

А.Ф. Харченко

ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ. ИЗОЛЯЦИЯ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

*Рекомендовано Экспертным советом по рецензированию
Московского государственного университета путей сообщения,
уполномоченным приказом Минобрнауки России
от 15 января 2007 г. № 10, к использованию
в качестве учебного пособия для студентов,
обучающихся по специальности 190901.65 «Системы
обеспечения движения поездов» ВПО.
Регистрационный номер рецензии 674
от 18 декабря 2012 г. базового учреждения
ФГАУ «Федеральный институт развития образования»*

Москва
2013

УДК 621.33
ББК 39.217
Х22

Рецензенты: главный конструктор ПКБ ЭЖД ОАО «РЖД» *А.В. Самарин*; конструктор II категории ПКБ ЭЖД ОАО «РЖД» *А.Л. Кабанов*; профессор кафедры «Электроснабжение железных дорог» ПГУПС, д-р техн. наук *А.Т. Бурков*

Харченко А.Ф.

Х22 Техника высоких напряжений. Изоляция устройств электро-снабжения железных дорог: учеб. пособие. — М.: ФГБОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2013. — 190 с.

ISBN 978-5-89035-638-3

Изложены вопросы, связанные с применением электрической изоляции в высоковольтных устройствах электроснабжения железных дорог. Рассмотрены основные свойства и электрические характеристики внешней изоляции, основные виды и электрические характеристики внутренней изоляции, изоляционные конструкции устройств электроснабжения железных дорог.

Учебное пособие составлено по материалам лекций, что удобно при самостоятельной подготовке студентов и проведении лабораторных работ для закрепления теоретических знаний.

Предназначено для студентов вузов железнодорожного транспорта, обучающихся по специальности 190901.65 «Системы обеспечения движения поездов» специализации № 1 «Электроснабжение железных дорог», изучающих дисциплину «Техника высоких напряжений».

Может быть полезно также инженерно-техническим работникам железнодорожного транспорта, занятым разработкой и техническим обслуживанием высоковольтных электроустановок.

УДК 621.33
ББК 39.217

ISBN 978-5-89035-638-3

© Харченко А.Ф., 2013
© ФГБОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2013

Предисловие

Электрическое напряжение в электроустановках подразделяется на сверхнизкое (малое) — напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока, низкое — напряжение до 1000 В переменного и 1500 В постоянного тока, высокое — напряжение выше 1000 В переменного и 1500 В постоянного тока.

В электроэнергетике по значению номинального напряжения различают линии электропередачи низкого (до 1 кВ), среднего (3—35 кВ), высокого (110—220 кВ), сверхвысокого (330—1000 кВ) и ультравысокого (свыше 1000 кВ) напряжения.

Помимо электроэнергетики и электропромышленности идеи, методы и конструктивные решения техники высоких напряжений (ТВН) простираются на различные области науки и техники. В настоящее время можно говорить о ТВН в электроэнергетике, машиностроении, радиотехнике, атомной технике, медицине и других областях.

Развитие электрифицированного железнодорожного транспорта неразрывно связано с применением высоких напряжений, поэтому одной из специальных дисциплин для студентов специальности «Электроснабжение железных дорог» является «Техника высоких напряжений».

Освоение дисциплины ТВН базируется на знании многих положений таких дисциплин как физика, математика, теоретические основы электротехники и материаловедение.

Будущие инженеры путей сообщения данной специальности должны:

- иметь представления о физических явлениях, определяющих свойства и особенности диэлектриков при воздействии на них сильных электрических полей;
- уметь оценить электрическую прочность простейших изоляционных конструкций и понимать, как условия эксплуатации приводят к изменению характеристик изоляции высоковольтного обо-

рудования при воздействии на него рабочего напряжения, грозовых и внутренних перенапряжений;

- знать конструктивные особенности изоляции устройств электроснабжения;

- иметь представление о механизме возникновения и характеристиках грозовых и коммутационных перенапряжений, а также об устройствах их ограничения;

- знать нормы, методы и средства профилактического контроля и испытания изоляции высоковольтного оборудования.

Обстоятельные учебники и учебные пособия по ТВН в основном были изданы в конце прошлого столетия и приведены в [1]. Во многом они не потеряли своего значения и были бы полезны для студентов, но они малодоступны из-за отсутствия в продаже и ограниченного количества (или отсутствия) в библиотеках. К тому же в них не отражены последние достижения в области создания высоковольтного оборудования и применения современных изоляционных материалов.

Все это предопределило необходимость написания данного учебного пособия.

С учетом особенностей и условий эксплуатации устройств электроснабжения железных дорог в пособии рассматриваются:

- основные свойства и электрические характеристики внешней изоляции устройств электроснабжения;

- основные виды и электрические характеристики внутренней изоляции устройств электроснабжения

- изоляционные конструкции устройств электроснабжения.

Детальное рассмотрение конструкций электрических аппаратов высокого напряжения в данном учебном пособии не предусмотрено.

Для изучения вопросов, связанных с грозовыми (атмосферными) и коммутационными (внутренними) перенапряжениями и защитой от них, профилактическим контролем и диагностикой изоляции устройств электроснабжения, высоковольтными испытаниями изоляции, могут быть разработаны отдельные учебные пособия.

Автор выражает глубокую благодарность рецензентам, а также старейшему сотруднику кафедры ТВН МЭИ кандидату технических наук, доценту М.А. Аронову за полезные советы и замечания.

Введение

С явлениями, изучаемыми в ТВН, человечество сталкивалось с самых древних времен, ибо разряды молнии на Земле наверняка происходили и в древности. Молнии вселяли людям не только страх, но приводили к их гибели, были причиной многих пожаров и разрушений жилищ (особенно) церквей.

Положение с пожарами и разрушением церквей особенно усугубилось после изобретения пороха, так как военные всегда во время боевых действий использовали церкви для его хранения. Это приводило к многочисленным бедам. Например, в 1769 г. в подвалах церкви Сен-Назар (Италия) хранилось 100 тонн пороха. Взрыв, последовавший за ударом молнии, уничтожил шестую часть города, погибло около трех тысяч человек. Такие же по своим последствиям взрывы происходили вплоть до середины XIX века.

В 1752 г. Б. Франклин сделал выдающееся открытие — экспериментально доказал, что облака имеют заряды электричества, а молния — это электрический разряд. Для защиты зданий от поражения молнией он установил в Филадельфии первый, как долгое время говорили, «громоотвод» — железный стержень, соединенный с землей. Принцип молниезащиты с помощью заземленных стержней является основным в ТВН и по сегодняшний день.

Важнейшие события, повлиявшие на развитие ТВН, произошли в 1888—1891 гг. В эти годы М.О. Доливо-Добровольским была изобретена система трехфазного тока и ее основные элементы: трехфазный генератор, трехфазный трансформатор и асинхронный двигатель и была впервые осуществлена его идея передачи электрической энергии на расстояние с помощью переменного трехфазного тока. Первая трехфазная линия электропередачи при рабочем напряжении 15000 В, частоте 40 Гц и мощности 210 кВт на расстояние 175 км имела КПД 76 %, а для линий постоянного тока того времени он не превышал 22 %.

Этим достижением направление развития систем передачи энергии на дальние расстояния было предопределено на многие годы.

Началось строительство мощных электростанций в местах расположения полезных ископаемых (уголь, сланцы, торф), а затем и строительство гидроэлектростанций, значительно удаленных от потребителей (городов, заводов, фабрик и т.д.). При этом передача энергии осуществляется с помощью трехфазных высоковольтных линий электропередачи (ВЛ), поскольку снижение потерь в линиях и увеличение их пропускной способности достигается за счет использования все более высоких напряжений.

Напомним, что пропускная способность линии электропередачи прямо пропорциональна напряжению во второй степени.

В XX в. развитие энергетики — основы развития цивилизованного общества — было неразрывно связано с применением высоких напряжений. В первую очередь это касалось выработки, передачи и распределения электрической энергии на большие расстояния. По скорости передачи энергии, маневренности распределения между потребителями, потерь энергии при транспортировке это был наиболее эффективный способ.

В 1908 г. впервые вводятся в эксплуатацию электрические сети с напряжением 110 кВ, в 1920 г. — 220, в 1932 г. — 275, в 1956 г. — 380, в 1960 г. — 500, в 1967 г. — 750, в 1986 г. — 1150 кВ.

На развитие техники высоких напряжений и электроэнергетики в целом оказало влияние изменение структуры топливо-энергетического баланса в XX в. В первой половине века в нем преобладал уголь, транспортировка которого от мест залегания до пунктов потребления могла осуществляться в основном железнодорожным транспортом, при этом экономичность транспортировки энергии была на стороне высоковольтных линий электропередачи. Во второй половине XX столетия вовлечение в энергетический оборот нефти и газа и особенно строительство нефтепроводов и газопроводов с трубами большого диаметра (более 1 м) привело к тому, что пропускная способность таких трубопроводов стала в несколько раз больше, чем пропускная способность самых мощных ВЛ. Рентабельность дальнего транспорта энергоносителей, по-видимому, еще надолго останется за трубопроводами.

Но электричество является наиболее совершенным промежуточным видом энергии, легко превращающимся в любых количествах в тепло, свет, механическую энергию и т.д. Поэтому примерно 30 % добываемых энергоресурсов преобразовывается в электрическую

энергию и по распределительным сетям высокого напряжения передается потребителям.

Для сокращения количества исполнений высоковольтного оборудования государственными стандартами установлен ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений электрических систем (табл. В.1).

Таблица В.1

Номинальные и наибольшие рабочие напряжения трехфазных электрических систем (кВ)

$U_{\text{ном}}$	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
$U_{\text{раб.наиб}}$	$1,2 U_{\text{ном}}$				$1,15 U_{\text{ном}}$				$1,1 U_{\text{ном}}$	$1,05 U_{\text{ном}}$	
	3,6	7,2	12	24	40,5	126	172	252	363	525	787,5
$U_{\text{ф.наиб}}$	2,1	4,16	6,94	13,9	23,4	72,8	100	146	210	304	455

Примечание. $U_{\text{ном}}$ — действующее значение номинального междуфазного (линейного) напряжения; $U_{\text{раб.наиб}}$ — действующее значение наибольшего рабочего напряжения в любой точке системы; $U_{\text{ф.наиб}} = U_{\text{раб.наиб}} / \sqrt{3}$ — действующее значение наибольшего рабочего фазного напряжения.

По терминологии Международной электротехнической комиссии (МЭК) номинальное напряжение соответствует действующему значению наибольшего рабочего напряжения системы, т.е. номинальному напряжению по терминологии МЭК в России соответствует наибольшее рабочее напряжение.

В рамках Единой энергосистемы СССР формировалась электропередача на напряжение 1150 кВ. Первая в мире такая электропередача была введена в 1986 г. (Барнаул—Экибастуз). Затем были построены ВЛ Барнаул—Итат и Челябинск—Кустанай. Однако после развала СССР и последующих событий в России все линии на напряжение 1150 кВ к 2006 г. были переведены на напряжение 500 кВ [2].

На период до 2020 г. в России не планируется ввод линий с напряжением выше 750 кВ. Но отметим, что в Японии, а с 2009 г. и в Китае, успешно работают ВЛ на напряжение 1000 кВ.

Передача электрической энергии на большие расстояния с помощью передач постоянного тока имеет целый ряд преимуществ (более низкие потери на корону, отсутствие потерь реактивной мощности). Недостатком является сложность и практическая нецелесообразность отбора мощности от передач постоянного тока.

В 60-х гг. XX в. на базе высоковольтных ртутных выпрямителей была реализована передача мощности между двумя подстанциями (Волгоград — Донбасс) на напряжение ± 400 кВ. В конце 70-х гг. прошлого столетия в нашей стране на базе силовых полупроводниковых приборов впервые было создано преобразовательное оборудование для передачи постоянного тока на напряжение ± 750 кВ. Построить такую передачу в СССР не удалось. Для обеспечения широкомасштабного экспорта электроэнергии в Китай предусматривается строительство до 2020 г. из Сибири и Дальнего Востока трех линий передач постоянного тока на напряжение ± 600 кВ [2].

Внедрение электрической тяги практически шло параллельно с развитием электроэнергетики. В Советском Союзе в 1926 г. была сооружена первая электрическая железная дорога (участок Баку—Сабунчи). Особенно быстрыми темпами стала внедряться электрическая тяга на железнодорожном транспорте после принятого в 1956 г. Генерального плана электрификации железных дорог. В настоящее время протяженность электрифицированных железных дорог в России превышает 40 тыс. км, что составляет практически половину общей протяженности сети железных дорог страны. При этом на электрифицированных дорогах выполняется более 80 % общего объема железнодорожных перевозок.

На долю железнодорожного транспорта приходится около 5 % производимой в стране электроэнергии. Энергию на тягу поездов получают от энергосистем через их ВЛ и районные подстанции (система внешнего электроснабжения), специальные тяговые подстанции и контактные сети (КС), являющиеся элементами системы электроснабжения электрифицированных железных дорог или системы тягового электроснабжения.

В России традиционно используются три вида систем тягового электроснабжения: система постоянного тока с напряжением 3 кВ; система однофазного переменного тока с напряжением 25 кВ и система однофазного переменного тока с напряжением 2×25 кВ.

К 2001 г. в России соотношение систем тяги было таким: 53,3 % — переменного тока (25 кВ, 50 Гц) и 46,7 % — постоянного тока (3 кВ), что близко к мировому и европейскому соотношению систем тяг [3]. По условиям энергетической эффективности система переменного тока имеет преимущества при больших объемах перевозок.

Нормированные значения напряжений в КС согласно стандарту Европейского комитета по электротехнической стандартизации приведены в табл. В.2 [3].

Таблица В.2

Нормативы основных значений напряжений в контактной сети систем тягового электроснабжения железных дорог (кВ)

Система электрификации	Минимальное нестабильное напряжение ($t \leq 10$ мин)	Минимальное стабильное напряжение ($t = \infty$)	Номинальное напряжение	Максимальное стабильное напряжение ($t = \infty$)
Переменный ток	17,5	19	25	27,5
Постоянный ток	—	2	3	3,6

Примечание. В некоторых странах минимальное стабильное напряжение составляет 2,4; 2,7 и 2,9 кВ (постоянный ток) и 19; 21,0 и 24,0 кВ (переменный ток) для соответственно слабонагруженных, нагруженных и скоростных линий.

Перспективные нетрадиционные системы электрической тяги связаны с повышением напряжения в КС до 50 или 100 кВ переменного тока и 12 или 24 кВ постоянного тока [3].

В нашей стране при электрификации железных дорог повсеместно сооружаются тяговые подстанции с первичным напряжением 110 или 220 кВ, где устанавливаются трансформаторы и большое количество коммутационной аппаратуры, измерительных и защитных устройств на напряжение 110 (220); 27,5; 10 (35) кВ переменного тока, а также выпрямительные устройства, коммутационные и другие устройства постоянного тока с напряжением 3 кВ. При этом обеспечиваются электрической энергией системы тягового электроснабжения, многие нетяговые железнодорожные потребители электрической энергии, предприятия расположенные вдоль железной дороги, а также осуществляется электроснабжение устройств сигнализации, централизации и блокировки (СЦБ) железной дороги.

Все это наглядно свидетельствует о широком использовании высоких напряжений в устройствах электроснабжения железных дорог.

Практическое применение высоких напряжений сталкивается с рядом технических трудностей. В первую очередь это связано с обеспечением надежной работы изоляции высоковольтного оборудования.

ния и электрических систем при постоянно действующих рабочих напряжениях и кратковременно возникающих напряжениях намного превышающих наибольшее рабочее.

Повреждение электрической изоляции электрооборудования и электрических систем приводит к огромным экономическим потерям и даже гибели людей.

В качестве электрической изоляции в ТВН используются твердые, жидкие и газообразные диэлектрики и комбинация из них. Электрическая прочность или пробивное напряжение диэлектриков зависит не только от свойств самих диэлектриков, но и от величины, вида и времени действующего напряжения, а также условий эксплуатации.

Изоляция электрических установок разделяется на внешнюю и внутреннюю.

Роль основного диэлектрика во внешней изоляции играет воздух. Электрическая прочность воздуха зависит от атмосферных условий: давления, температуры и влажности. *Внешнюю изоляцию* электроустановки образуют чисто воздушные промежутки и промежутки в воздухе вдоль поверхности твердых диэлектриков.

Воздушные промежутки и поверхности фарфоровых, стеклянных и полимерных изоляторов, установленных вне помещений, образуют внешнюю изоляцию наружной установки. Например, чисто воздушные промежутки между проводами ВЛ, проводами КС и заземленными элементами опор, контактами разъединителей; промежутки в воздухе вдоль поверхности подвесных, опорных и других изоляторов ВЛ и КС, а также вводов трансформаторов, выключателей и т.д. Электрическая прочность внешней изоляции наружной установки зависит от метеорологических условий, а также от состояния поверхности твердых диэлектриков, т.е. от наличия на них осадков, количества и свойства загрязнений.

В закрытых помещениях (закрытых распределительных устройствах) образуется внешняя изоляция внутренней установки, в которой основной диэлектрик также воздух, но эта изоляция не подвержена влиянию атмосферных осадков и загрязнению поверхности твердой изоляции.

В большинстве случаев внешняя изоляция — самовосстанавливающаяся, т.е. обладает способностью быстро восстанавливать свою электрическую прочность до исходного уровня, если снимается на-

проявление или гаснет дуга в месте пробоя. Особенностью внешней изоляции является отсутствие старения воздуха как электрической изоляции.

Внутренняя изоляция чаще всего выполняется с применением твердых и жидких диэлектриков, а также их комбинаций или твердого и газообразного диэлектрика. К внутренней изоляции можно отнести и вакуумную изоляцию.

Электрическая прочность внутренней изоляции электрооборудования практически не подвержена влиянию атмосферных условий. Это изоляция обмоток трансформаторов и электрических машин, изоляция кабелей, герметизированная изоляция вводов и комплектных распределительных устройств, изоляция между контактами масляных, газонаполненных и вакуумных выключателей в отключенном состоянии и т.д.

Особенностью внутренней изоляции является *старение*, т.е. ухудшение ее электрических характеристик в процессе эксплуатации. Это происходит вследствие возникновения в изоляции газовых пузырьков или трещин, в которых развиваются частичные разряды. Пузырьки и трещины образуются вследствие изменения температурного режима и механических воздействий, вызванных колебаниями тока нагрузки или в процессе изготовления изоляции. Под воздействием частичных разрядов изоляция постепенно разрушается и наступает ее электрический пробой. При затрудненном теплоотводе чрезмерный нагрев может привести к тепловому пробую изоляции.

Пробой твердой изоляции приводит к выходу из строя электрооборудования. Жидкая и внутренняя газовая изоляция — самовосстанавливающаяся, но ее электрические характеристики после пробоев ухудшаются. Вследствие этого и других видов старения внутренней изоляции для предотвращения аварийного отказа электрооборудования ее состояние необходимо контролировать в течение всего срока эксплуатации.

Изоляция электрических установок помимо длительно приложенного рабочего напряжения подвержена кратковременным внутренним перенапряжениям. Причиной их являются нормальные (плановые) или аварийные коммутации, короткие замыкания и другие изменения параметров в сети электроснабжения. Максимальные значения и форма внутренних перенапряжений зависят от вида

коммутации, режима и параметров электрической сети и характеристик коммутационных аппаратов. Как правило, их максимальные значения не превышают трехкратного фазного напряжения сети.

Перенапряжения от поражения молнией чаще всего возникают в воздушных сетях. Максимальное значение этих перенапряжений, которые называют грозовыми, может быть намного выше коммутационных. Из-за большой протяженности ВЛ и КС пробой воздуха вдоль поверхности твердых изоляторов, переходящих в поддерживаемый источником рабочего напряжения дуговой разряд, явление редкое.

Помимо нарушения изоляции ВЛ и КС удары молнии приводят к появлению на проводах импульсов высокого напряжения, которые, распространяясь по проводам, достигают подстанций и воздействуют на установленное там электрооборудование. Электрическая прочность изоляции этого оборудования значительно ниже электрической прочности ВЛ и КС, поэтому перенапряжение, достигшее подстанций, ограничивают с помощью защитных аппаратов: трубчатых и вентильных разрядников, нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

Значения коммутационных и грозовых перенапряжений зависит от многих факторов, поэтому имеют статистический характер.

