведены технические характеристики отдельных элементов схемы испытательной установки.

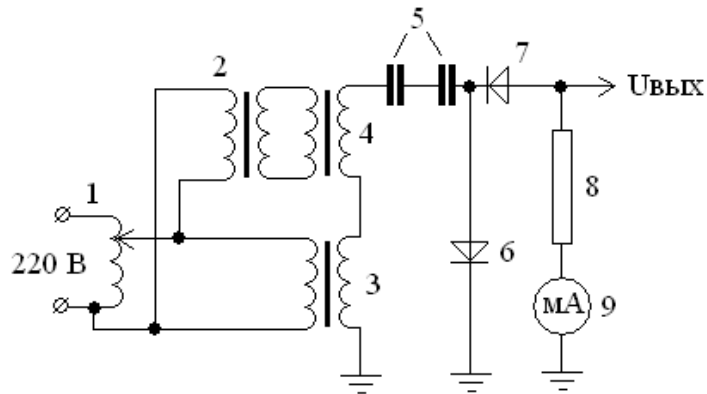


Рис. П-15.3 Схема испытательной установки на селеновых выпрямителях

1 – регулятор напряжения РНО-10; 2 – разделительный трансформатор 10 кВ, 220/220 В; 3 – трансформатор ИОМ 100/20 (в заводском исполнении); 4 – трансформатор ИОМ 100/20 (реконструированный в ЛКС – горизонтальное расположение магнитопровода с обмотками); 5 – конденсатор ИМ-10-01; 6 – выпрямитель селеновый (в фарфоровой крышке, состоит из двух частей, каждая на 250 кВ; каждая часть состоит из 14 касет 15ГЕ 1440ум); 7 - выпрямитель селеновый (в стеклопластиковом корпусе, состоит из 2-х частей, каждая на 250 кВ; каждая часть состоит из 12 касет 15ГЕ 1440ум); 8 – микроамперметр на 100 мкА.

4 Испытательная установка на полупроводниковых выпрямителях, (работающая по схеме удвоения) типа ВП-250 показана на рис. П-15.4. Установка рассчитана на максимальное выпрямленное напряжение 250 кВ.

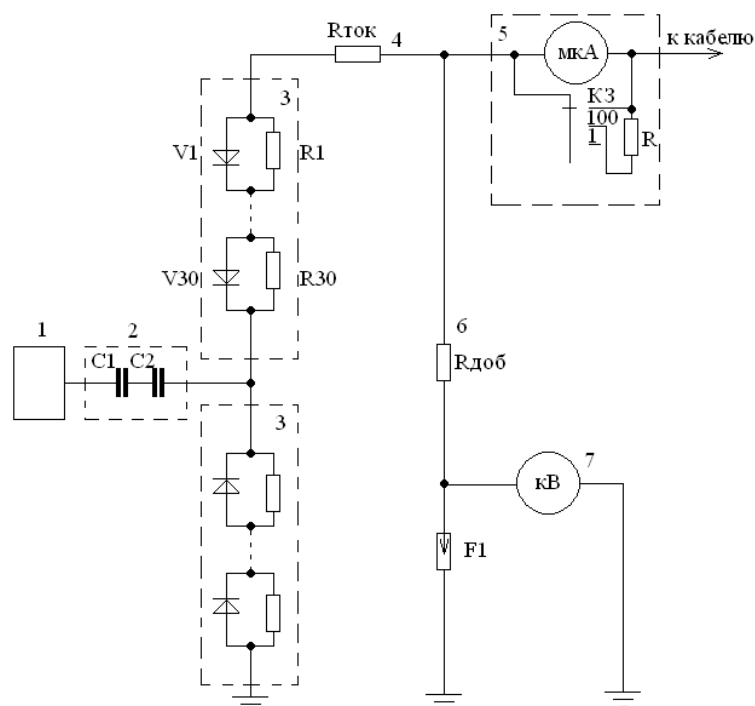


Рис. П-15.4 Схема выпрямительной установки

1 – высоковольтный трансформатор ИОМ 100/20; 2 – блок конденсаторов (2 конденсатора ФМ-100-22); 3 – выпрямительный блок; 4 – токоограничивающее сопротивление (158 кОм); 5 – токоизмерительная головка; 6 – добавочное сопротивление (300 кОм); 7 – индикатор напряжения.