В практике проектирования систем электроснабжения необходимо обеспечить оптимальную с экономической точки зрения надежность работы изоляции. Для этого электрическая прочность изоляционных конструкций при воздействии перенапряжений должна быть согласована с характеристиками защитных разрядников или ОПН.

Правильное взаимное согласование значений воздействующих напряжений (рабочего, коммутационных и грозовых перенапряжений), характеристик защитной аппаратуры и электрических характеристик изоляции, т.е. так называемая *координация изоляции*, обеспечивает надежную работу и высокую экономичность электрических установок.

Таким образом, под координацией изоляции следует понимать установление и поддержание в эксплуатации необходимого соответствия между электрической прочностью изоляции и воздействующими на нее напряжениями с учетом характеристик защитных устройств.

Воздействие рабочего напряжения приводит к потерям энергии в изоляции линий электропередачи. Ограничение потерь энергии в изоляции при таком напряжении также является предметом изучения дисциплины ТВН.

Контрольные вопросы

1. Что предопределило бурное развитие ТВН в электроснабжении?
2. Какие номинальные напряжения используются в современных контактных сетях и на тяговых подстанциях магистральных железных дорог?
3. Каковы особенности внешней изоляции?
4. Каковы особенности внутренней изоляции?
5. Какие виды напряжения воздействуют на внешнюю изоляцию устройств электроснабжения?
6. Какие виды напряжения воздействуют на внутреннюю изоляцию устройств электроснабжения?
7. Поясните термин «координация изоляции».

Глава 1. ВНЕШНЯЯ ИЗОЛЯЦИЯ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

1.1. Воздушные промежутки

Основным диэлектриком внешней изоляции является атмосферный воздух. Целесообразность использования его диэлектрических свойств в электроустановках высокого напряжения объясняется экономичностью, доступностью и сравнительной простотой создания изоляции. Для ее выполнения токоведущие части электрических установок располагают на определенном расстоянии и закрепляют в заданном положении с помощью твердых диэлектриков — изоляторов.

Для воздушной изоляции характерна зависимость электрической прочности от метеорологических условий. При нормальных атмосферных условиях прочность воздушных промежутков в однородном поле при межэлектродных расстояниях более одного сантиметра составляет около 30 кВ/см, что в 10—20 раз меньше, чем у твердых диэлектриков. Большинство изоляционных промежутков внешней изоляции обладают резко неоднородным электрическим полем. Электрическая прочность воздуха в таких полях значительно ниже и с увеличением межэлектродных расстояний может составлять 5 кВ/см.

Напомним, что однородное поле обладает тем свойством, что вдоль его силовых линий напряженность поля постоянна. Примером однородного поля является поле в средней части плоского конденсатора. Резконеоднородным полем называется поле, в котором напряженность электрического поля изменяется вдоль силовых линий на несколько порядков. Это, например, поля между проводами ВЛ и землей или опорой, поля в проходных изоляторах и других конструкциях. В ТВН часто используется термин слабонеоднород-

ное или слабонервномерное поле — поле, в котором напряженность изменяется не более чем в 2—3 раза.

Напряженность электрического поля наибольшая в местах наименьшего радиуса закругления проводников (электродов). Степень неравномерности возрастает с увеличением отношения расстояния между электродами к их наименьшему радиусу закругления. В высоковольтных конструкциях стремятся всемерно снизить кривизну электродов (увеличить радиус закругления) чтобы снизить напряженность поля и тем самым увеличить электрическую прочность воздушного промежутка.

Воздушные промежутки выбираются таким образом, чтобы они имели достаточную электрическую прочность при неблагоприятных атмосферных условиях, т.е. неблагоприятных сочетаниях давления, температуры и влажности воздуха. За нормальные атмосферные условия согласно ГОСТ 1516.1 [4] принимается: давление $p_0 = 1,013 \times 10^5$ Па (760 мм рт.ст.), температура $T_0 = 293$ К (20 °С), абсолютная влажность воздуха $H = 11$ г/м². В ГОСТ 1516.2 [5] даны специальные поправочные коэффициенты для пересчета значений разрядного напряжения воздушных промежутков в условиях отличных от нормальных.

Для внешней изоляции в сухом состоянии при длине промежутков менее одного метра поправочный коэффициент на давление и температуру определяется по формуле

$$K_{pt} = a \cdot p / (273 + T), \quad (1.1)$$

где p и a — соответственно давление и коэффициент, зависящий от единиц, в которых измеряется давление: $a = 0,00289$, если p выражено в Па; $a = 0,289$, если p выражено в мбар; $a = 0,386$, если p выражено в мм рт.ст;

T — температура воздуха, °С.

Пример 1.1. Усредненные значения изменения давления и температуры атмосферы в средней Европе до высоты в три километра составляют: понижение давления на 100 мбар и шесть °С на каждый километр. Определить коэффициент K_{pt} для оборудования, эксплуатируемого на высоте два километра.

Решение. По формуле (1.1) определяем:

$$K_{pt} = 0,289(800/281) = 0,823.$$

Отметим, что согласно формулы (1.1) подъем электрооборудования на каждые 100 метров над уровнем моря дает снижение разрядных напряжений воздуха примерно на 1 % и такое же снижение дает увеличение температуры на каждые 3 °С сверх нормальной.

Увеличение абсолютной влажности приводит к росту разрядного напряжения. Изменение абсолютной влажности на 50 % приводит к изменению разрядного напряжения примерно на 5 %.

К достоинствам атмосферного воздуха как диэлектрика следует отнести тот факт, что он не подвержен старению, поэтому для чисто воздушных промежутков, составляющих основу внешней изоляции, не существует проблемы сроков службы.

К высоковольтным конструкциям, в которых используется воздух как основной диэлектрик, следует отнести:

- ВЛ (изоляция между проводами, находящимися под разными потенциалами; изоляция между проводами и заземленными конструкциями или землей);
- ошиновку открытых распределительных устройств тяговых подстанций;
- КС (изоляция между токоведущими проводами и заземленными конструкциями);
- разъединители (промежуток между ламелями ножей в выключенном положении разъединителя);
- секционные изоляторы для электрического разделения КС на переменном и постоянном токе (воздушные зазоры между дугогасительными рогами);
- разрядники (воздушные промежутки в роговом, трубчатом и вентильном разрядниках).

Отметим, что применяемый в данном учебном пособии термин «воздушный промежуток» не следует путать со средствами защиты контактной сети от пережогов, имеющими аналогичное название.

1.2. Электрофизические процессы в воздухе в сильных электрических полях

1.2.1. Общие сведения

Многочисленность высоковольтных конструкций, в которых используется воздух как основной вид диэлектрика, и их протяженность во многом определяют надежность электроснабжения. Правильность выбора длины и конфигурации электродов, образующих воздушные промежутки требует знания основных электрофизических процес-

сов в воздухе, происходящих в сильных электрических полях, т.е. знания причин изменения свойств воздуха, приводящих к пробое.

Рассмотрение этих процессов начинается с общих сведений о воздухе. Атмосферный воздух является почти идеальным диэлектриком, поскольку за счет радиационного излучения земли, космических лучей и излучения солнца в 1 см^3 воздуха каждую секунду создается только несколько десятков пар ионов обоих знаков, которые через определенное время рекомбинируют друг с другом, т.е. снова превращаются в нейтральные молекулы. Эти процессы обеспечивают постоянное присутствие в 1 см^3 воздуха около 500 пар ионов обоих знаков. При подключении к воздушному промежутку небольшой разности потенциалов ток очень мал (10^{-17} — 10^{-18} А/см^2), т.е. в этих условиях воздух близок к идеальному диэлектрику (удельное сопротивление более $10^{15} \text{ Ом}\cdot\text{см}$).

Нарушение электрической прочности воздушного промежутка происходит только в сильных электрических полях под действием ударной ионизации и фотоионизации. *Ионизация* — это процесс отрыва электрона от нейтрально заряженного атома или молекулы, в результате чего возникают две заряженные частицы.

Напомним в упрощенном виде некоторые основные понятия атомной физики, существенные для понимания процессов ионизации в воздухе.

Вокруг положительно заряженного ядра вращаются на некоторых «разрешенных» орбитах электроны (размер ядра примерно 10^{-15} м , электрона примерно 10^{-13} м , а радиус внешней орбиты около 10^{-10} м). В нейтральных атомах заряд электронов на орбитах равен положительному заряду ядра. Чем дальше расположена орбита электрона от ядра, тем меньше силы связи электронов с атомом. В устойчивом состоянии атома электроны располагаются на ближайших к ядру орбитах. Процесс перехода одного или нескольких электронов с этих орбит на более удаленные неустойчивые орбиты называется возбуждением атома. Энергию, необходимую для возбуждения, атом может получить при столкновении со свободным электроном или при поглощении коротковолнового излучения. Время пребывания атома в возбужденном состоянии составляет примерно 10^{-9} с , после чего происходит обратный переход электрона на устойчивую орбиту, а затраченная на возбуждение энергия выделяется в виде кванта света.

Чем большую энергию получает атом, тем на более удаленную орбиту переходит электрон. Когда электрон удаляется от ядра настолько, что взаимосвязь его с ядром практически исчезает, он становится свободным, т.е. происходит ионизация атома, в результате которой образуются две независимые частицы: электрон и положительный ион. Энергия, необходимая для ионизации атома или молекулы, называется *энергией ионизации*.

В газах атомы обычно связаны в молекулы. В них электроны взаимодействуют не только с собственным ядром, но и с ядрами других атомов молекулы, но в меньшей степени, что сказывается на энергии возбуждения и ионизации атомов и молекул.

Свободные электроны в пространстве между электродами могут возникать не только из-за ионизации самого газа, но и путем эмиссии с катода. Для выхода из металла электрон должен получить энергию, достаточную для преодоления поверхностного потенциального барьера. Эту энергию он может получить различными способами. В воздушных промежутках, с которыми приходится иметь дело в ТВН устройств электроснабжения, основное значение имеет бомбардировка поверхности металла заряженными частицами и облучение ее коротковолновым излучением.

В атомных процессах энергию принято измерять в электрон-вольтах (эВ). Энергия в 1 эВ равна кинетической энергии, которую приобретает электрон при свободном движении между двумя точками с разностью потенциалов в 1 В. Так как заряд электрона равен $1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл, то 1 эВ равен энергии $1,6 \cdot 10^{-19}$ Дж.

Минимальные энергии возбуждения и ионизации некоторых газов, входящих в состав атмосферного воздуха, и значения энергии выхода электронов с поверхности (потенциал поверхностной ионизации) некоторых металлов, приведены в табл. 1.1.

Как видно из данных, приведенных в табл. 1.1, энергия выхода электронов с поверхности металлов значительно меньше, чем энергия ионизации атомов (молекул) газов. Это положение указывает на большую вероятность появления свободных электронов именно у поверхности электродов.

Газ, в котором значительная часть атомов и молекул ионизована, называется *плазмой*. В общем случае можно считать, что плазма представляет собой смесь трех компонентов: свободные электроны, положительные ионы и нейтральные атомы (молекулы). Концентрация положительных и отрицательных зарядов в плазме примерно

Таблица 1.1

Характеристики некоторых газов и металлов

Вещество	Энергия (потенциал), эВ		Энергия выхода, эВ
	возбуждения	ионизации	
Азот (атом)	6,3	14,5	
Азот (молекула)	6,1	15,5	
Кислород (атом)	9,1	13,6	
Кислород (молекула)	7,9	12,5	
Алюминий			3,95—1,77
Медь			4,82—3,89
Железо			4,79—3,92

одинакова. Термоионизованная плазма (при температуре 5000 К и выше) благодаря большой концентрации заряженных частиц обладает высокой проводимостью, т.е. является хорошим проводником электрического тока. В ТВН плазма возникает в электрическом разряде при достаточно высокой степени ионизации в канале разряда (дуга, искровой разряд).

1.2.2. Возникновение и нейтрализация заряженных частиц

Из основ электричества известно, что на частицу (электрон или ион) с зарядом q в электрическом поле действует сила F , пропорциональная напряженности электрического поля E

$$F = qE. \quad (1.2)$$

Если напряженность электрического поля постоянна ($E = \text{const}$), то под действием этой силы заряженная частица, пробегая путь x , приобретает кинетическую энергию W

$$W = qEx = mv^2/2, \quad (1.3)$$

где m — масса заряженной частицы (электрона или иона);

v — скорость дрейфа электрона или иона в электрическом поле.

Поскольку масса электронов в сотни раз меньше массы ионов, их скорость значительно больше скорости ионов. Для приобретения энергии, достаточной для ударной ионизации, электрону необходимо свободно (до столкновения) пройти в поле с напряженностью E путь $x_{\text{и}}$

$$x_{\text{и}} = W_{\text{и}}/qE, \quad (1.4)$$

где $W_{\text{и}}$ — энергия ионизации атома или молекулы.

Аналогичный вид имеет формула для расчета пути $x_{\text{в}}$, необходимого для возбуждения атома (молекулы)

$$x_{\text{в}} = W_{\text{в}}/qE, \quad (1.5)$$

где $W_{\text{в}}$ — энергия возбуждения атома или молекулы.

Следовательно, длина свободного пробега, на котором электрон приобретает энергию ионизации или возбуждения, зависит от величины напряженности поля, в котором он движется.

Упрощенная картина ударной ионизации электроном нейтрального атома (молекулы) показана на рис. 1.1, где электрон с кинетической энергией, достаточной для ионизации, воздействует на нейтрально заряженную молекулу. В результате воздействия образуется положительный ион и два электрона с начальной кинетической энергией. Кружком со знаком «-» обозначен электрон; кружком со знаком «+» — положительно заряженное ядро молекулы и положительно заряженный ион.

Упрощенная картина ударного возбуждения электроном нейтрального атома (молекулы) показана на рис. 1.2, где электрон с кинетической энергией, достаточной только для возбуждения, воздействует на нейтрально заряженную молекулу. В результате воздействия образуется возбужденная нейтральная молекула с увеличенным радиусом орбиты электрона и электрон с остаточной кинетической энергией.

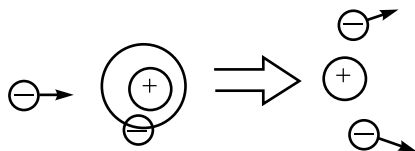


Рис. 1.1. Схематическое изображение процесса ионизации

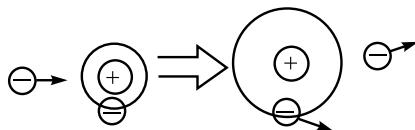


Рис. 1.2. Схематическое изображение процесса возбуждения

Пример 1.2. Определить путь $x_{\text{и}}$, который должен пробежать электрон для ионизации атомов азота и кислорода в однородном электрическом поле с напряженностью 30 кВ/см.

Решение. По формуле (1.4) и данным табл. 1.1 находим:

$$\begin{aligned} & \text{— для атомов азота } x_{\text{и}} = 14,5/30 \cdot 10^3 = \\ & = 4,83 \cdot 10^{-4} \text{ см;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{— для атомов кислорода } x_{\text{и}} = 13,6/ \\ & /30 \cdot 10^3 = 4,53 \cdot 10^{-4} \text{ см.} \end{aligned}$$

В процессе ионизации газа возникает большое количество возбужденных частиц, которые, переходя в нормальное состояние, испускают фотоны. Фотонов всегда намного больше, чем электронов или положительных ионов, так как энергия возбуждения много меньше энергии ионизации. Ионизация в результате поглощения атомом (молекулой) кванта лучистой энергии, т.е. фотона, называется *фотоионизацией*. Фотоионизация происходит при условии, что энергия фотона превышает энергию ионизации возбужденного атома (молекулы) или выше энергии выхода электронов из катода

$$h\nu \geq W_{\text{и}}; \quad h\nu \geq W_{\text{к}}, \quad (1.6)$$

где ν — частота излучения;

h — постоянная Планка, $4,13 \cdot 10^{-15}$ эВ · с;

$W_{\text{к}}$ — энергия выхода электрона из катода.

Выполнение условий возбуждения атома (молекулы) фотоном имеет такой же вид при замене $W_{\text{и}}$ на $W_{\text{в}}$.

Упрощенная картина ионизации фотоном возбужденной частицы показана на рис. 1.3, где фотон воздействует на возбужденную молекулу, в результате образуется положительный ион и электрон с начальной кинетической энергией.

Это пример ступенчатой ионизации, при которой первоначальное возбуждение могло быть обусловлено столкновением с электроном с энергией недостаточной для ионизации атома (молекулы) или поглощением фотона.

Пример 1.3. Определить длину волны излучения необходимую для возбуждения и ионизации молекул кислорода.

Решение. Длина волны $\lambda = c/\nu$, где c — скорость света, $3 \cdot 10^8$ м/с. По формуле (1.6) и данным табл. 1.1 находим:

— длина волны для ионизации молекулы кислорода

$$\lambda_{\text{и}} = h \cdot c / W_{\text{и}} = 4,13 \cdot 10^{-15} \cdot 3 \cdot 10^8 / 12,5 \approx 10^{-7} \text{ м или } 1000 \text{ Å},$$

— длина волны для возбуждения молекулы кислорода

$$\lambda_{\text{в}} = h \cdot c / W_{\text{в}} = 4,13 \cdot 10^{-15} \cdot 3 \cdot 10^8 / 7,9 \approx 1,57 \cdot 10^{-7} \text{ м или } 1570 \text{ Å}.$$

Следует отметить, что в так называемых электроотрицательных газах (фтор, хлор, кислород и пары воды) часть электронов при столкновении с нейтральными молекулами или атомами может быть ими захвачена с образованием отрицательных ионов.

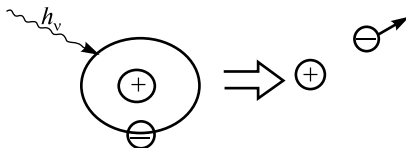


Рис. 1.3. Схематическое изображение процесса фотоионизации

Одновременно с ионизацией атомов и молекул воздуха происходит взаимная нейтрализация заряженных частиц — *рекомбинация*. Возможна электронно-ионная рекомбинация, т.е. взаимодействие электрона с положительным ионом, в результате которой возникает нейтральная молекула. Возможна также ионная рекомбинация, т.е. взаимодействие положительного и отрицательного ионов. В процессе этой рекомбинации «лишний» электрон с орбиты отрицательного иона переходит на орбиту положительного иона, вследствие чего и возникают две нейтральные молекулы.

Нейтральные частицы, образующиеся при рекомбинации, обладают меньшей энергией, чем сумма энергий рекомбинированных частиц. Избыток энергии выделяется в виде излучения.

Процессы, обуславливающие ионизацию, возбуждение и рекомбинацию частиц воздуха, не ограничиваются вышеприведенными. В действительности они очень многообразны и сложны, но приведенных нам будет достаточно для рассмотрения процессов, приводящих к пробое воздушных промежутков.

Обстоятельный обзор этих процессов изложен в специальной литературе, приведенной в [1].

1.2.3. Лавина электронов и условие самостоятельности разряда

Под воздействием электрического поля движение заряженных частиц в воздухе приобретает определенную направленность: электроны движутся к положительно заряженному электроду (аноду), а положительно заряженные ионы к отрицательно заряженному электроду (катоду). В своем движении, пройдя путь x , они сталкиваются (взаимодействуют) с частицами воздуха.

В процессах ионизации существенную роль играют электроны, так как их энергия выше, поскольку средняя длина пробега электрона λ_e из-за различия в размерах намного больше, чем средняя длина пробега иона до столкновения. Ионы оказывают влияние на процесс образования свободных электронов только на поверхности электродов, где энергия выхода электрона намного меньше энергии ионизации газа (см. табл. 1.1).

Как установлено выше (1.4) для ионизации одной молекулы газа электрон в электрическое поле с напряженностью E должен пройти путь $x_{и}$. То, что некоторый электрон из множества столкновений

пройдет путь, равный или больший $x_{и}$, является случайным событием. Из математики известно, что вероятность появления случайного события $x_{и}$ определяется выражением

$$P(x_{и}) = \exp(-x_{и}/\lambda_e), \quad (1.7)$$

где λ_e — средняя длина свободного пробега (длина пути между столкновениями) электрона при нормальной плотности воздуха.

Отметим, что длина свободного пробега зависит от концентрации частиц или плотности воздуха, т.е. от температуры и давления воздуха. С увеличением давления и уменьшением температуры воздуха λ_e уменьшается.

Выражение (1.7) можно считать вероятностью ионизации. Так как среднее число столкновений электрона на пути в 1 см равно $1/\lambda_e$, то число ионизационных столкновений на пути в 1 см или *коэффициент ударной ионизации* α определяется по формуле

$$\alpha = (1/\lambda_e) \exp(-x_{и}/\lambda_e). \quad (1.8)$$

В инженерной практике используется эффективный коэффициент ионизации $\alpha_{эф}$, который, кроме ударной ионизации, учитывает и другие процессы, участвующие в ионизации воздуха. По экспериментальным данным для воздуха он аппроксимируется выражением [1]

$$\alpha_{эф}/\delta = 0,2[E/\delta - 24,5]^2, \quad (1.9)$$

где E — напряженность поля, кВ/см;

$\delta = pT_0/p_0T$ — относительная плотность воздуха; $p_0 = 1,013 \cdot 10^5$ Па; $T_0 = 293$ К.

Из выражения (1.9) следует, что при нормальных атмосферных условиях ($\delta = 1$) $\alpha_{эф}$ больше нуля при значении напряженности электрического поля превышающей 24,5 кВ/см, т.е. эта величина напряженности электрического поля, является пороговой, при превышении которой только и возможна ионизация воздуха.

Пример 1.4. Определить коэффициент ионизации $\alpha_{эф}$ при напряженности электрического поля равного 30 кВ/см в нормальных условиях и на высоте два километра (см. пример 1.1)

Решение. По формуле (1.9) находим:

для нормальных условий $\delta = 1$, тогда $\alpha_{эф} = 0,2[(30 - 24,5)]^2 = 6,05$;

на высоте 2 км $\delta = 0,289(800/281) = 0,823$, тогда $\alpha_{эф} = 0,823 \cdot 0,2[(30/0,823) - 24,5]^2 = 23,5$.

Следует отметить, что в ТВН принято измерять напряженность электрического поля в киловольтах на сантиметр [1]. В международной системе единиц СИ напряженность электрического поля измеряется в вольтах на метр (В/м), поэтому пороговая напряженность электрического поля в воздухе при нормальных атмосферных условиях равна $245 \cdot 10^6$ В/м или 245 кВ/мм. Поскольку промежутки между электродами в устройствах электроснабжения железных дорог не превышают одного метра, то для удобства в данном пособии электрическое напряжение будем измерять в киловольтах, а напряженность электрического поля — в киловольтах на сантиметр.

Если к промежутку между электродами в воздухе приложить напряжение, обеспечивающее напряженность электрического поля более 24,5 кВ/см, то электрон появившийся в разрядном промежутке от внешнего ионизатора (например, космическое излучение) может ионизировать молекулу. Это, как отмечалось выше, может привести к образованию двух электронов и положительного иона. Разгоняясь в электрическом поле, каждый из этих электронов в свою очередь ионизирует по молекуле, что приводит к образованию в промежутке трех положительных ионов и четырех электронов и т.д. Процесс нарастания числа электронов, движущихся в электрическом поле по направлению к аноду, получил название лавины электронов.

Процесс образования лавины показан на рис. 1.4, а.

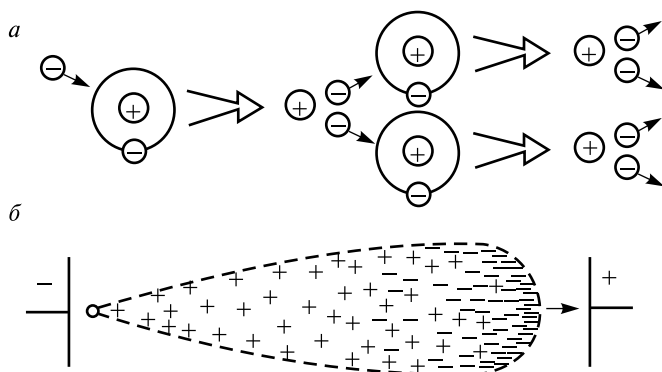


Рис. 1.4. Схема образования лавины электронов (а) и распределение в ней заряженных частиц (б): кружок со знаком «—» или просто «—» обозначает отрицательно заряженный электрон; кружок со знаком «+» или просто «+» — положительно заряженный ион

Электроны и ионы, образовавшиеся в лавине, перемещаются под действием электрического поля. Так как масса ионов намного больше массы электронов, то подвижность ионов значительно меньше, чем электронов, и за время развития лавины они практически не успевают переместиться в промежутке. В результате в головке лавины образуется избыток электронов, а в хвосте преобладают положительно заряженные ионы (рис. 1.4, б).

Фотография следа одиночной электронной лавины представлена на рис. 1.5.

Число заряженных частиц (электронов или ионов) N в лавине, прошедшей путь x в равномерном поле ($E = \text{const}$), связано с коэффициентом ударной ионизации выражением

$$N = \exp(\alpha_{\text{эф}} x). \quad (1.10)$$

Таким образом, число заряженных частиц в лавине возрастает с расстоянием по экспоненциальному закону и притом с тем большей интенсивностью, чем больше коэффициент ионизации $\alpha_{\text{эф}}$, т.е. больше напряженность электрического поля E .

При достаточно большом пробеге заряды лавины приобретают заметную величину и их электрическое поле может существенно исказить электрическое поле в пространстве между электродами. На рис. 1.6, а показаны: однородное поле ($E_{\text{ист}}$) между плоскими электродами, созданное источником напряжения, и начальная лавина, распространяющаяся от катода. На рис. 1.6, б изображено примерное распределение положительных и отрицательных зарядов в промежутке при прохождении лавиной расстояния x .

На рис. 1.6, в дана продольная составляющая напряженности электрического поля, создаваемого этими зарядами. На рис. 1.6, г показана результирующая напряженность поля в разрядном промежутке.

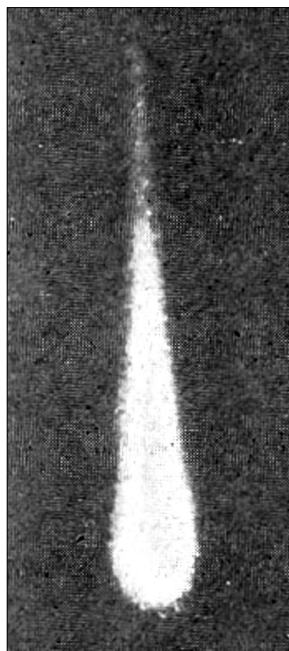


Рис. 1.5. Фотография одиночной электронной лавины

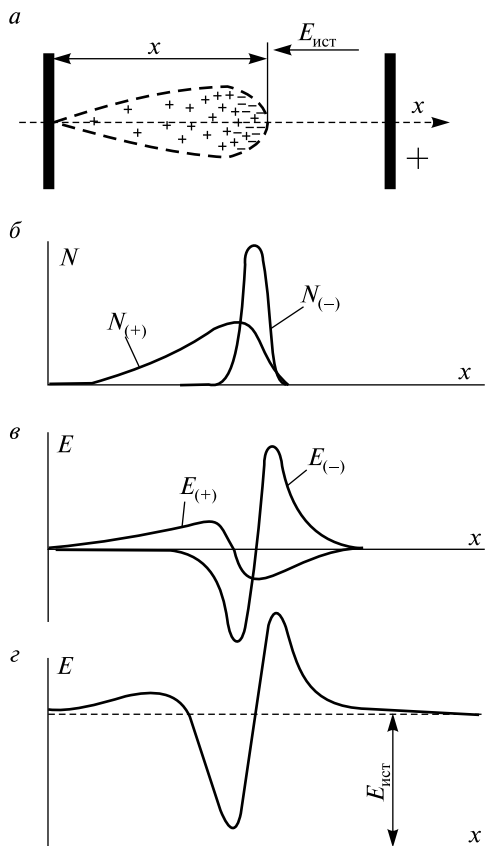


Рис. 1.6. Искажение поля между плоскими электродами зарядами начальной лавины

Характерным здесь является резкий подъем напряженности перед головкой лавины и спад напряженности позади головки (см. рис. 1.6, г). Такое искажение поля способствует увеличению $\alpha_{эф}$ впереди головки лавины и излучению лавиной фотонов, связанному с переходом возбужденных молекул в их нормальное состояние. Оба фактора имеют важное значение в дальнейшем развитии ионизационных процессов в разрядном промежутке.

Пересечение всего разрядного промежутка одиночной лавиной не приводит к образованию плазменного канала, т.е. к пробое промежутка. Если для возникновения последующих лавин, обеспечивающих электрический разряд, необходим внешний ионизатор, благодаря которому будут

возникать свободные электроны, то такой разряд называется *несамостоятельным*.

Чтобы разряд мог произойти в отсутствии внешнего ионизатора, необходимо, чтобы в результате развития первоначальной лавины появлялся как минимум один свободный электрон, способный создать новую лавину. Такие электроны называют вторичными. Они могут возникать в результате фотоионизации в воздухе или фотоионизации с катода излучением, которое сопровождается при развитии первичной лавиной.

Отметим, что электроны, высвобожденные в результате поверхностной ионизации с катода, силами электрического поля уводятся от катода в область газового разряда. Наоборот, при поверхностной ионизации с анода электроны вновь притягиваются к аноду и поглощаются им. Поэтому для развития газового разряда имеет значение поверхностная ионизация с катода.

Возникновение вторичных лавин в объеме наглядно продемонстрировано на фотографии (рис. 1.7), где на фоне первичной лавины видны две зарождающиеся новые лавины.

Электрический разряд, для поддержания которого внешний ионизатор не требуется, называется самостоятельным, т.е. разряд поддерживается в результате ионизационных процессов в объеме воздуха и на поверхности электродов без постороннего ионизатора.

Количество вторичных электронов, возникающих при развитии лавины, пропорционально числу актов ионизации. Коэффициент этой пропорциональности называется *коэффициентом вторичной ионизации* (γ), а *условие самостоятельности разряда* может быть выражено как

$$\gamma N \geq 1. \quad (1.11)$$

В случае однородного электрического поля, когда $E = \text{const}$ и $\alpha_{\text{эф}} = \text{const}$, число электронов в лавине согласно (1.10) равно $\exp(\alpha_{\text{эф}} x)$, а условие самостоятельности разряда принимает вид

$$\gamma \exp(\alpha_{\text{эф}} x) \geq 1 \quad \text{или} \quad \alpha_{\text{эф}} x \geq \ln(1/\gamma). \quad (1.12)$$

Переход от несамостоятельного разряда в промежутке к самостоятельному может быть вызван повышением напряжения на нем.

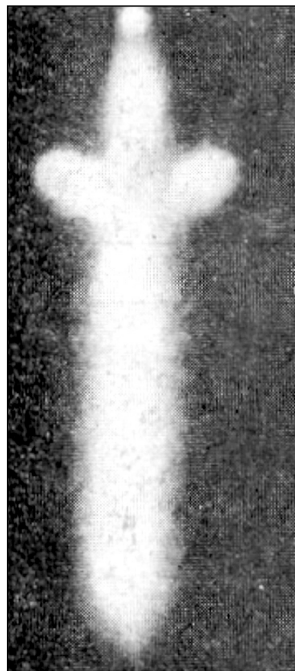


Рис. 1.7. Фотография лавинно-стримерного перехода

В момент перехода ток через разрядный промежуток увеличивается на 2-3 порядка.

Напряжение, при котором в промежутке выполняется условие самостоятельности разряда, называется *начальным* (U_H).

В воздухе при атмосферном давлении пробой происходит путем образования стримерного канала. На рис. 1.8 схематично показано поэтапное развитие пробоя воздушного промежутка с однородным полем в виде образования лавины и стримерного канала при приложении напряжения к разрядному промежутку.

Под воздействием внешнего ионизатора (например, космического излучения) из катода выбивается начальный электрон 1 и под действием электрического поля, создаваемого приложенным между электродами напряжением, по направлению к аноду развивается лавина 2. По мере развития лавины напряженность поля на ее фронте усиливается, становится возможным фотоионизация атомов и молекул воздуха 3 и первоначальная лавина достигает анода. В результате фотоионизации развиваются вторичные лавины и у анода возникает заполненный положительно заряженными ионами и свободными электронами проводящий канал разряда — стример 4. Процессы фотоионизации усиливаются и стример развивается в направлении к катоду 5. По мере роста стримера длина промежутка «стример — катод» уменьшается, а напряженность электрического поля еще более усиливается, и стример с все большей скоростью распространяется в направлении катода 6. При приближении стримера к катоду выполняются условия освобождения электронов с поверхности катода при его

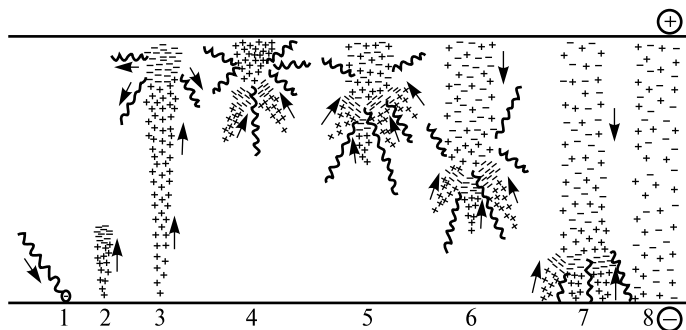


Рис. 1.8. Схема развития разряда при минимальном разрядном напряжении

облучении фотонами приближающего канала стримера. Эти электроны создают новые лавины, движущиеся навстречу к каналу стримера 7. После пересечения стримером всего пространства между электродами образуется сквозной проводящий канал, заполненный плазмой 8.

Из-за высокой электропроводности плазмы в цепи «источник — канал разряда» ток резко возрастает и разряд переходит в стадию искрового или дугового разряда в зависимости от мощности источника напряжения. Развитие стримера и канал искрового или дугового разряда всегда сопровождается ярким свечением.

При приложении к промежутку напряжения выше начального выполняется условие $\gamma \exp(\alpha_{эф} x) > 1$. При этом первоначальная лавина превращается в стример, еще не доходя до анода; развитие разряда при этом пройдет вышеприведенные стадии разряда с все большей скоростью и, безусловно, приведет к пробое промежутка.

Например, если приложенное напряжение выше начального всего на 5 %, то из-за увеличения $\alpha_{эф}$, условие (1.12) выполнится при прохождении лавиной расстояния равного $0,65x$. Из-за фотоионизации вторичные лавины возникнут впереди головки начальной лавины. В промежутке одновременно будут развиваться в одном направлении несколько лавин, что ускорит формирование стримера.

Таким образом, ударная ионизация является основой развития сложного явления — пробоя воздуха, а условием образования стримера в разрядном промежутке является выполнение условия самостоятельности разряда при существенном искажении поля пространственным зарядом начальной лавины.

1.3. Разряды в воздушных промежутках

Пробивное (разрядное) напряжение изоляционных промежутков является *случайной величиной*, поскольку на развитие разряда влияют многие случайные факторы, и подчиняется статистическим закономерностям. Многочисленные опыты показали, что для воздушных промежутков, как и для изоляционных промежутков в жидких и твердых диэлектриках, зависимость вероятности разряда от амплитуды воздействующего напряжения удовлетворительно описывается функцией нормального распределения (распределения Гаусса)

$$P(U) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^U e^{-\frac{(U-\bar{U})^2}{2\sigma^2}} dU, \quad (1.13)$$

где $P(U)$ — вероятность того, что в данном опыте разрядное напряжение окажется меньшим или равным U ; $\bar{U} = U_{\text{ср}}$ — среднее значение разрядных напряжений в большом числе опытов;

σ — среднееквадратическое отклонение, характеризующее степень разброса разрядных напряжений относительно среднего значения $U_{\text{ср}}$.

Если при одних и тех же условиях произведено n пробоев воздушных промежутков и при этом пробивные напряжения оказались равными U_1, U_2, \dots, U_n , то среднее значение пробивного напряжения, соответствующее 50 % вероятности (математическое ожидание), определяется делением суммы значений U_i на число разрядов n

$$U_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{n}. \quad (1.14)$$

Среднеквадратическое отклонение σ определяется по формуле

$$\sigma = \sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (U_i - U_{\text{ср}})^2 \right] / n - 1}. \quad (1.15)$$

Среднеквадратическое отклонение выражается в единицах напряжения. Если оно выражается в долях или процентах от $U_{\text{ср}}$, то его называют стандартом распределения или коэффициентом вариации

$$c = (\sigma / U_{\text{ср}}) 100, \%. \quad (1.16)$$

По стандарту распределения или коэффициенту вариации судят о степени неоднородности изоляционного материала. Чем меньше величина c , тем однородней материал.

Типичная кривая $P(U)$ соответствующая (1.13) имеет вид, показанный на рис. 1.9, где σ дана в долях $U_{\text{ср}}$. Из этой кривой следует, что вероятность того, что разряд произойдет при напряжении $U \leq U_{\text{ср}} - \sigma$, равна 0,16, а при напряжении $U \leq U_{\text{ср}} - 2\sigma$, равна

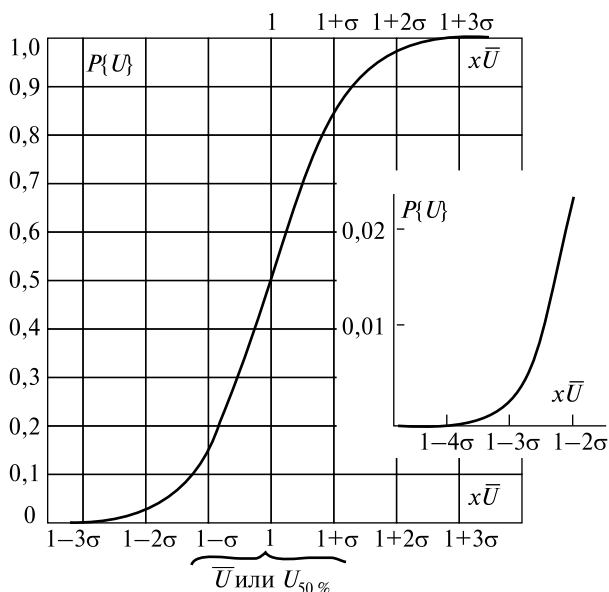


Рис. 1.9. Интегральная функция распределения вероятности разрядных напряжений

0,023. При напряжении $U \leq U_{\text{ср}} - 3\sigma$ вероятность разряда составляет ничтожно малую величину — 0,00135 и такое напряжение на практике оценивается как наименьшее разрядное.

При напряжении выше $U_{\text{ср}}$ вероятность разряда растет. Так, при напряжении $U \geq U_{\text{ср}} + \sigma$ вероятность разряда составляет 0,84, при напряжении $U \geq U_{\text{ср}} + 2\sigma$ она составляет 0,977, а при $U \geq U_{\text{ср}} + 3\sigma$ составляет 0,9987, т.е. пробой происходит практически в 100 % случаев.

Из вышеприведенного следует, что все рассеивание разрядных напряжений с точностью до долей процентов укладывается на участке $U_{\text{ср}} \pm 3\sigma$, а для того чтобы охарактеризовать разрядное напряжение промежутка, необходимо определить $U_{\text{ср}}$ и значение σ .

В математической статистике существует «правило трех сигм». Из него вытекает ориентировочный способ определения σ случайной величины. Для этого берут максимально возможное отклонение от среднего и делят его на три. Этот грубый прием рекомендован, если нет возможности получить более точное определение по (1.15).

Как установлено ранее, напряжение, при котором выполняется условие самостоятельности разряда, называется *начальным напряжением* (U_H). В промежутках с однородным полем начальное напряжение совпадает с разрядным напряжением, а соответствующая ему напряженность электрического поля (E_H) называется *начальной напряженностью*.