Методика испытаний кабелей

1 При испытании маслонаполненных линий давление масла в линии должно быть в пределах длительно допустимых давлений в соответствии с таблицей 2 настоящей инструкции.

2 При испытании линии напряжение подается на одну из фаз, две другие заземляются. При испытании повышенным выпрямленным напряжением к испытуемой фазе кабеля присоединяется отрицательный полюс установки. Повышение напряжения производится плавно, при этом проводится наблюдение за короной и разрядами по концевым муфтам, а также за токами утечки.

3. Измерение токов утечки в целях предотвращения погрешностей за счет токов короны и различных паразитных токов утечек во всей испытательной схеме должно производиться с помощью прибора, включенного на стороне высокого напряжения при одновременном экранировании прибора и провода, соединяющего испытательную установку с кабелем.

Погрешность в измерении тока утечки из-за короны на верхней части муфты устраняют применением экрана, на который подается потенциал испытательного напряжения (рис. П-16.1).

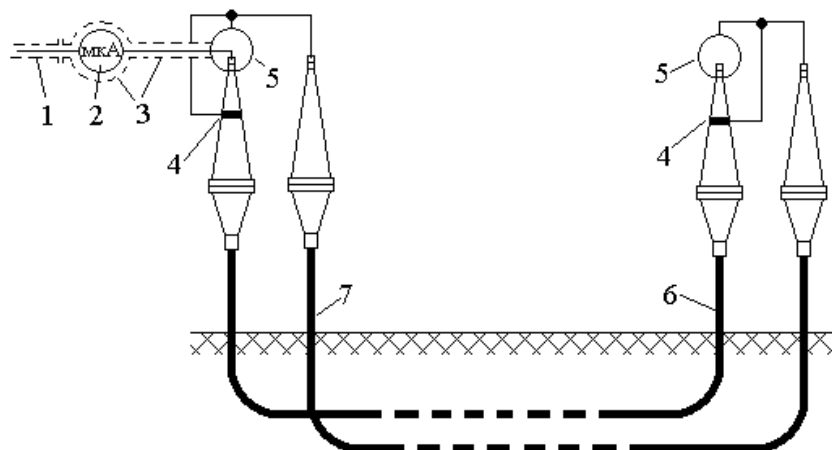


Рис. П-16.1 Схема испытаний с устранением погрешностей в измерениях токов утечек:

1 – экранированный провод от испытательной установки; 2 - микроамперметр; 3 – экранировка прибора и провода, идущего к кабелю; 4 – охранные кольца на изоляторах концевых муфт; 5 – экранирующие колпаки для головок муфт; 6 – испытуемый кабель; 7 – кабель, используемый для подсоединения экранов.

В случае необходимости должны быть приняты меры по устранению погрешностей из-за поверхностных токов утечек, протекающих по изоляторам концевых муфт наложением на них охранных колец.

4 Если при испытаниях кабельной линии появляются толчки тока или токи утечки будут возрастать, испытание следует продолжить еще на 5-10 мин. При дальнейшем повышении тока утечки или увеличении толчков тока испытания следует прекратить и поставить об этом в известность главного инженера электрической сети или

электростанции

5 На работы по испытаниям кабельных линий оформляется наряд в соответствии с требованиями Правил техники безопасности.

Порядок производства испытаний должен быть следующим:

- по указанию дежурного инженера электростанции или диспетчера электросети линия отключается, токопроводящие шины отсоединяются от концевых муфт, тщательно осматриваются все элементы линии, производится очистка изоляторов;
- у противоположного конца линии устанавливают наблюдающего, который следит за всем происходящим на концевых муфтах во время испытания линии;
- собирают схему испытаний и производят испытания;
- после испытаний кабель должен быть разряжен. Разрядку производят через 1-2 мин. после снятия напряжения штангой или специальными заземляющими ножами (имеющимися в испытательной установке) через ограничительный резистор.