Для расчетов разрядных (пробивных) напряжений (U_p) воздушных промежутков с однородным полем можно получить простую формулу, если использовать значение $\alpha_{эф}$ по (1.9) и принять, что условие самостоятельности выполняется при $\alpha_{эф}x = \ln(1/\gamma) = 8,2$, тогда

$$0,2\delta x[(E_H/\delta) - 24,5]^2 = 8,2, \quad (1.17)$$

а так как в однородном поле $E = U/x$, то

$$U_H = U_p = 24,5\delta x + 6,4\sqrt{\delta x}, \text{ кВ}, \quad (1.18)$$

где U_H — напряжение, кВ;

x — длина разрядного промежутка, см.

Из формулы (1.18) следует, что при нормальных атмосферных условиях напряженность электрического поля в разрядном промежутке с однородным электрическим полем длиной в 1 см составляет 30,9 кВ/см. При уменьшении разрядного промежутка значение начальной напряженности электрического поля увеличивается, а при увеличении длины разрядного промежутка напряженность снижается, приближаясь к значению 24,5 кВ/см.

Формула (1.18) первоначально была получена по экспериментальным данным с несколько отличающимися значениями коэффициентов, но принципиально то, что плотность и расстояние в нее входит в виде произведения. Это обстоятельство является математическим выражением установленного экспериментально *закона Пашена*, который гласит: *в однородном поле пробивное (разрядное) напряжение газа является функцией произведения расстояния между электродами на относительную плотность газа*. Другими словами, если одновременно изменять относительную плотность газа и длину промежутка так, чтобы их произведение при этом не менялось, то и разрядное напряжение не будет меняться. Выражение (1.18) справедливо для воздуха при $\delta x > 0,75 \cdot 10^{-2}$ см.

Пример 1.5. Определить число электронов в лавине при $\alpha_{эф}x = 8,2$ и 12,6, если разряд происходит в воздушном промежутке с однородным электрическим полем при нормальных атмосферных условиях.

Решение. По формуле (1.9) определяем соответственно

$$N = \exp(8,2) = 3640 \text{ электронов};$$

$$N = \exp(12,6) = 296560 \text{ электронов},$$

т.е. увеличение $\alpha_{\text{эф}}x$ в 1,5 раза привело к увеличению количества электронов более чем в 80 раз.

Пример 1.6. Определить напряженность электрического поля в промежутке с однородным полем длиной в 1 см, если $\alpha_{\text{эф}}x = 8,2$ и 12,6 при нормальных атмосферных условиях.

Решение. По формуле (1.9) определяем соответственно

$$8,2 = 0,2(E - 24,5)^2; E = 30,9 \text{ кВ/см};$$

$$12,6 = 0,2(E - 24,5)^2; E = 32,4 \text{ кВ/см}.$$

С учетом результатов примера 1.5 следует, что увеличение напряженности (а в нашем случае и напряжения на промежутке длиной в 1 см) на величину в 5 % приводит к увеличению электронов в 80 раз.

Пример 1.7. Определить на какой длине воздушного промежутка в 1 см при нормальных атмосферных условиях в однородном электрическом поле количество электронов достигает величины, при которой выполняются условия самостоятельности разряда, если $\alpha_{\text{эф}}x = 12,6$ или напряженность электрического поля составляет 32,4 кВ/см.

Решение. Условия самостоятельности разряда выполняются, если $\alpha_{\text{эф}}x = 8,2$ или когда число электронов в лавине достигнет величины $\exp(8,2) = 3640$ электронов. При $\alpha_{\text{эф}}x = 12,6$, число электронов в лавине достигнет величины 3640 электронов, если $x = 8,2/12,6 = 0,65$ х.

Пример 1.8. Многочисленными испытаниями шарового промежутка установлено, что $U_{\text{ср}} = 100$ кВ, а значение $\sigma = 1,5$ кВ; определить наименьшее разрядное напряжение.

Решение. Наименьшее разрядное напряжение равно $U \leq U_{\text{ср}} - 3\sigma = 100 - (3 \cdot 1,5) = 95,5$ кВ.

Пример 1.9. Определить разрядное напряжение воздушного промежутка длиной 2 см при нормальных условиях и на высоте 2 км. Электрическое поле в разрядном промежутке однородное.

Решение. По формуле (1.18) находим:

$$\text{для нормальных условий } U_p = 24,5 \cdot 2 + 6,4\sqrt{2} = 58 \text{ кВ},$$

$$\text{на высоте 2 км (см. пример 1)} U_p = 24,5 \cdot 2 \cdot 0,823 + 6,4\sqrt{2 \cdot 0,823} = 48,5 \text{ кВ}.$$

Экспериментальная проверка закона Пашена проводилась многими исследователями, в том числе с различными газами. На рис. 1.10 представлена кривая Пашена для воздуха, построенная по данным различных авторов.

Кривые Пашена имеют характерный минимум. Для воздуха он равен 352 В и соответствует $px = 0,73$ Па·м. После минимума пробивное напряжение вновь возрастает.

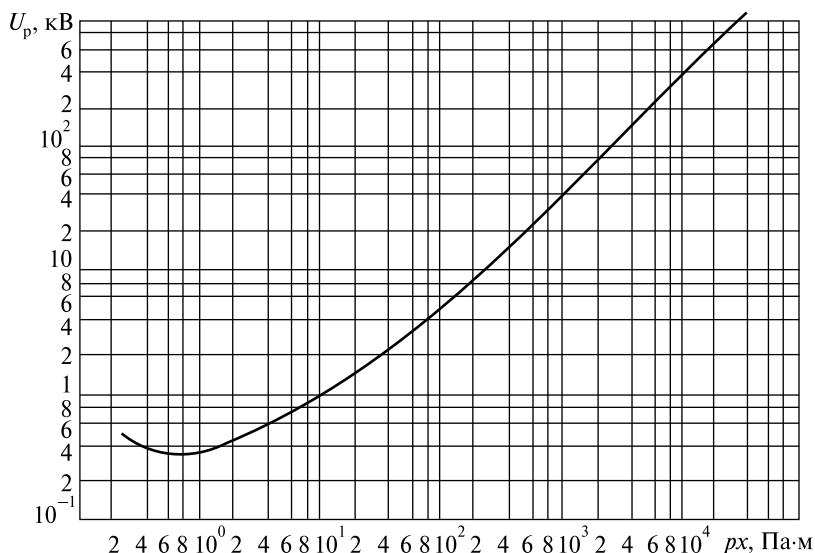


Рис. 1.10. Кривая Пашена для разрядного напряжения воздушного промежутка в однородном поле при $T_0 = 293$ К

Отметим положение, подтвержденное экспериментальными данными: в промежутке с однородным полем разряд из-за присутствия объемного заряда фактически происходит в неоднородном поле (см. рис. 1.6, з), поэтому для оценки разрядного напряжения в промежутках с слабонеоднородным полем выражение (1.18) можно использовать когда коэффициент неоднородности поля k_H меньше трех

$$k_H = E_{\max}/E_{\text{ср}} < 3, \quad (1.19)$$

где E_{\max} — максимальная напряженность электрического поля в промежутке;
 $E_{\text{ср}} = U/x$ — средняя напряженность.

Также следует отметить, что скорость распространения стримера в разрядных промежутках составляет доли или единицы микросекунд, поэтому разрядные напряжения постоянного тока и максимальное (амплитудные) значения напряжения переменного тока промышленной частоты совпадают.

Напомним, что отношение амплитуды синусоидально изменяющейся функции к ее действующему значению равно $\sqrt{2}$, т.е. для определения максимального значения пробивного напряжения про-

мышленной частоты ($U_{p\max}$) действующее значение напряжения (U_p) необходимо умножить на величину $\sqrt{2} \approx 1,41$. Напряжение постоянного тока и импульсное напряжение вне зависимости от полярности будем обозначать буквой U с соответствующим индексом.

Если коэффициент неоднородности поля $k_H > 4$, а условие самостоятельности разряда выполняется только в зоне возле электрода, где напряженность поля максимальна, пробой происходит только части промежутка. Такой разряд называют *частичным*. Зона ионизации ограничена узкой зоной, охваченной свечением, что и дало повод к названию «*коронный разряд*».

Коронный разряд может иметь стримерную или лавинную форму. При стримерной форме структура зоны ионизации дискретна, а свечение имеет место в узких каналах — стримерах (рис. 1.11, *а*). При лавинной форме зона ионизации имеет достаточно однородную структуру, а свечение сосредоточено в узком чехле (рис. 1.11, *б*).

Внешний вид и структура свечения зоны ионизации зависит от полярности напряжения, приложенного к коронирующему электроду, а также от размеров, формы и состояния поверхности этого электрода. Практически при отрицательной полярности на электроде корона в воздухе имеет дискретное строение, а при положительной полярности — вид тонкого однородного чехла. При увели-

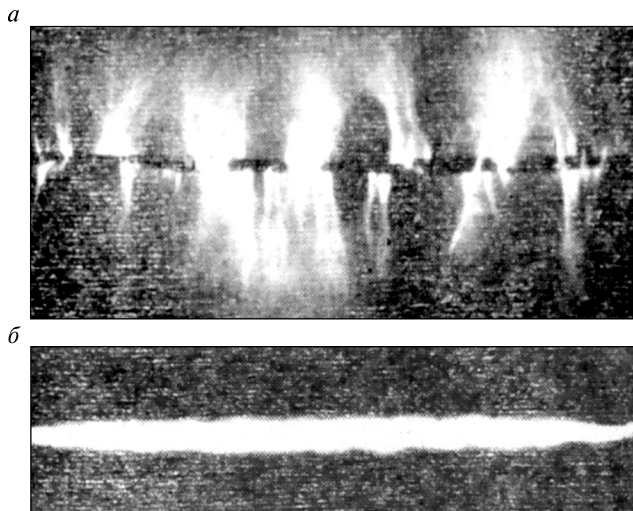


Рис. 1.11. Стримерная (*а*) и лавинная (*б*) корона на проводе при экспозиции 1 с

чении напряжения сверх начального корона из лавинной формы переходит в стримерную.

Пробой коронирующего промежутка происходит при напряжении, большем начального, но значительно меньшем, чем напряжение пробоя в однородном промежутке при тех же расстояниях между электродами.

Оценка величин разрядных напряжений в резконеоднородном поле имеет большое практическое значение. Чтобы судить о разрядном напряжении в промежутках с резконеоднородным полем при напряжении промышленной частоты пользуются экспериментальными данными разрядных напряжений в промежутках «стержень—плоскость» и «стержень—стержень» (рис. 1.12).

Существует несколько эмпирических формул для расчета пробивных напряжений в резконеоднородных полях, которые отличаются постоянными коэффициентами.

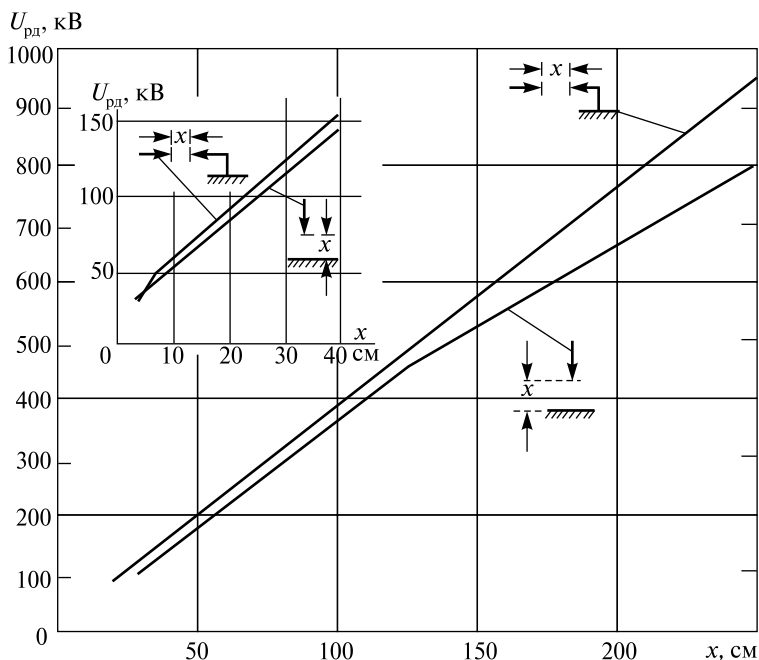


Рис. 1.12. Зависимость разрядных напряжений при промышленной частоте от расстояния между электродами (стержень—плоскость и стержень—стержень) в нормальных атмосферных условиях

При напряжении промышленной частоты действующие значения разрядных напряжений U_p в киловольтах можно оценить по следующим эмпирической формулам:

– для промежутка «стержень—заземленная плоскость» длиной до 9 см

$$U_p \approx 6,91x - 0,27x^2, \quad (1.20)$$

где x — длина промежутка, см;

– для промежутка «стержень—заземленная плоскость» длиной от 9 до 100 см

$$U_p \approx 3,51x + 10; \quad (1.21)$$

– для промежутка «стержень—заземленный стержень» — от 10 до 200 см

$$U_p \approx 3,7x + 10. \quad (1.22)$$

– для промежутка «стержень—плоскость», «кольцо—плоскость» — от 100 до 900 см

$$U_p \approx 1444,6 - 15,96(9,133 - 0,01x)^2. \quad (1.23)$$

Чтобы судить о разрядном напряжении в промежутках с резконеоднородным полем при постоянном напряжении с достаточным приближением пользуются данными, полученными в типовых промежутках: «стержень—стержень» и «стержень—плоскость» (рис. 1.13).

Как видим, разрядное напряжение нарастает с увеличением длины промежутка почти линейно, так что средняя напряженность для положительной полярности имеет величину около 7,5 кВ/см, а для отрицательной — около 20 кВ/см. При малых расстояниях (до 1 см)

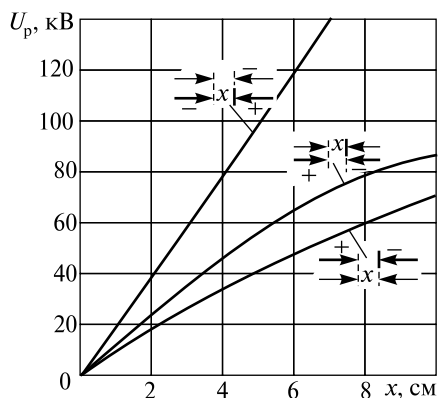


Рис. 1.13. Зависимость разрядных напряжений от расстояния между электродами в промежутках: стержень—плоскость и стержень—стержень, при постоянном напряжении

разница уменьшается, а при расстояниях порядка миллиметров разрядное напряжение отрицательной полярности может быть даже меньше, чем положительной.

При отрицательной полярности на электроде типа стержень или провод разрядное напряжение существенно выше. Объясняется это тем, что при выполнении условий самостоятельного разряда у стержня или провода при положительной полярности подвижные электроны легко уходят из зоны разряда на электрод, а остающийся положительный объемный заряд усиливает напряженность поля во внешней части промежутка, способствуя дальнейшему развитию разряда.

При отрицательной полярности, напротив, малоподвижный положительный объемный заряд уменьшает напряженность поля во внешней части промежутка и для развития разряда требуется большее напряжение.

Разряд между стержнями (один заземлен) происходит при несколько более высоком напряжении, чем при электродах стержень—плоскость.

При переменном напряжении промышленной частоты разряд происходит при полуволне той полярности, для которой разрядное напряжение меньше.

Исследования показали, что при переменном напряжении частотой 50 Гц электрическая прочность немного ниже, чем при постоянном напряжении положительной полярности. Эта разница невелика и объясняется тем, что при переменном напряжении в резконеоднородном поле ионизация имеет место при обеих полярностях, из-за чего происходит некоторое усиление электрического поля у коронирующих электродов зарядами, оставшимися в промежутке от предшествующего полупериода напряжения.

Для оценки разрядного напряжения в воздушном промежутке с резконеоднородным полем при положительной полярности постоянного напряжения на стержне можно пользоваться формулами (1.20—1.22).

Пример 1.10. Определить максимальное значение разрядного напряжения промышленной частоты в промежутке «стержень—заземленная плоскость» при длине промежутка 5 и 20 см.

Решение. По формулам (1.20—1.21) определяем разрядное напряжение для промежутка длиной 5 см

$$U_p \approx 6,91 \cdot 5 - 0,27 \cdot 5^2 = 27,8 \text{ кВ}; U_{p\max} = \sqrt{2} \cdot 27,8 = 39,2 \text{ кВ}_{\max};$$

для промежутка длиной 20 см:

$$U_p \approx 3,51 \cdot 20 + 10 = 80 \text{ кВ}, U_{p\max} = \sqrt{2} \cdot 80 = 113 \text{ кВ}_{\max}.$$

Пример 1.11. Определить максимальное значение разрядного напряжения промышленной частоты и разрядное напряжение при постоянном напряжении положительной полярности на стержне в воздушном промежутке «стержень — заземленный стержень» длиной 20 см.

Решение. По формуле (1.22) определяем

$$U_p \approx 3,7x + 10 = 74 + 10 = 84 \text{ кВ}; U_{p\max} = \sqrt{2} \cdot 84 = 118,5 \text{ кВ}_{\max}.$$

Пример 1.12. Расстояние между кольцевым экраном ввода трансформатора на напряжение 220 кВ и его заземленными металлическими частями равно 2,5 м. Определить величину перенапряжения, приводящую к пробое воздуха между выводом и корпусом трансформатора и коэффициент запаса прочности.

Решение. Принимая острые края вывода за стержневые электроды, получим в соответствии с формулой (1.23) пробивное напряжение между ними

$$U_p \approx 1444,6 - 15,96(9,133 - 0,01 \cdot 200)^2 = 1444,6 - 812 = 632,6 \text{ кВ}, \text{ или } U_{p\max} = 632,6 \cdot \sqrt{2} = 892 \text{ кВ}_{\max}.$$

Максимально возможное напряжение по отношению к земле определяется следующей величиной

$$U_{\max} = 220 \cdot 1,15 \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3} = 206,2 \text{ кВ}_{\max}, \text{ тогда коэффициент запаса равен } U_{p\max} / U_{\max} = 892 / 206,2 = 4,326.$$

Коронный разряд наблюдается на проводах воздушных линий электропередачи. Для определения начальной напряженности коронного разряда переменного тока для проводов с радиусом r было предложено несколько эмпирических формул сходных по своей структуре и отличающиеся только числовыми коэффициентами. Наибольшее распространение получила формула Φ . Пика

$$E_H = 30,3m\delta [1 + 0,3/\sqrt{r\delta}] \text{ кВ}_{\max}/\text{см}, \quad (1.24)$$

где m — коэффициент гладкости провода ($m = 0,82$ для витых проводов), зависящий не только от гладкости провода, но и от атмосферных осадков ($m = 0,6$ при инее, гололеде и изморози);

r — радиус провода, см.

Для сталеалюминевых проводов с диаметром более одного сантиметра в нормальных атмосферных условиях и сухой погоде начальная напряженность лежит в пределах 30—32 кВ/см.

Поскольку с короной связаны недопустимые высокие радиопомехи и потери энергии, то по существующим нормам максимальная напряженность на проводах должна быть $E_{\max} / E_H < 0,9$ или 28 кВ/см.

Наиболее простая формула для определения минимального диаметра проводов для ВЛ на 110—220 кВ приведена в [1]

$$d \geq 0,011 U_{\text{ном}}, \quad (1.25)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение ВЛ, кВ;
 d — диаметр провода, см.

Согласно ПУЭ [6] при выборе конструкции ВЛ необходимо ограничение напряженности электрического поля допустимой по условиям короны и радиопомехам. При расположении ВЛ на отметках до 1000 м над уровнем моря рекомендовано применять провода диаметром не менее 11,4 мм для ВЛ напряжением 110 кВ и 21,6—24 мм — для ВЛ 220 кВ. Поскольку наибольшая напряженность электрического поля в трехфазной цепи ВЛ возникает на средней фазе на отметках более 1000 м над уровнем моря рекомендуется изменение конструкции средней фазы [6].

Пример 1.13. Определить наименьший диаметр провода по условиям допустимых по короне и радиопомехам для ВЛ 110 и 220 кВ.

Решение. По формуле (1.25) определяем
для ВЛ 110 кВ, $d = 0,011 \cdot 110 = 1,21$ см;
для ВЛ 220 кВ, $d = 0,011 \cdot 220 = 2,42$ см.

Отметим, что диаметр проводов контактной сети, выбранный по условиям токовых нагрузок, всегда исключает наличие на них короны в условиях хорошей погоды.

Возникновение короны на проводах приводит к потере энергии и распространению высокочастотного излучения с широким спектром частот, что создает радиопомехи. При атмосферных осадках исключать коронирование проводов нецелесообразно. Даже при хороших погодных условиях корона может возникнуть в местах повреждения поверхности проводов и арматуры гирлянд, на элементах крепления, т.е. в точках местного усиления электрического поля.

Представляют интерес усредненные данные потерь на корону для европейской части России и Западной Сибири, которые показывают, что значительная часть потерь определяется погодными условиями. Так, годовые потери энергии при изморози составляют 40 % от общих потерь (при годовой продолжительности наличия изморози 3,9 %); при дожде — 22 % (продолжительность дождей — 5,7 %); при снеге — 8 % (продолжительность — 9,1 %) и, наконец, при хорошей погоде — 30 % (продолжительность — 81,3 %).

Для развития и завершения разряда воздушного промежутка необходимо определенное время, называемое *временем разряда*. Если длительность приложенного к промежутку импульсного напряжения меньше времени разряда, то пробоя не произойдет, хотя максимальное значение напряжения было достаточным для этого при длительном воздействии напряжения.

Зависимость максимального напряжения импульса от времени разряда называется *вольт-секундной характеристикой* изоляции. Пример построения этой характеристики приведен на рис. 1.14.

При воздействии на изоляционный промежуток импульсов напряжения с различной амплитудой разряд в нем может происходить как на фронте импульса за время $t'_{\text{пр}}$ или $t''_{\text{пр}}$ (кривые 1 и 2 на рис. 1.14), так и спустя некоторое время после достижения импульсом напряжения амплитудного значения (точки *a*, *б* на кривых 3 и 4). Линия, проходящая через точки с ординатами, равными наибольшему напряжению импульса, которого он достиг за время разряда, и абсциссами, соответствующими моментам разряда, и есть вольт-секундная характеристика данного промежутка, которая зависит от формы импульса.

В процессе эксплуатации конструкции с воздушными промежутками подвергаются воздействию грозовых и коммутационных импульсов перенапряжений различной формы.

С целью унификации испытаний и возможности сопоставления результатов проверка способности противостоять грозовым перенапряжениям проводится импульсами с длительностью фронта импульса $(1,2 \pm 0,36)$ мкс и длительностью спада импульса до половины амплитуды (50 ± 10) мкс (обозначение импульса — «1,2/50»), а также более короткими импульсами, которые представляют собой импульс «1,2/50», срезанный через 2—3 мкс после его начала [4].

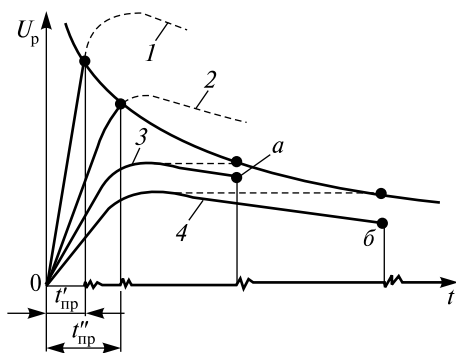


Рис. 1.14. Построение вольт-секундной характеристики (грозовые импульсы)

Вид вольт-секундной характеристики зависит и от степени неоднородности электрического поля в промежутке. Для промежутков с однородным или слабонеоднородным полем вольт-секундная характеристика параллельна оси абсцисс при временах разряда более 1 мкс, т.е. разрядное напряжение остается почти постоянным.

На рис. 1.15 представлена вольт-секундная характеристика роговых разрядников, созданных в 1896 г. и в малоизмененном виде широко применяемая в контактной сети до настоящего времени. В КС с номинальным напряжением 3 кВ длина искрового промежутка (10 ± 1 мм) меньше диаметров стержней, из которых обычно изготавливаются рога, вследствие чего поле в промежутке слабонеоднородное, а разрядное напряжение практически постоянное (см. 1 на рис. 1.15) и равно 34 кВ. При длине искрового промежутка 35 мм электрическое поле в искровом промежутке становится резконеоднородным, а вольт-секундная характеристика 2 на рис. 1.15 имеет большой радиус кривизны, поскольку в таких промежутках время формирования разряда зависит от амплитуды приложенного напряжения.

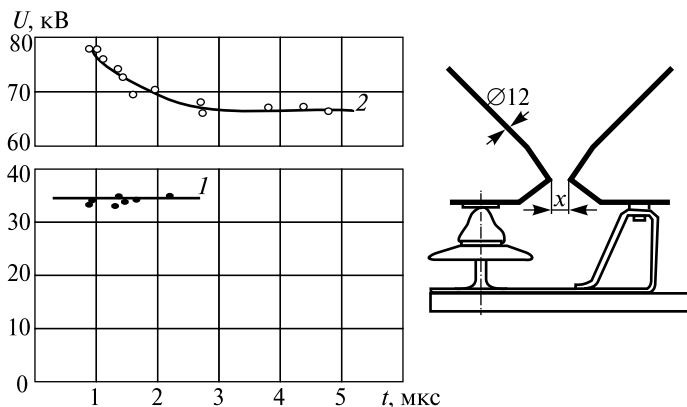


Рис. 1.15. Вольт-секундная характеристика искрового промежутка:
1 — для промежутка $x = 11$ мм; 2 — для промежутка $x = 35$ мм

Для таких промежутков при импульсах «1,2/50» разрядные напряжения U_p больше, чем при переменном напряжении промышленной частоты U_{pmax} . Отношение

$$U_p / U_{pmax} = k_{имп} \quad (1.26)$$

называется *коэффициент импульса* или *коэффициент упрочнения* и обычно относится к определенному времени разряда.

Унифицированной формой коммутационных импульсов является аperiодический импульс со временем подъема напряжения до максимума (250 ± 50) мкс и длительностью импульса от начала до половины максимального значения (2500 ± 500) мкс. ГОСТ 1516.1 [4] предусмотрены и другие формы коммутационного импульса и даже замена испытания коммутационными импульсами испытанием переменным напряжением, так как в этом случае при небольших разрядных промежутках (менее 1 м) величина коэффициента $k_{\text{имп}}$ близка к единице.

В заключение анализа разрядов в воздушных промежутках отметим, что для обеспечения надежной работы электрооборудования в [6, 7] представлены наименьшие изоляционные расстояния по воздуху (в свету) от токоведущих частей оборудования различного номинального напряжения до заземленных элементов подстанций и частей опор.

1.4. Разряды в воздухе вдоль поверхности твердого диэлектрика

1.4.1. Разряд в воздухе по сухой поверхности изолятора

Пробой воздуха вдоль поверхности изолятора сохраняет все свойства разряда, изложенные в п. 1.2. В тоже время он имеет ряд особенностей, связанных с влиянием твердого изолятора на структуру электрического поля и протекание разряда. Как правило, присутствие в воздушном промежутке поверхности твердого изолятора приводит к снижению разрядных напряжений.

Так как внешняя изоляция оборудования внутренней установки эксплуатируется в сухих условиях, а внешняя изоляция наружной установки большую часть времени также эксплуатируется в сухую погоду, то изучение разряда по сухой поверхности изолятора имеет большое практическое значение.

Электрическое поле изолятора на границе раздела искажается вследствие различия диэлектрической проницаемостей и проводимостей твердого диэлектрика и воздуха, а также в результате осаждения на поверхности изолятора зарядов, возникающих от иониза-

ционных процессов в местах, где выполняется условие самостоятельности разряда.

При изучении поверхностных разрядов обычно рассматривают три характерные конструкции воздушных промежутков с твердым диэлектриком (рис. 1.16).

Первая конструкция с однородным полем (рис. 1.16, *а*) практически не встречается в устройствах электроснабжения; вторая (рис. 1.16, *б*) встречается довольно часто — это опорные, подвесные, фиксаторные, консольные и штыревые изоляторы; третья (рис. 1.16, *в*) — проходные изоляторы. Вторая и третья конструкции характеризуются расположением твердого диэлектрика в резконеоднородном поле, особенно у краев электродов. В реальных конструкциях такие места находятся в воздушных щелях или клиньях, образованных металлическими электродами с закругленными краями и поверхностью твердого изолятора.

Развитие разряда вдоль поверхности сухого твердого диэлектрика при наличии воздушного клина рассматривается ниже на примере промежутка «шар (стержень с закругленными краями) — твердый диэлектрик — заземленная плоскость».

На рис. 1.17 представлена картина электрического поля типового промежутка «шар — твердый диэлектрик — заземленная плоскость», имитирующего поле у высоковольтного электрода (размеры указаны в миллиметрах, относительная диэлектрическая проницаемость твердого диэлектрика $\epsilon = 4,5$).

Силовые линии электрического поля выходят под углом β , эквипотенциальные кривые показаны в относительных единицах, считая, что на поверхности шара напряженность электрического поля равна единице.

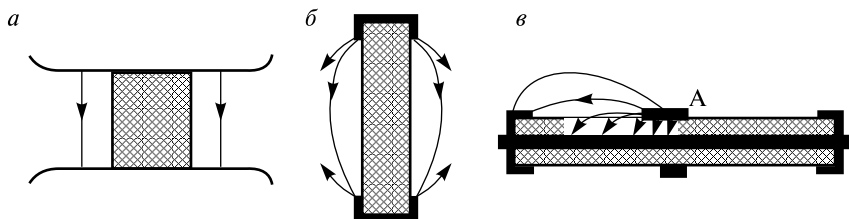


Рис. 1.16. Варианты расположения диэлектрика в электрическом поле

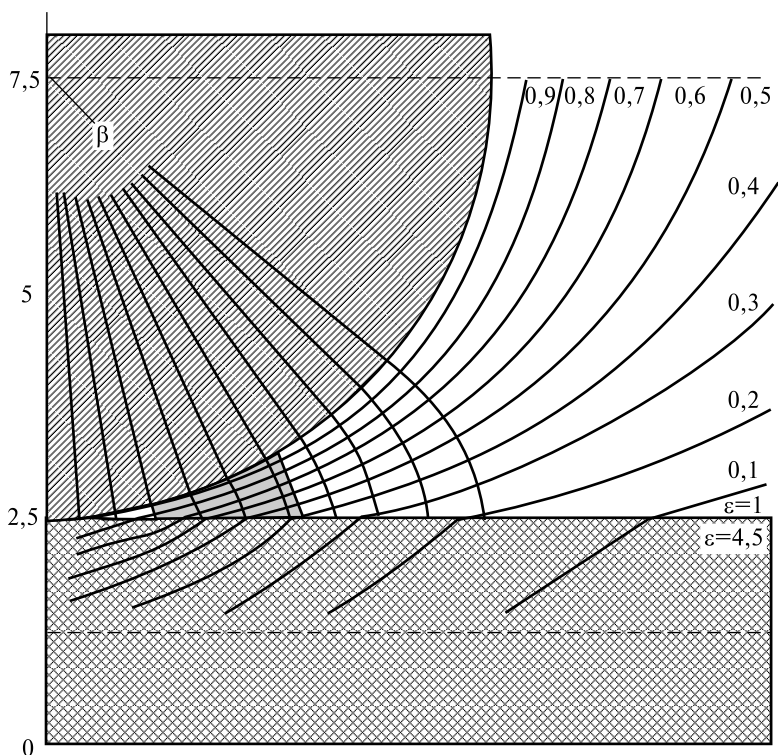


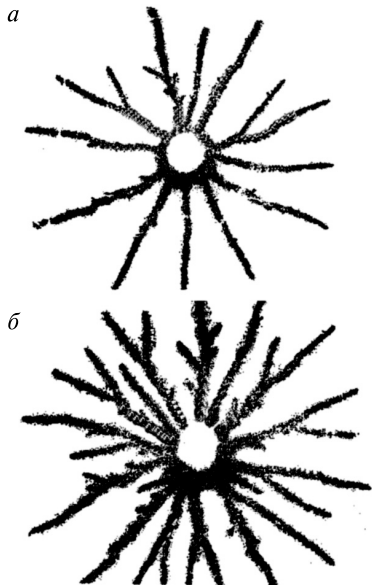
Рис. 1.17. Картина распределения электрического поля в воздушном клине

В воздушном клине, образованном электродом с закруглением и твердым диэлектриком, электрическое поле слабонеоднородное на расстоянии радиуса закругления электрода. Чем дальше от электрода, тем неоднородней становится поле.

При плавном подъеме напряжения постоянного тока положительной полярности до U_H по некоторым силовым линиям в воздушном клине выполняется условие самостоятельности разряда. На рис. 1.17 зона в клине, где выполняется условие самостоятельности разряда, затемнена. Происходит частичный разряд, который будет развиваться по всем силовым линиям вокруг шара. Электроны, возникшие при развитии разряда, уйдут на металлический электрод (шар), а на поверхность твердого диэлектрика в виде кольца осядут положительно заряженные ионы (рис. 1.18). Осевший заряд снизит



Рис. 1.18. Расположение зарядов на поверхности твердого изолятора в промежутке «шар — твердый диэлектрик — заземленная плоскость» после приложения постоянного напряжения положительной полярности, $U = U_H$



электрическое поле в воздушном клине и нарушит условие выполнения самостоятельности разряда.

Дальнейшее повышение напряжения всего на 6 % приведет к выполнению условий самостоятельности разряда и развитию стримеров вдоль поверхности твердого диэлектрика (рис. 1.19, *a*), на длину до 10 мм, т.е. они развиваются в воздухе, где напряженность поля от приложенного к шару напряжения намного ниже начальной напряженности. Распространение стримеров обусловлено электрическим полем, создаваемым зарядами в головке самого стримера.

Положительные ионы от этих стримеров осадут также на поверхность диэлектрика и снизят напряженность поля у электрода.

Чтобы вновь выполнялось условие самостоятельности разряда в промежутке необходимо повысить напряжение или подождать пока произойдет нейтрализация осевших зарядов. На рис. 1.19, *б* видны пути развития следующих стримеров при повышении напряжения до величины равной $1,1 U_H$.

Таким образом, наглядно подтверждается возможность распрос-

Рис. 1.19. Расположение зарядов на поверхности твердого диэлектрика после приложения постоянного напряжения положительной полярности $U = 1,06 U_H$ (*a*) и $U = 1,1 U_H$ (*б*)

транения стримера в электрическом поле, значение которого ниже начального, а также влияние объемного (в данном случае осевшего поверхностного) заряда от предыдущих разрядов на развитие разряда в газе.

Приложение к конструкции с воздушными клиньями переменного напряжения, при котором выполняется условие самостоятельности разряда, приведет к возникновению частичных разрядов в каждый полупериод приложенного напряжения. При смене полярности приложенного напряжения осевший заряд от разрядов, возникших в предыдущий полупериод, будет усиливать поле в воздушном клине и тем способствовать выполнению условий самостоятельности разряда.

Дальнейшее повышение переменного напряжения приводит к возникновению стримеров, длина которых будет увеличиваться. Их каналы во время разряда делаются более яркими, а поскольку они как бы прилипают к поверхности диэлектрика, их называют *скользящими* (рис. 1.20).

Длина скользящего разряда при переменном напряжении связана с удельной поверхностной емкостью и скоростью изменения приложенного напряжения.

Температура в скользящих разрядах значительно больше температуры каналов стримеров. При длительном воздействии скользя-

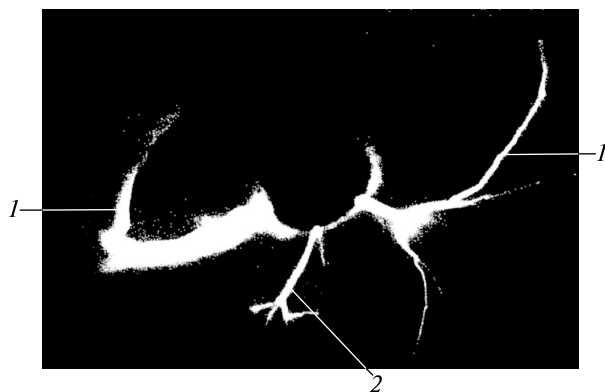


Рис. 1.20. Фотография развития поверхностных частичных разрядов в промежутке «стержень — твердый диэлектрик — плоскость» при переменном напряжении $U = 4,5 U_n$; 1 и 2 — круговой и радиальный скользящие разряды

щих разрядов может происходить эрозия поверхностного слоя фарфоровых изоляторов, а также растрескивание изоляторов вследствие интенсивного локального нагрева.

Коронный разряд в виде лавин или стримеров сопровождается образованием озона и окислов азота, которые при длительном воздействии могут приводить к коррозии металлических фланцев изоляторов.

Длительное воздействие стримеров на поверхность из полимеров приводит к ее тепловому разрушению. На поверхности диэлектриков могут образовываться обугленные дорожки (треки) с повышенной проводимостью. Длина их постепенно растет и может привести к перекрытию изоляционной конструкции (рис. 1.21, *а*). Глубокое выжигание канавки (рис. 1.21, *б*) в полимерных диэлектриках значительно снижает напряжение перекрытия (или пробой) в конструкциях типа проходной изолятор.

Напряжение перекрытия опорных изоляторов в сухом состоянии зависит от длины разрядного расстояния (кратчайшего расстояния между металлической арматурой изоляторов). Испытательные напряжения промышленной частоты для изоляторов с чистой поверхностью нормированы ГОСТом [4]. Нормы испытаний на внешнюю высоковольтную изоляцию предусматривают измерение разрядного (или выдерживаемого) напряжения по поверхности сухих изоляторов при воздействии напряжения промышленной частоты. Измеренное напряжение для краткости называют *сухоразрядным* $U_{\text{ср}}$ либо сухим выдерживаемым $U_{\text{св}}$. Обычно считают, что $U_{\text{св}} = 0,9 U_{\text{ср}}$.

На основании большого количества испытаний различных конструкций опорных изоляторов выявлена практически линейная зависимость разрядных напряжений частотой 50 Гц от расстояния до 1,5 м. Это позволило при конструировании фарфоровых изоляторов в расчетах сухоразрядного расстояния $l_{\text{ср}} > 10$ см пользоваться следующими эмпирическими формулами:

— для опорно-штыревых изоляторов

$$U_{\text{св}} = 15 + 3,95 l_{\text{ср}}; \quad (1.27)$$

— для опорно-стержневых изоляторов

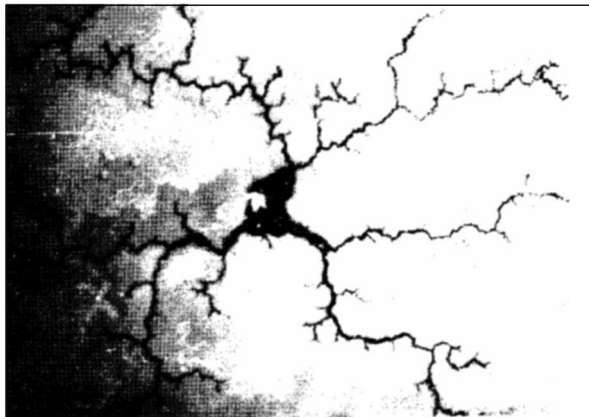
$$U_{\text{св}} = 24 + 3,78 l_{\text{ср}}, \quad (1.28)$$

где $U_{\text{св}}$ — действующее значение выдерживаемого сухоразрядного напряжения, кВ;

$l_{\text{ср}}$ — длина пути перекрытия в сухом состоянии, см, которая ориентировочно определяется как наикратчайшее расстояние по воздуху между высоковольтным и заземленным электродами.

На основании многочисленных исследований были установлены основные закономерности развития разряда на поверхности диэлек-

а



б

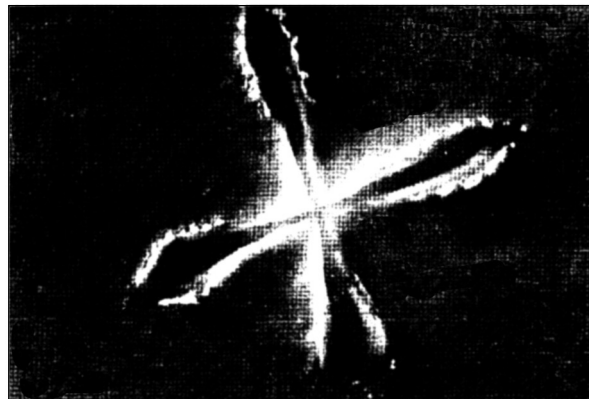


Рис. 1.21. Следы повреждения поверхности твердого диэлектрика под действием частичных разрядов:

а — науглероженные дорожки (треки) на поверхности эпоксидного компаунда;

б — эрозия поверхности из фторопласта

триков в воздухе. Была предложена эмпирическая формула по определению длины скользящего разряда и напряжения, при котором возникает скользящий разряд, приводящий к перекрытию изолятора

$$U_p = l_p^{0,2} \chi (d / \epsilon \epsilon_0)^{0,4}, \quad (1.29)$$

где l_p — расстояние между электродами по поверхности твердого диэлектрика;
 χ — коэффициент, определяемый опытным путем;
 d — толщина диэлектрика.