Методика определения места утечки масла на маслонаполненных кабельных линиях

Для определения места утечки масла на линии между колодцами К3 и К7 (рис. П-17.1) производится замораживание кабеля в колодце К5. Затем в течение 1 - 1.5 ч. через каждые 5 мин. снимаются показания манометров в колодцах К3 и К7. Если манометр (например в колодце К7) показывает постоянное снижение давления в линии (на участка между колодцами К5 и К7), а показания манометра в колодце К3 остаются неизменными, следовательно утечка масла имеет место на участка линии между колодцами К5 и К7. Затем производится замораживание кабеля в колодце К6 и снимаются показания манометров, как указано выше. Если показания манометра в колодца К7 остаются неизменными, а манометр в колодце К3 показывает постоянное снижение давления, то это свидетельствует о том, что утечка масла происходит на участке линии между колодцами К3 и К6.

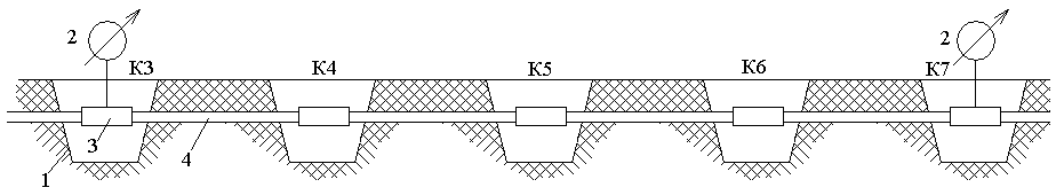


Рис. П-17.1 Схема определения места утечки масла:
1 - колодец; 2 - манометр; 3- соединительная муфта; 4 – кабель.

Как установлено ранее на участке линии между колодцами К5 и К5 утечки масла нет. Следовательно, утечка имеет место на участка между колодцами К5 и К6. Более точное определение места утечки масла производится последовательным вскрытием трассы кабеля на участка между колодцами К5 и К6, замораживанием кабеля и постепенным приближением к месту утечки.

Перечень приемо-сдаточной документации

При сдаче кабельной линии в эксплуатацию должна быть представлена следующая документация:

- проект кабельной линии, скорректированный и согласованный с заводом-изготовителем кабеля и эксплуатирующей организацией, имеющий в своем составе мероприятие по антикоррозионной защите;
- исполнительный чертеж трассы с указанием места установки муфт и исполнительные профили линий, чертежи колодцев, туннелей, концевых участков, подпитывающих пунктов с точным указанием всего расположенного в них оборудования;
- материалы по согласованию кабельной линии;
- протоколы заводских испытаний кабелей и муфт, а также подпитывающей аппаратуры;
- акты о состоянии кабелей на барабанах;
- кабельный журнал с указанием количества и типов смонтированных муфт, даты их монтажа, фамилий электромонтеров, длины секций, номеров барабанов и номеров строительных длин;
- акты строительных и скрытых работ с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;
- акты на монтаж кабельных муфт;
- протокол испытания кабельной линии повышенным напряжением после прокладки;
- результаты коррозионных изысканий в соответствии с проектом (протоколы анализа грунтов трассы кабельной линии по характерным участкам и измерений блуждающих токов, потенциальные диаграммы);
- исполнительные высотные отметки кабеля и подпитывающей аппаратуры (для маслонаполненных линий 110-220 кВ низкого давления);
- протоколы испытания защитных покровов;
- результаты испытаний масел из всех элементов маслонаполненной линии;
- результаты испытаний жидкости ПМС из концевых муфт кабелей с пластмассовой изоляцией;
- результаты пропиточных испытаний и испытаний на свободное протекание масла на маслонаполненных линиях низкого давления в соответствии с ГОСТ 16441;
- результаты опробования и испытаний подпитывающих агрегатов на маслонаполненных линиях высокого давления;
- результаты проверки системы сигнализации давления маслонаполненных линий;
- результаты испытания устройств автоматического подогрева концевых муфт;
- результаты измерения токораспределения по фазам;
- результаты измерения рабочей емкости жил кабелей;
- результаты измерения активного сопротивления жил кабелей;
- результаты измерения сопротивления изоляции;
- результаты измерений сопротивления заземления колодцев и концевых муфт;
- акт проверки и испытаний автоматических стационарных установок пожаробезопасности;
- протокол контроля усилий тяжения в процессе прокладки;
- инвентарная опись всех элементов кабельной линии;
- инструкция по подготовке, прокладке и монтажу кабельных линий;