Практическая ценность этой формулы невелика, но из нее следует, что с ростом длины или толщины изолятора разрядное напряжение повышается незначительно. Следовательно, необходимо принимать меры по недопущению развития ионизационных процессов у фланцев изоляторов.

В литературе приводятся и более простые формулы расчета напряжения возникновения скользящих разрядов, которые приравнивают к напряжению перекрытия; в конструкции с резконеоднородным полем типа «стержень—диэлектрик — заземленная плоскость», это, например,

$$U_p \approx U_{ск} = 26,5 (d / \epsilon)^{0,45}, \quad (1.30)$$

а для напряжения возникновения коронного разряда

$$U_k = 3,0 (d / \epsilon)^{0,45}, \quad (1.31)$$

где d — толщина твердого диэлектрика, мм;

ϵ — относительная диэлектрическая проницаемость этого диэлектрика.

Для проходного изолятора или цилиндрического конденсатора с острыми краями можно использовать формулы (1.30; 1.31), если вместо толщины диэлектрика d подставить величину $d' = R \ln(R/r)$, где r и R — радиусы внутреннего и наружного электродов соответственно.

Средняя сухоразрядная напряженность мало зависит от типа изоляторов; она определяется длиной воздушных промежутков и при напряжении промышленной частоты составляет 4—5,5 кВ/см. При длине гирлянды тарельчатых изоляторов более одного метра она снижается до величины 2,8 кВ/см.

Разрядные напряжения вдоль сухой поверхности изолятора при грозовых и коммутационных импульсах оказываются близкими к разрядным напряжениям чисто воздушного промежутка с аналогичной системой электродов.

Пример 1.14. Определить минимальную длину опорно-стержневого изолятора при нормированном выдерживаемом напряжении в сухом состоянии равном 110 кВ (класса 35 кВ) и 295 кВ (изоляторы класса 110 кВ).

Решение. По формуле (1.28) определяем

– для изоляторов класса 35 кВ минимальная длина $l_{\text{ср}} = (110 - 24)/3,78 = 86/3,78 = 22,8$ см;

– для изоляторов класса 110 кВ минимальная длина $l_{\text{ср}} = (295 - 24)/3,78 = 71,7$ см.

Пример 1.15. Определить напряжения возникновения коронного разряда и скользящих разрядов в воздушном промежутке «стержень—твердый диэлектрик—заземленная плоскость», если толщина твердого диэлектрика $d = 4,5$ мм, а относительная диэлектрическая проницаемость твердого диэлектрика равна 4,5.

Решение. По формулам (1.30 и 1.31) определяем

$$U_{\text{к}} = 3,0 (4,5/4,5)^{0,45} = 3 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ск}} = 26,5 \text{ кВ}.$$

1.4.2. Разряд в воздухе по увлажненной и загрязненной поверхности изолятора

Увлажнение чистой поверхности изолятора происходит в результате выпадения дождя, росы или при возникновении тумана. Разрядное напряжение изоляторов зависит от интенсивности выпадения осадков, неравномерности и угла их выпадения, удельного сопротивления воды и скорости подъема напряжения.

При возникновении сплошной пленки влаги между электродами изолятора через пленку протекает ток, величина которого зависит от проводимости влаги, формы и размеров изолятора.

Под действием этого тока происходит местный разогрев и испарение слоя воды. В местах с наибольшей плотностью тока, наблюдаемой у электрода с минимальным радиусом, происходит подсушивание поверхности изолятора, что приводит к резкому возрастанию падения напряжения на подсушенном участке и его перекрытию по воздуху (рис. 1.22) частичной дугой или *частичным дуговым разрядом* (ЧДР).

Опорная точка дуги, расположенная на краю водяной пленки,

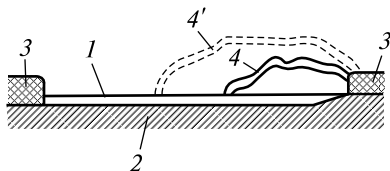


Рис. 1.22. Схема развития разряда вдоль проводящей поверхности изолятора:

1 — влажный проводящий слой; 2 — изолятор; 3 — электроды; 4; 4' — канал частичной дуги в два последующих промежутка времени

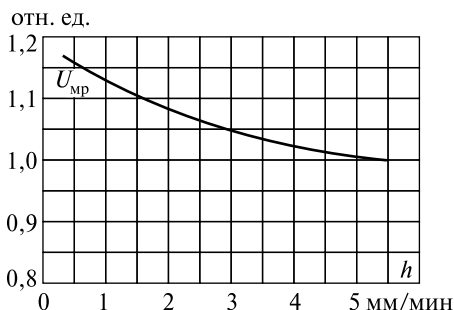


Рис. 1.23. Влияние интенсивности дождя на величину мокроразрядного напряжения (за единицу принято $U_{\text{мр}}$ при интенсивности дождя 5 мм/мин)

На рис. 1.23 показано влияние интенсивности дождя на величину $U_{\text{мр}}$.

Значение мокроразрядного напряжения зависит также от формы изолятора. Нижние поверхности тарельчатых и штыревых изоляторов и стержневых с ребрами не смачиваются дождем, что в итоге приводит к повышению мокроразрядного напряжения.

Исследования показали, что при малом вылете ребер лежащие под ним сухие участки малы и решающую роль играет длина смоченной поверхности изолятора. При увеличении вылета или числа ребер увеличивается длина сухих участков и растет разрядное напряжение под дождем. Когда вылет ребер становится равным или большим половины расстояния между ребрами, разряд перестает идти вдоль поверхности, а идет по воздуху от ребра к ребру.

Значение мокроразрядной напряженности зависит от типа изоляторов. Для тарельчатых изоляторов она составляет (2,0—2,6) кВ/см при напряжении частотой 50 Гц.

Выдерживаемое мокроразрядное напряжение $U_{\text{мв}}$ при частоте 50 Гц под дождем вычисляется по формулам

— для опорно-штыревых изоляторов

$$U_{\text{мв}} = 2,5I_{\text{мр}}; \quad (1.32)$$

— для опорно-стержневых изоляторов

$$U_{\text{мв}} = 3,0I_{\text{мр}}. \quad (1.33)$$

имеет высокую температуру, что способствует подсушиванию новых участков пленки и продвижению дуги вплоть до противоположного электрода, т.е. перекрытия изолятора.

Разрядное напряжение по чистой (незагрязненной) поверхности изолятора при дожде называют *мокроразрядным* напряжением $U_{\text{мр}}$. Мокроразрядные напряжения изоляторов зависят от удельного сопротивления воды и интен-

Поскольку механизм перекрытия по увлажненной поверхности носит тепловой характер, он развивается относительно медленно со скоростью 25—50 м/с, т.е. за полупериод напряжения промышленной частоты опорная точка продвигается не более 0,5 м. Кратковременность грозowych перенапряжений исключает возможность завершения процесса распространения ЧДР до противоположного электрода. Поэтому дождь и вообще увлажнение слабо влияют на поверхностное разрядное напряжение при грозowych импульсах.

При воздействии коммутационных импульсов на увлажненный изолятор ЧДР может привести к перекрытию только в отдельных случаях (малые изоляционные расстояния или большая длительность коммутационных импульсов), при этом мокроразрядные напряжения могут быть в 1,5 раза выше, чем при напряжении с частотой 50 Гц.

Пример 1.16. Определить минимальную длину опорно-стержневого изолятора при нормированном выдерживаемом мокроразрядном напряжении равном 85 кВ (класса 35 кВ) и 215 кВ (изоляторы класса 110 кВ).

Решение. По формуле (1.33) определяем

для изоляторов класса 35 кВ минимальная длина $l_{\text{мр}} = 85/3 = 28,4$ см;

для изоляторов класса 110 кВ минимальная длина $l_{\text{мр}} = 215/3 = 71,7$ см.

Отметим, что длина изолированной части (без фланцев) фарфорового опорно-штыревого изолятора ОНС-35 равна 43,6 см, опорно-штыревого изолятора ИОС-110 — 91 см, а изоляционный промежуток опорных стержневых полимерных изоляторов на 35 кВ составляет 34,4 см. Размеры полимерных опорных стержневых изоляторов на напряжение 110 кВ в целях унификации аналогичны фарфоровым изоляторам на 110 кВ.

Одновременно с атмосферными осадками на работу изоляторов оказывают влияние твердые, жидкие и газообразные частицы различных веществ, находящихся в воздухе. С течением времени (иногда месяцы, иногда годы) может образовываться слой загрязнения, который при увлажнении атмосферной влагой обладает проводимостью значительно выше проводимости дождевой воды.

Опыт эксплуатации показывает, что увлажненные загрязнения существенно снижают изолирующие способности высоковольтных конструкций при длительном воздействии напряжения, т.е. в нормальном эксплуатационном режиме. Перекрытия изоляции в эксплуатационном режиме могут приводить к повреждению оборудования и длительным перерывам в электроснабжении, поэтому их предупреждению придается важнейшее значение.

Отметим, что при атмосферных или коммутационных перенапряжениях перекрытия изоляции в большинстве случаев сопровождаются успешным автоматическим повторным включением (АПВ) и не приводят к перерыву в электроснабжении.

Загрязнение поверхности изоляторов зависит от загрязнения атмосферного воздуха продуктами выветривания поверхности земли, продуктами выбросов промышленными предприятиями и транспортом, захвата ветром капель соленой воды вблизи морей и соленых озер и т.д.

Изоляция электрооборудования тяговых подстанций и в особенности контактной сети подвергается загрязнению специфического состава. Вблизи полотна железнодорожного пути воздух загрязняется: пылью переносимой с полотна; частицами сыпучих грузов, уносимых с открытого подвижного состава при движении поезда; пылью, образованной в результате износа деталей подвижного состава, а также песком, применяемым для увеличения коэффициента сцепления колес с рельсами.

Около морей и солевых водоемов на изоляторы осаждается до $0,1 \text{ мг/см}^2$ соли в сутки. В ветровых районах в весенний и осенний периоды, особенно при туманах, солевое загрязнение наблюдается на расстоянии 10—15 км от берега.

В слое загрязнения всегда содержатся водорастворимые вещества. При их растворении происходит диссоциация части молекул с образованием свободных ионов обоих знаков, вследствие чего резко возрастает поверхностная проводимость изолятора. При наличии в слое загрязнения большого количества быстрорастворимых проводящих примесей снижение изолирующей способности изоляторов до опасных значений происходит при непродолжительных увлажнениях, например, при росе или тумане. При загрязнениях, имеющих меньшее количество проводящих примесей, снижение изолирующей способности изоляторов происходит при длительных увлажнениях морозящим дождем или длительных туманах и оттепелях.

В целом плотность и проводимость слоя загрязнения на поверхности изоляторов не нарастает беспредельно, а приближается к некоторым установившимся значениям, так как одновременно с загрязнением происходит их очистка ветром и особенно ливневыми дождями, которые смывают загрязнения или вымывают из загрязнений растворимые примеси.

Величина поверхностной проводимости увлажненного загрязнения определяет величину тока, протекающего по поверхности изолятора в начальной стадии разряда, и является одним из основных факторов определяющих разрядное напряжение изолятора.

Механизм разряда по загрязненной и увлажненной поверхности аналогичен разряду по увлажненной поверхности.

По влажному слою загрязненного изолятора под воздействием напряжения проходит ток утечки (десятки и даже сотни миллиампер), в результате чего происходит испарение влаги с поверхности изолятора. Из-за неравномерности загрязнения и сложной формы поверхности изолятора интенсивность испарения на разных участках поверхности изолятора различна, поэтому на отдельных частях поверхности могут образоваться подсушенные участки. Сопротивление подсушенных участков намного больше, чем на увлажненных, что создает неравномерное распределение напряжения по поверхности изолятора, в результате чего на подсушенный участок может быть приложено напряжение достаточное для перекрытия его по воздуху. Разряд над подсушенным участком развивается в форме ЧДР, который растягивается вплоть до искрового перекрытия изолятора.

Одновременно может возникнуть несколько ЧДР. Развитие одного из них и приведет к перекрытию. Возможно образование так называемых перемежающихся частичных разрядов, когда подсушенные участки интенсивно увлажняются атмосферными осадками, что приводит к погасанию разряда. Погасание ЧДР может происходить, если к изолятору приложено переменное напряжение, а ЧДР не успевает привести к перекрытию за время до перехода напряжения через нуль при смене полярности.

Вследствие высокой проводимости загрязняющего слоя все эти явления резко усиливаются по сравнению с явлениями при увлажнении незагрязненного изолятора. Поверхностное разрядное напряжение снижается тем в большей степени, чем больше степень загрязнения изолятора.

Результаты многих экспериментов показали, что перекрытия увлажненной и загрязненной поверхности изолятора происходят при напряжениях (*влажноразрядные напряжения*) существенно меньших, чем при сухой и чистой поверхности (рис. 1.24), а время для подготовки и развития разряда намного больше и составляет сотые и даже десятые доли секунды.

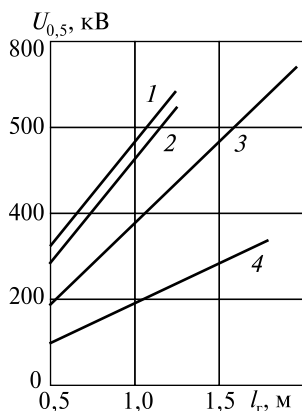


Рис. 1.24. Зависимость 50%-ных разрядных напряжений гирлянды изоляторов ПС-6А от длины гирлянды l_T при положительных коммутационных импульсах 800/1400 мкс:

1 — при сухой гирлянде; 2 — при дожде силой 3 мм/мин и чистой поверхности изоляторов; 3 — при увлажнении до насыщения слоя портландцемента 1 мг/см²; 4 — при увлажнении до насыщения слоя портландцемента 1 мг/см², но при напряжении частотой 50 Гц

Данные, приведенные на рис. 1.24, подтверждают, что при уменьшении длительности воздействия напряжения (коммутационные перенапряжения) снижение электрической прочности изоляторов при увлажнении уменьшается.

При длительности импульсов, соответствующих грозovým перенапряжениям, электрическая прочность изоляторов при увлажненных загрязнениях практически не снижается.

На рис. 1.25 показано изменение мокроразрядного напряжения в зависимости от нескольких видов загрязнения. Если размер загрязнения каинитом (вид удобрения) превышает 0,3—0,4 мг/см², изоляторы практически теряют изоляционные свойства. По данным испытаний мокроразрядные напряжения тарельчатых изоляторов зависят от неравномерности загрязнения (особенно нижней поверхности) и могут понизиться на 30—50 %, а влагоразрядные напряжения (иногда их называют грязеразрядными) в зависимости от общего сопротивления слоя загрязнения могут уменьшаться в 3—4 раза.

Отметим, что на участках контактной сети переменного тока во влажную погоду в случае остановки тепловоза и пуска его дизеля под гирляндой изоляторов поток ионизированных горячих газов может приводить к перекрытию их даже при отсутствии загрязнения. Перекрытия изоляторов на участках переменного тока наблюдались также в длинных мокрых тоннелях вследствие скопления под сводом выхлопных газов тепловозов или топочных уносов от отопительных котлов вагонов.

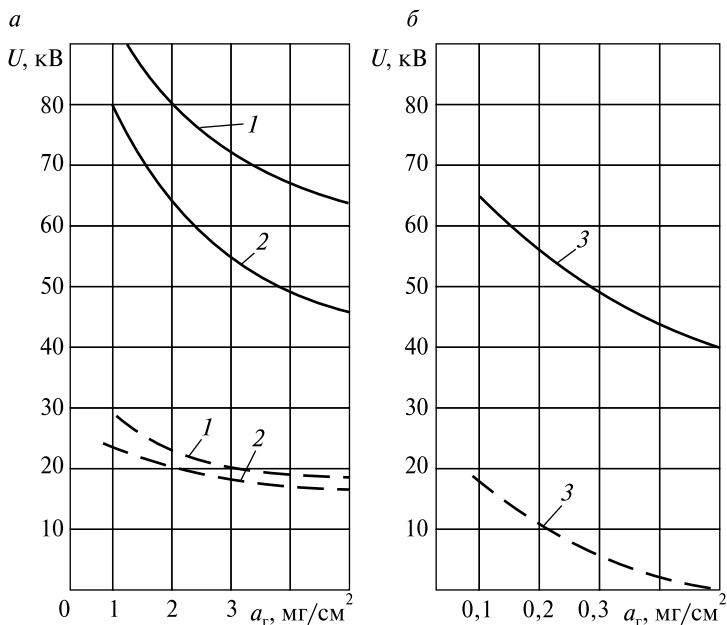


Рис. 1.25 Изменение мокроразрядного напряжения U в зависимости от величины загрязнения a_r :

a — топочными уносами (кривая 1) и цементом (кривая 2); b — каолинитом (кривая 3) для изоляторов ИФС-27,5 (сплошные линии) и ПФ-6 (штриховые)

Большое разнообразие видов загрязнений, встречающихся в условиях эксплуатации, не позволяет выбрать единственное загрязнение, которое можно было бы наносить на поверхность изолятора при определении его влагоразрядного напряжения. Поэтому принято определять влагоразрядные напряжения при нанесении на поверхности изоляторов цемента с последующим увлажнением, а также в атмосфере соленого тумана.

Из приведенной картины развития ЧДР следует, что разрядные характеристики изоляторов при одинаковых загрязнениях будут тем выше, чем длиннее путь развития ЧДР по изолятору. Длина пути развития ЧДР в значительной мере зависит от конфигурации изолятора и не всегда пропорциональна длине пути тока утечки, поскольку не на всех стадиях ЧДР они прилегают к поверхности изолятора.

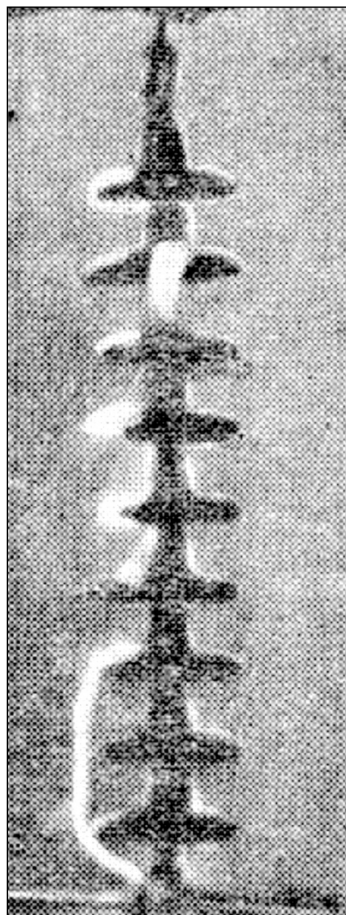


Рис. 1.26. Фотография перекрытия гирлянды изоляторов при интенсивности дождя 3 мм/мин

В ряде случаев, например, у стержневых изоляторов с близко расположенными ребрами или в гирлянде тарельчатых изоляторов, опорная точка ЧДР может перескакивать через отдельные участки. На завершающей стадии разряд не обязательно идет с ребра на ребро или с шапки на шапку очередного тарельчатого изолятора, а может пройти по воздуху, не касаясь отдельных изоляторов (рис. 1.26).

Разрядное напряжение при загрязненной и увлажненной поверхности изолятора повышают путем увеличения длины пути утечки тока за счет создания у изоляторов ребристой поверхности. Учет особенностей геометрии изоляторов и возможность отрыва канала ЧДР от поверхности изолятора выполняется с помощью коэффициента эффективности или *коэффициента использования изолятора*

$$K_{\text{эф}} = L_{\text{ут}} / L_{\text{эф}}, \quad (1.34)$$

где $L_{\text{ут}}$ — геометрическая длина пути утечки или кратчайшее расстояние между электродами по поверхности изолятора;

$L_{\text{эф}}$ — эффективная длина пути утечки.

Для гирлянд и колонок, состоящих из n изоляторов

$$K_{\text{эф}} = nL_{\text{ут}} / L_{\text{эф}}. \quad (1.35)$$

Коэффициент $K_{\text{эф}}$ изолятора определяется экспериментально для конкретного типа изолятора. Значение его приведено в [6]. Приближенно для изолятора тарельчатого типа с диаметром тарелки D его можно оценить по формуле

$$K_{\text{эф}} = 1 + 0,5(L_{\text{ут}} / D - 1). \quad (1.36)$$

Для тарельчатых изоляторов изменение $L_{\text{ут}}/D$ от 0,9 до 1,4 приводит к изменению коэффициента $K_{\text{эф}}$ от 1 до 1,2.

Коэффициент использования штыревых, опорных и подвесных стержневых изоляторов при $L_{\text{ут}}/L_{\text{эф}}$ менее 2,5 равен 1,0; а при $L_{\text{ут}}/L_{\text{эф}} = 2,5\text{--}3,0$ равен 1,10.

В качестве характеристики надежности изоляторов при рабочем напряжении принимается *удельная эффективная длина пути утечки* $\lambda_{\text{э}}$, которая определяется как

$$\lambda_{\text{э}} = L_{\text{эф}} / U_{\text{раб.наиб}}, \quad (1.37)$$

где $U_{\text{раб.наиб}}$ — наибольшее рабочее междуфазное напряжение.

Эффективная длина $L_{\text{эф}}$ пути утечки является важнейшей характеристикой изолятора наружной установки, определяющей его способность длительно без перекрытий выдерживать рабочее напряжение в условиях загрязнения.

Для надежной эксплуатации длина пути утечки изолятора должна быть

$$L_{\text{ут}} \geq K_{\text{эф}} \lambda_{\text{э}} U_{\text{раб.наиб}}, \quad (1.38)$$

а применительно к гирлянде изоляторов число изоляторов в гирлянде должно быть

$$n \geq K_{\text{эф}} \lambda_{\text{э}} U_{\text{раб.наиб}} / L_{\text{ут}}. \quad (1.39)$$

Нормированные минимально допустимые значения $\lambda_{\text{э}}$ поддерживающих гирлянд изоляторов и штыревых изоляторов ВЛ на металлических и железобетонных опорах для районов с различной степенью загрязнения в зависимости от номинального напряжения ВЛ приведены в табл. 1.2 [6].

Таблица 1.2

Удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования, установленного на высоте до 1000 м над уровнем моря

Степень загрязнения	$\lambda_{\text{э}}$, см/кВ (не менее) при номинальном напряжении, кВ	
	до 35 кВ включительно	110—750
1	1,90	1,60
2	2,35	2,00
3	3,00	2,50
4	3,50	3,10

Если электрооборудование установлено на высоте более 1000 м над уровнем моря, то λ_3 должна быть увеличена по сравнению с нормированной в табл. 1.2:

- от 1000 до 2000 м — на 5 %;
- от 2000 до 3000 м — на 10 %.

Согласно [6] удельная поверхностная проводимость слоя загрязнения должна приниматься (не менее): для 1-й степени загрязнения — 5 мкСм; 2-й — 10; 3-й — 20; 4-й — 30 мкСм.

Данные для определения степени загрязнения вблизи различных предприятий, автодорог, прибрежных зон и т.д. также приведены в [6].

Удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования и изоляторов закрытых распределительных устройств напряжением 110 кВ и выше должна быть не менее 1,2 см/кВ в районах с 1-й степени загрязнения и не менее 1,5 см/кВ в районах с 2—4-й степенью загрязнения.

Пример 1.17. Определить длину пути утечки опорных изоляторов на напряжение 35 и 110 кВ, расположенных в районах с 2-й и 3-й степенью загрязнения.

Решение. Длину пути утечки изолятора определяем по формуле (1.38):

— для изоляторов на напряжение 35 кВ, 2-й район по степени загрязнения, $\lambda_3 = 2,35$ см/кВ, наибольшее рабочее междуфазное напряжение 40,5 кВ, коэффициент $K_{эф} = 1,0$, тогда $L_{ут} \geq K_{эф} \lambda_3 U_{раб.наиб} = 1,0 \cdot 2,35 \cdot 40,5 = 95$ см;

— для изоляторов на напряжение 35 кВ, 3-й район по степени загрязнения, $\lambda_3 = 3,0$ см/кВ, наибольшее рабочее междуфазное напряжение 40,5 кВ, коэффициент $K_{эф} = 1,1$, тогда $L_{ут} \geq K_{эф} \lambda_3 U_{раб.наиб} = 1,1 \cdot 3,0 \cdot 40,5 = 133,7$ см;

— для изоляторов на напряжение 110 кВ, 2-й район по степени загрязнения, $\lambda_3 = 2,0$ см/кВ, наибольшее рабочее междуфазное напряжение равно 126 кВ, коэффициент $K_{эф} = 1,0$, тогда $L_{ут} \geq K_{эф} \lambda_3 U_{раб.наиб} = 1,0 \cdot 2,0 \cdot 126 = 252$ см;

— для изоляторов на напряжение 110 кВ, 3-й район по степени загрязнения, $\lambda_3 = 2,5$ см/кВ, наибольшее рабочее междуфазное напряжение 126 кВ, коэффициент $K_{эф} = 1,1$, тогда $L_{ут} \geq K_{эф} \lambda_3 U_{раб.наиб} = 1,1 \cdot 2,5 \cdot 126 = 346,5$ см.

Отметим, что длина пути утечки опорных стержневых полимерных изоляторов на 35 кВ составляет 105—132 см, а на напряжение 110 кВ составляет 301—367 см.

Обеспечение нормированной эффективной длины пути утечки в гирлянде осуществляется увеличением числа изоляторов нормального исполнения или применением изоляторов грязестойкого исполнения.

Внешняя изоляция электрооборудования, изоляторы открытых распределительных устройств 6—220 кВ и гирлянды ВЛ напряжением 6—220 кВ должны иметь 50 %-ные разрядные напряжения

промышленной частоты в загрязненном и увлажненном состоянии не ниже значений, приведенных в табл. 1.3 [6].

Таблица 1.3

50 %-ные разрядные напряжения внешней изоляции в загрязненном и увлажненном состоянии

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	50 %-ные разрядные напряжения, кВ (действующее значение)
6	8
10	13
35	42
110	110
220	220

В подтверждение зависимости надежности электроснабжения от правильного выбора удельной длины утечки можно привести следующие опытные данные, представленные в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Данные по работе ВЛ 110 кВ с различным уровнем изоляции

Количество изоляторов в гирлянде	λ_z , см/кВ	Число отключений на 100 км в год	Срок наблюдений
6	1,2	60	2 месяца
7	1,4	6	5 лет
8	1,6	1	3 года
9	1,8	0,4	3 года

Примечание. Число гирлянд на фазе — 1266; тип изолятора — ПМ-4,5 (ПФ6-Б); $U_{ф.наиб} = 73$ кВ.

Эксплуатационный персонал, проводивший испытания, отмечал, что в утренние часы при увлажнении росой неоднократно наблюдались частичные дуги на гирляндах с $\lambda_z = 1,4$ см/кВ. Не исключалась возможность перекрытия гирлянд при загрязнении их птицами. В год было около 75 ливневых дождей, смывавшим загрязнения с изоляторов.

Опыт эксплуатации показывает, что загрязнение изоляторов воздушных линий и контактной сети птицами, сающимися на конструкции опор, нередко являются причинами поверхностного разряда по изоляторам. На конструкциях контактной сети к тому же птицы часто устраивают свои гнезда.

Характеристика участков железных дорог по степени загрязненности атмосферы (СЗА) согласно [7] приведена в прил. 2.

Нормированная минимальная длина утечки тока для изоляции контактной сети переменного тока 25 кВ в зависимости от СЗА приведена в табл. 1.5 [7].

Таблица 1.5

**Нормированная минимальная длина утечки тока для изоляции КС
переменного тока 25 кВ**

Вид изоляции	Минимальная длина пути утечки тока, мм, для районов с СЗА				
	III	IV	V	VI	VII
Подвесные и стержневые фарфоровые, сборные, стеклянные и полимерные (ребристая поверхность) или гирлянды из тарельчатых изоляторов	800	950	1100	1300	1500
Изоляторы с гладкими полимерными защитными чехлами или покрытиями	750	800	900	1050	1200

Контактные сети не резервируются, поэтому для повышения эксплуатационной надежности сознательно идут на первоначальное удорожание ее конструктивных элементов, в том числе и при выборе количества тарельчатых изоляторов в гирлянде.

Количество изоляторов в подвесных гирляндах (кроме анкерных) в зависимости от типа изолятора и района СЗА для контактной сети переменного тока должно быть не менее четырех тарельчатых. Но в точках подвеса несущего троса по условиям ветроустойчивости подвески и сохранения ее конструктивной высоты рекомендуется применять гирлянды, состоящие максимум из 4-х тарельчатых изоляторов. В VI и VII районах СЗА рекомендуется применять специальные тарельчатые грязестойкие изоляторы.

В подвесных узлах контактной сети постоянного тока (напряжение 3 кВ) независимо от СЗА применяется гирлянда из двух тарельчатых изоляторов с длиной пути утечки тока не менее 500 мм. В анкеровках проводов число тарельчатых изоляторов должно быть на единицу больше, чем в поддерживающих гирляндах [7].

Необходимо отметить, что загрязнение поверхности изоляторов и увеличение тока утечки вызывают электрическую коррозию арматуры изоляторов (в основном пестиков или серег тарельчатых изоляторов). По данным наблюдений коррозия вызывает умень-

шение диаметра стержня на 0,15—0,2 мм в год на железных дорогах со средними условиями загрязнения и до 0,4—0,6 мм — при сильном загрязнении поверхности изолятора. По этим причинам в местах с повышенным загрязнением изоляторы заменяются через 5—10 лет, а в железнодорожных тоннелях с повышенной влажностью изоляторы служат всего 2—3 года.

Применение полимерных изоляторов дает хорошие результаты. Их покрытия из кремнийорганической резины (силиконы), этиленпропиленового мономера и фторопласта гидрофобны. Это предопределило повышение разрядных напряжений полимерных изоляторов в условиях загрязнения (рис. 1.27).

Благодаря высокой механической прочности стекловолоконного стержня диаметр полимерных изоляторов и их вес существенно меньше, чем у фарфоровых и стеклянных. Современные силиконы обладают высокой стойкостью к солнечному излучению и высокой трекинг-эрозионной стойкостью. На рис. 1.28 показан кремнийорганический изолятор, эксплуатировавшийся на ВЛ в течение 15 лет и

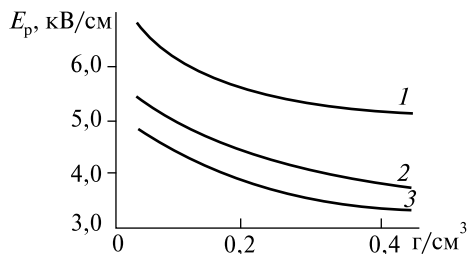


Рис. 1.27. Зависимость средней разрядной напряженности цилиндрических изоляторов с загрязненной и увлажненной поверхностью от степени загрязнения их поверхности для полимерных изоляторов с покрытием из кремнийорганической резины (кривая 1) или этиленпропиленового мономера (2); для стеклянного изолятора (3)



Рис. 1.28. Фрагмент полимерного изолятора из кремнийорганической резины

имеющий слой поверхностных загрязнений. На нем четко видно, что после столь длительной эксплуатации он не потерял свойств гидрофобности.

Таковыми же свойствами обладают и фторопластовые покрытия полимерных изоляторов, однако покрытия из этиленпропиленового мономера под воздействием атмосферных условий (солнечная радиация, мокрые осадки и т.д.) снижают гидрофобность (по некоторым данным в шесть раз в течение года эксплуатации).

1.5. Меры, повышающие электрическую прочность внешней изоляции

Общие требования к воздушным промежуткам и изоляторам внешней изоляции, обеспечивающие надежную работу устройств электроснабжения, изложены в [6].

Меры по повышению разрядных характеристик внешней изоляции можно разделить на конструктивные и профилактические. Конструктивные меры сводятся к регулированию электрических полей в изоляционной конструкции.

В чисто воздушных промежутках основной мерой, повышающей разрядные характеристики (кроме увеличения его длины) является увеличение радиусов закругления электродов.

Разрядные промежутки типа стержень — плоскость при положительной полярности могут быть значительно повышены путем установки диэлектрических барьеров (рис. 1.29), представляющих собой тонкую пластину из диэлектрического материала, установленную перпендикулярно силовым линиям электрического поля в промежутке.

Электрическая прочность самого барьера не играет существенной роли. Влияние барьера обусловлено равномерным осаждением на его поверхности зарядов от коронирующего электрода. В результате этого напряженность электрического поля между коронирующим электродом и барьером снижается, ионизационные процессы прекращаются. Поле между зарядом, осевшим на барьер, и плоскостью усиливается, но становится более однородным, что обеспечивает увеличение электрической прочности в этой части промежутка.

Существует оптимальное расстояние между стержнем и барьером, при котором разрядное напряжение максимально. Это расстояние составляет $1/5$ — $1/6$ длины промежутка. Электрическая прочность промежутка при этом возрастает при положительной полярности на электроде в 2—3 раза, а при отрицательной — только в 1,2—1,3 раза.

Упрочняющий эффект барьеров имеет место при переменном напряжении, так как разряд при этом происходит при положительной полуволне приложенного напряжения. При импульсных напряжениях он выражается слабее из-за короткого времени зарядки барьера.

Отметим, что некоторые авторы указывают даже на небольшое снижение разрядных напряжений при установке барьеров и отрицательной полярности коронирующего электрода.

Можно также отметить, что в реальных конструкциях электрооборудования с чисто воздушными промежутками применение барьеров для повышения разрядного напряжения не получило распространения. Оно широко распространено в конструкциях, в которых вместо воздуха используется масло.

Для некоторого повышения разрядного напряжения при импульсах и при напряжении промышленной частоты на поверхности опорных изоляторов, покрышек вентильных разрядников и т.д. располагают слабо развитые ребра.

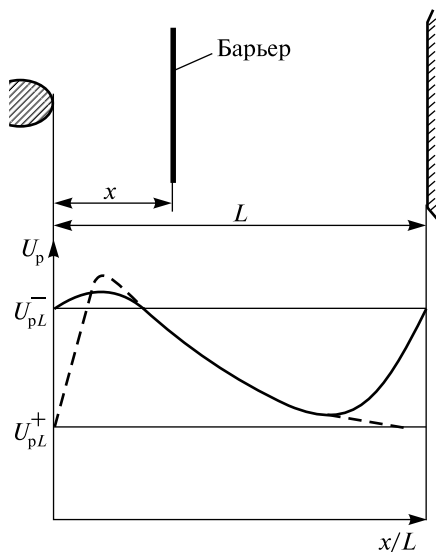


Рис. 1.29. Влияние положения барьера на пробивное напряжение промежутка: стержень — плоскость при положительной (пунктир) и отрицательной (сплошная линия) полярности стержня. Постоянное напряжение: U_{pL}^+ и U_{pL}^- — разрядные напряжения промежутка без барьера соответственно при положительной и отрицательной полярности стержня

Наряду с уже указанными конструктивными мерами повышения разрядных характеристик изоляторов (увеличение длины изоляторов, образования ребер на их поверхности) применяется так называемое регулирование электрического поля. Суть его заключается в создании с помощью экранов более однородного поля, что в свою очередь предотвращает возможность образования коронного разряда и повышает электрическую прочность изоляционной конструкции.

В простейшем случае на конец стержня (заостренной конструкции) устанавливают шар диаметром, обеспечивающим снижение коэффициента неоднородности до величины $k_n = E_{\max}/E_{\text{ср}} < 3$.

В конструкции опорно-стержневого изолятора наибольшая напряженность имеет место вблизи электрода, находящего под высоким потенциалом.

С помощью внутреннего экрана можно добиться более равномерного распределения напряжения вдоль поверхности изолятора, значительно снизить напряженность на электроде, находящемся под напряжением и существенно увеличить разрядное напряжение по поверхности такой конструкции. На рис. 1.30 приведена

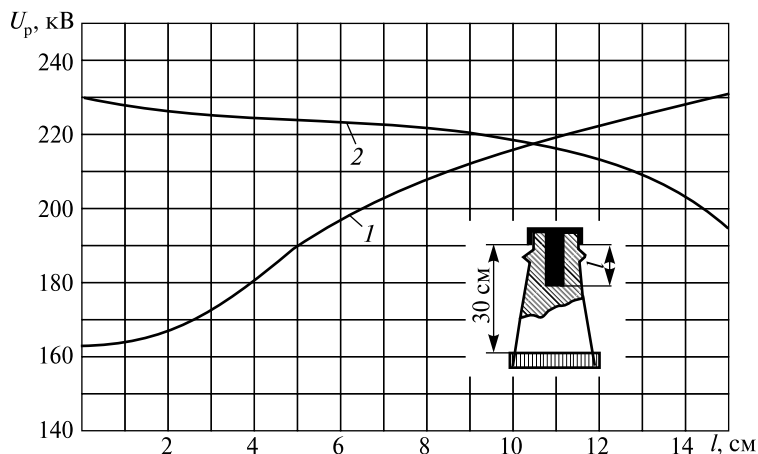


Рис. 1.30. Зависимость 50%-ного импульсного разрядного напряжения по поверхности опорного изолятора от длины экранирующего электрода l :
1 — волна +1,2/50; 2 — волна -2/50

зависимость разрядного напряжения по поверхности опорного изолятора от длины l внутреннего экрана при импульсах напряжений обеих полярностей.

При положительной полярности разрядное напряжение увеличивается по мере увеличения длины внутреннего экрана, что связано с уменьшением напряженности поля у высоковольтного электрода. При отрицательной полярности разрядное напряжение снижается.

Как отмечалось ранее, в резконеоднородном поле развитие разряда с отрицательного электрода сильно затруднено, поэтому разряд начинается с положительного электрода (в данном случае с фланца), хотя напряженность поля на нем меньше, чем на высоковольтном электроде.

При отношении длины внутреннего экрана к общей длине изолятора равной 0,36, зависимости l и 2 на рис. 1.30 пересекаются. Таким образом, применение внутреннего экрана дает возможность поднять значение импульсного перекрытия при положительной полярности на 33 %. По экспериментальным данным в этих же условиях наблюдается увеличение напряжения перекрытия при 50 Гц на 22 %.

Протяженные изоляционные конструкции собирают из опорных изоляторов и тарельчатых изоляторов. Переменное и импульсное напряжения распределяются по изоляторам или колонкам изоляторов неравномерно. Особенно эта неравномерность значительна у длинных гирлянд. На распределение напряжения по тарельчатым изоляторам, имеющим собственную емкость C , влияют так называемые конструктивные емкости, образованные металлическими частями тарельчатых изоляторов и заземленными металлическими частями опоры C_3 , а также металлическими частями изоляторов и проводом C_{Π} . Для гирлянды изоляторов из фарфоровых и стеклянных изоляторов эти емкости имеют значения: $C = 50\text{—}70\text{ пФ}$; $C_3 = 4\text{—}5\text{ пФ}$; $C_{\Pi} = 0,5\text{—}1\text{ пФ}$.

На рис. 1.31 изображена опора с гирляндой из семи тарельчатых изоляторов и емкостные связи гирлянды.