Содержание паспорта кабельной линии

1 Паспорт кабельной линии должен содержать следующие разделы:

- 1.1 Конструктивные данные линии.
- 1.2 Технические данные линии.
- 1.3 Эксплуатационные данные линии.

2 В разделе 1.1 должны быть приведены:

- 2.1 Тип сечения и номинальное напряжение кабеля.
- 2.2 Длина линии и число цепей.
- 2.3 Адрес линии.
- 2.4 Дата ввода линии во временную и промышленную эксплуатацию.
- 2.5 Объем масла в линии (для маслонаполненных кабельных линий).

3 В разделе 1.2 должны быть приведены:

3.1 Сведения о прокладке кабельной линии:

- номера барабанов с кабелем;
- строительная длина кабеля;
- масса строительной длины;
- номера колодцев;
- номера секций, цепей и наименование фаз;
- дата прокладки;
- усилие тяжения;
- условия прокладки;
- фамилия, инициалы и должность лица, ответственного за прокладку;
- подпись лица, ответственного за прокладку.

3.2 Схема трассы линии с указанием улиц и переулков, по которым проходит трасса, мест размещения колодцев, подпитывающих пунктов (для маслонаполненных кабельных линий), концевых муфт.

3.3 Профиль трассы линии с указанием абсолютных отметок по линии.

3.4 Адресный список трассы линии с указанием улиц и переулков, на которых расположены колодцы.

3.5 Схема трассы контрольного кабеля и конструктивные данные контрольного кабеля.

3.6 Схема фазировки линии.

3.7 Схема маслоподпитывающей системы с указанием мест размещения, количества и типа подпитывающей аппаратуры (для маслонаполненных кабельных линий).

3.8 Электрические характеристики линий (емкость по фазам, сопротивление жил и изоляции, токи утечки при испытании, длина кабельной линии по прибору ИКЛ).

3.9 Сведения о результатах пропиточных испытаний каждой секции, каждой фазы кабеля (для маслонаполненных линий).

3.10 Данные о монтаже соединительных, стопорных и концевых муфт с указанием номеров муфт, номеров строительных длин (концов) кабеля, места расположения (монтажа) муфт, заводских номеров муфт, наименование цепи и фазы, даты монтажа, фамилии и инициалы руководителей монтажа и монтеров.

4 В разделе 1.3. должны быть приведены:

- 4.1 Результаты нагрузочных испытаний линии и др. испытаний.

- 4.2 Результаты измерений токовых нагрузок с указанием даты измерения и тока нагрузки.
- 4.3 Результаты измерения температуры нагрева кабелей.
- 4.4 Сведения о повреждениях кабельной линии с указанием даты, места и причины повреждения.
- 4.5 Сведения о ремонтах кабельной линии с указанием даты ремонта.
- 4.6 Сведения о проверке устройств телесигнализации давления масла с указанием даты, места проверки и значений уставок (для маслонаполненных кабельных линий).
- 4.7 Сведения о регулировании системы маслоподпитки маслонаполненных кабельных линий.
- 4.8 Сведения о проверке значений сопротивлений заземлений, с указанием даты измерений и значения сопротивления контура заземления.
- 4.9 Сведения по контролю за блуждающими токами.
- 4.10 Сведения о земляных работах.
- 4.11 Тип защитных устройств от коррозии.