В табл. 1.6 приведены расчетные данные распределения напряжения по гирлянде из семи изоляторов с собственной емкостью изоляторов 50 пФ, емкостью изолятора по отношению к заземленным элементам конструкции 5 пФ и емкостью изоляторов по отноше-

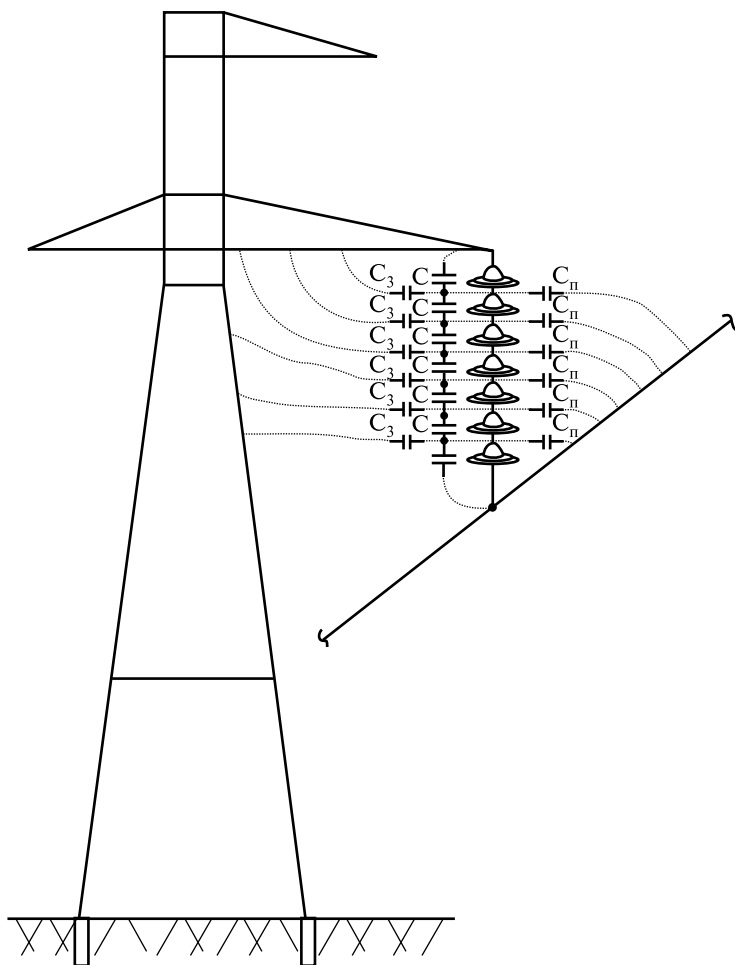


Рис. 1.31. Гирлянда изоляторов и ее емкостные связи

нию к проводу 1 пФ. Данные приведены для случаев всех исправных изоляторов и при повреждении одного или двух из них, когда к гирлянде приложено фазное напряжение линии 110 кВ (64 кВ).

Из данных таблицы следует, что распределение напряжения по изоляторам гирлянды неравномерно: наибольшее напряжение приходится на первый от провода изолятор. При повреждении изоля-

Таблица 1.6

Распределения напряжения по подвесным изоляторам гирлянды ВЛ 110 кВ

Номер изолятора, считая от траверсы	1	2	3	4	5	6	7
Напряжение на изоляторе, кВ	6,5	6,1	6,3	7,3	9,2	12,1	16,5
	8,3	0	7,6	8,3	9,9	12,8	17,1
	8,0	7,75	8,35	10,0	12,8	17,1	0
	7,7	7,3	7,9	9,3	11,9	0	19,9
	9,3	9,2	10,1	12,3	0	0	23,1

Примечание. Падение напряжения на поврежденном изоляторе обозначено «0».

торов в гирлянде падение напряжения на первом от провода изоляторе увеличивается, особенно при повреждении изоляторов расположенных возле него. Однако даже при повреждении двух изоляторов в ВЛ с номинальным напряжением 110 кВ гирлянда обеспечит нормальное функционирование воздушной линии электропередачи при отсутствии перенапряжений.

Предельно допустимое напряжение на изоляторе гирлянды по условиям предотвращения коронного разряда на арматуре составляет 30—50 кВ. Как отмечалось ранее, стримерная корона является источником радиопомех, а озон и окислы азота, образующиеся при короне, вызывают коррозию арматуры изоляторов.

Для выравнивания распределения напряжения вдоль гирлянды изоляторов ВЛ на напряжение 220 кВ и выше применяется арматура в виде металлических колец, восьмерок, овалов, которые крепятся в месте подвески провода. Это приводит к увеличению емкости изоляторов гирлянды на провод с установленной арматурой и как следствие к уменьшению падения напряжения на изоляторах, расположенных возле провода.

Отметим, что сказанное выше относится к гирляндам, изоляторы которых имеют сухие и чистые поверхности. При загрязнении и увлажнении изоляторов распределение переменного напряжения будет определяться главным образом проводимостями по поверхности изоляторов. Как правило, при этом распределение напряжения по изоляторам более равномерное, чем в условиях чистой поверхности изоляторов.

К числу мер, предотвращающих перекрытия по поверхности изоляторов вследствие их загрязнения, следует отнести замену загрязненных и дефектных изоляторов или периодическую очистку изоляции со снятием и без снятия напряжения. Очистка может производиться струей сжатого воздуха или струей воды под высоким давлением. При обмывке водой применяют специальные устройства-отсекаторы, которые придают струе импульсный характер, что уменьшает опасность поражения персонала током, текущим по струе воды. С этой же целью устанавливаются жесткие нормы по удельному сопротивлению воды (не менее 1000 Ом·см при давлении на выходе из сопла 8—20 кгс/см²).

Внедрение современных полимерных изоляторов с силиконом в качестве защитной оболочки в большинстве случаев не требует очистки в течение всего срока службы!

Весьма эффективно применение на изоляторах гидрофобных покрытий из кремнийорганических паст (КВ-3, КПД, КПИ, ГПИ-1) и нефтяных желе толщиной 0,5—1,5 мм. На поверхности изолятора, покрытого гидрофобной пастой, проводящая пленка не создается, так как влага собирается в отдельные разрозненные капли, а твердые проводящие частицы погружаются в пасту. Часть твердых частиц скатывается с поверхности изолятора вместе с каплями. У обработанного пастой изолятора разрядное напряжение увеличивается (рис. 1.32).

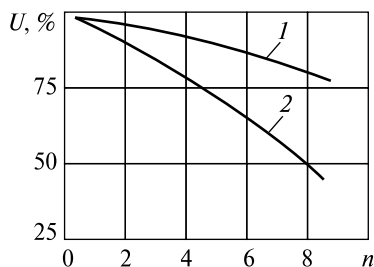


Рис. 1.32. Зависимость мокроразрядного напряжения U от числа n месяцев эксплуатации изоляторов: 1 — с кремнийорганическим покрытием; 2 — без защитного покрытия

Недостатком существующих гидрофобных паст является трудоемкость работ при их применении и необходимость их периодической смены, поэтому их использование целесообразно на подстанциях, подверженным очень сильным загрязнениям.

Радикальным средством борьбы с перекрытием изоляции из-за загрязнения является переход на закрытые распределительные устройства и кабельные линии. Такая мера не всегда возможна и очень дорога.

Контрольные вопросы

1. Назовите конструкции устройств электроснабжения, где воздух используется как основной изолятор.
2. Каковы условия возникновения и протекания ударной ионизации и фотоионизации воздуха?
3. Какая кинетическая энергия электрона в электрон-вольтах необходима для ионизации и возбуждения молекул воздуха?
4. От чего зависит коэффициент первичной ударной ионизации?
5. Каковы условия развития самостоятельного разряда?
6. Какая напряженность электрического поля в воздухе называется пороговой и начальной?
7. Опишите картину развития лавины и стримерного пробоя воздушного промежутка с однородным полем.
8. Поясните сущность закона Пашена.
9. Поясните термин «50 %-ное разрядное напряжение».
10. Что такое коронный разряд и каковы причины его ограничения на ВЛ?
11. В чем заключается методика снятия вольт-секундной характеристики воздушных промежутков?
12. Опишите стадии развития разряда по чистой и сухой поверхности изолятора.
13. Опишите стадии развития разряда по увлажненной поверхности изолятора.
14. Какие факторы влияют на разрядное напряжение изоляционного промежутка в воздухе вдоль загрязненной и увлажненной поверхности изолятора?
15. Почему при грозовых импульсах дождь и загрязнения оказывают малое влияние на разрядное напряжение по поверхности изолятора?
16. Какие полимерные изоляторы применяются при эксплуатации в условиях загрязнения?
17. Какова роль ребер на поверхности тела изолятора?
18. В чем состоит различие между геометрической и эффективной длиной пути утечки по поверхности изолятора?
19. Какие меры повышают разрядные характеристики воздушных промежутков с неоднородным полем?
20. Укажите меры, предотвращающие перекрытия по поверхности изоляторов вследствие их загрязнения.

Глава 2. ВНУТРЕННЯЯ ИЗОЛЯЦИЯ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1. Общая характеристика внутренней изоляции

Внутренняя изоляция электроустановок представляет собой элементы электроизоляционных конструкций, которые изолируют токоведущие части между собой или относительно заземленных проводников и в тоже время *не имеют контакта с атмосферным воздухом* и, что не менее важно, обладают электрической прочностью намного выше электрической прочности атмосферного воздуха. На поведение внутренней изоляции ощутимо влияет лишь среднее значение температуры и влажности воздуха за длительный промежуток времени, соизмеримый со сроком службы изоляции.

В качестве внутренней изоляции используются твердые, жидкие и газообразные диэлектрики, а также комбинации из них. Твердые диэлектрики внутренней изоляции во многих конструкциях выполняют функции механического крепления проводников, находящихся под напряжением. Пробой такой изоляции приводит к необратимым разрушениям, т.е. после пробоя необходима ее замена. Жидкие диэлектрики зачастую используются также и для отвода тепла, выделяющегося во время эксплуатации в элементах электрооборудования. Пробои в жидких диэлектриках приводят к ухудшению ее изоляционных свойств.

К диэлектрическим материалам, используемых в качестве внутренней изоляции оборудования высокого напряжения, предъявляются высокие требования в отношении их электрических, тепловых, механических и других свойств. Физико-химические и техно-

логические свойства отдельных диэлектриков подробно изучаются в курсе «Материаловедение» или «Электротехнические материалы», в данном курсе основное внимание уделяется электрической прочности диэлектриков.

Диэлектрические материалы, используемые во внутренней изоляции, должны обладать высокой электрической прочностью и при этом:

- допускать работу при повышенных температурах;
- быть взрывобезопасными и пожаробезопасными;
- не должны содержать или образовывать в процессе эксплуатации токсичные продукты;
- быть недефицитными и пригодными для высокопроизводительных процессов изготовления как самих материалов, так и изделий из них.

Весь комплекс указанных требований с учетом экономических и экологических требований выполняется, как правило, при создании изоляции из нескольких диэлектрических материалов, т.е. комбинированной изоляции. Существует большое количество разнообразных диэлектриков и их комбинаций, используемых в качестве внутренней электрической изоляции высоковольтных устройств.

Однако для них всех характерны следующие свойства:

- сложный характер зависимости электрической прочности от длительности воздействия напряжения;
- необратимость разрушения при пробое твердых диэлектриков;
- влияние на электрическую прочность тепловых, механических и других воздействий;
- старение, в результате которого снижается электрическая или электрическая и механическая прочность диэлектриков.

Поскольку определить фактическую электрическую прочность внутренней изоляции высоковольтной конструкции невозможно из-за ее повреждения, ее проверка осуществляется приложением испытательных напряжений, значения которых устанавливаются стандартами. Старение изоляции во время эксплуатации предопределяет необходимость систематического контроля ее характеристик в период всего срока службы устройств электроснабжения.

2.2. Основные виды внутренней изоляции и их электрическая прочность

2.2.1. Твердая изоляция

В качестве внутренней изоляции твердые диэлектрики могут использоваться отдельно или входить в состав комбинированной изоляции и при этом нести механическую нагрузку.

Механическая прочность твердых диэлектриков должна обеспечивать не только механическую целостность изоляции и всей конструкции, но и исключать появление в изоляции в течение всего срока эксплуатации трещин, расслоений и других дефектов, приводящих к снижению электрической прочности.

В отличие от газообразной и жидкой изоляции твердая изоляция после пробоя и снятия напряжения не самовосстанавливается.

Многообразие твердой изоляции можно разделить на неорганическую и органическую.

Неорганическую изоляцию (электрофарфор, стеатит, слюда и слюдяные изделия, стекло и стеклотекстолит, асбест) отличает высокая устойчивость к внешним воздействиям, долговечность и невысокая стоимость. Наилучшими электрическими характеристиками обладают стеатит (производство его аналогично производству фарфора) и слюда. Асбест обладает невысокой электрической прочностью, но имеет высокую теплостойкость, негорюч, поэтому используется в создании нагревостойкой изоляции.

Органическая изоляция создается на основе целлюлозы (бумага, картон, фибра, гетинакс, текстолит, пропитанная древесина), синтетических материалов (полиэтилен, полистирол, фторопласт, компаунды) и каучука.

Основным недостатком изоляции из бумаги и картона является их гигроскопичность и низкая нагревостойкость. Эти недостатки устранены в гетинаксе, где листы бумаги пропитаны термореактивной бакелитовой смолой и спрессованы. Если такой же обработке подвергается слой хлопчатобумажной ткани, то получается текстолит.

Электрическая прочность твердого диэлектрика зависит от длительности приложенного напряжения. Эта зависимость имеет сложный вид, так как при разной длительности воздействия напряже-

ния механизм нарушения электрической прочности твердого диэлектрика также разный.

Для инженерной практики электроснабжения железных дорог интерес представляет продолжительность времени, реально возможного при эксплуатации электрооборудования. К такому показателю относится время срока службы (зачастую это многие годы), а также время кратковременных внутренних перенапряжений (сотни миллисекунд) и грозových перенапряжений (десятки микросекунд).

При длительном приложении напряжения различают два вида нарушения электрической прочности твердых диэлектриков: тепловой (электротепловой) и ионизационный пробой.

Тепловой пробой в общих чертах развивается следующим образом. При приложении к диэлектрику напряжения через него протекает ток проводимости. Ток, проходящий через диэлектрик, разогревает его. При росте температуры возможно расплавление или растрескивание диэлектрика, при этом проводимость диэлектрика безусловно увеличивается. Если (при недостаточном отводе тепла) в некотором месте диэлектрика активная проводимость достигает величины $10^{-7}—10^{-8} \text{ Ом}^{-1}\cdot\text{см}^{-1}$, происходит скачкообразное увеличение тока — пробой диэлектрика.

Таким образом, для возникновения теплового пробоя достаточно, чтобы разогрелось какое-нибудь одно место диэлектрика, в котором в силу его неоднородности удельные потери повышены, а средняя температура всего объема диэлектрика при этом может мало отличаться от температуры окружающей среды.

При тепловом пробое электрическая прочность твердого диэлектрика зависит от свойств диэлектрика, времени приложения напряжения и начальной температуры. Тепловой пробой будет всегда сопровождаться образованием проводящего канала. В зависимости от мощности источника электрической энергии в месте пробоя искра или электрическая дуга вызывает оплавление, обгорание, растрескивание диэлектрика. Если вновь приложить напряжение к подвергавшейся пробую твердой изоляции, то пробой произойдет по уже пробитому ранее месту при сравнительно малом напряжении.

На рис. 2.1. показан срез по пробую компаунда с наполнителем из песка (типовой промежуток «стержень — эпоксидный компаунд — заземленная плоскость»). Пробой произошел на границе стержня. Вокруг стержня на поверхности компаунда имеется зона А, в которой под

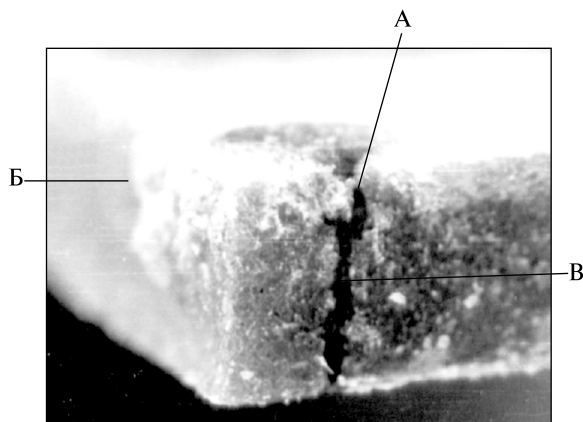


Рис. 2.1. Фотография среза изоляции из эпоксидного компаунда после пробоя в промежутке «стержень—эпоксидный компаунд—заземленная плоскость»

действием частичных разрядов органическая составляющая компаунда разрушена (остался только песок). Разрушение компаунда по толщ диэлектрика происходило по нескольким путям. Один из них привел к пробую В, а незавершенный — показан стрелкой Б.

Образованию проводящего канала предшествует развитие в толще твердого диэлектрика так называемых дендритов (стрелка Б). Форма дендритов может быть различной. На рис. 2.2 показана фотография развития дендритов в изоляции из полиэтилена при больших перенапряжениях (рис. 2.2, а) и при длительном воздействии напряжения (рис. 2.2, б).

Вероятность возникновения теплового пробоя тесно связана с температурой окружающей среды. При низких температурах пробой многих твердых диэлектриков при постоянном напряжении носит нетепловой характер; пробивное напряжение слабо зависит от температуры. Для теплового пробоя характерно сильное уменьшение пробивного напряжения с ростом температуры, связанное с увеличением проводимости диэлектрика.

На рис. 2.3 представлен характер зависимости электрической прочности от температуры для фарфора. Такой же характер зависимости наблюдается и для стекла, т.е. вообще для материалов, из которых изготавливаются многие изоляторы внешней установки с участками из твердого диэлектрика, являющихся внутренней изо-

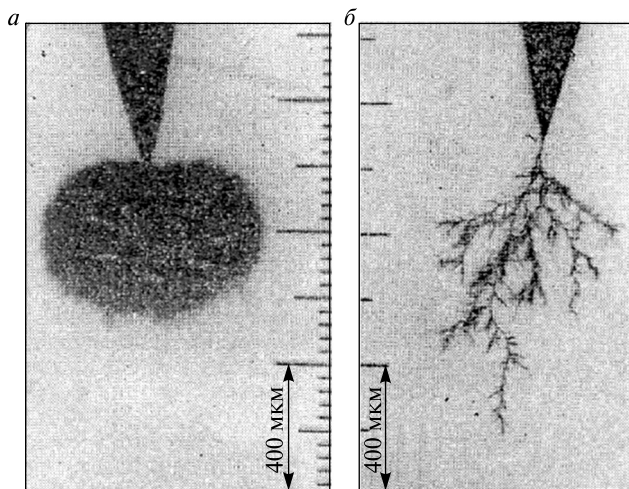


Рис. 2.2. Фотография срезов изоляции с дендритами при больших перенапряжениях (а) и длительном воздействии напряжения (б)

ляцией (например, участки между шапкой и пестиком в тарельчатых изоляторах).

Из зависимости, приведенной на рис. 2.3, следует, что при температуре превышающей $+70^{\circ}\text{C}$ (у отдельных авторов $50\text{--}60^{\circ}\text{C}$) пробивное напряжение стекла и фарфора начинает резко уменьшаться. Данные, представленные на рис. 2.3, получены в лабораторных условиях теплообмена образцов с окружающей средой.

Пробивное напряжение твердых диэлектриков зависит от условий охлаждения и формы напряжения, в частности от частоты переменного напряжения.

Тепловой пробой под воздействием переменного напряжения происходит быстрее и при меньшем напряжении, так как под воздействием переменного напряжения через диэлектрик про-

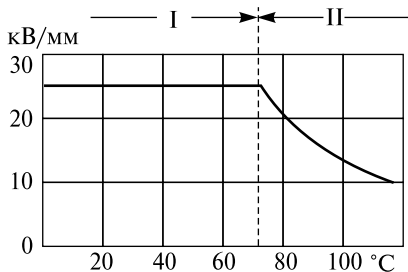


Рис. 2.3. Зависимость электрической прочности фарфора от температуры при переменном напряжении частотой 50 Гц; I, II — соответственно области электрического и теплового пробоя

текает емкостный ток (ток смещения) I_c и активный ток I_a , обусловленный диэлектрическими потерями в диэлектрике.

Отметим, что отношение $I_a/I_c = \operatorname{tg}\delta$ (тангенс угла диэлектрических потерь) называется *коэффициентом диэлектрических потерь* в изоляции.

За счет диэлектрических потерь происходит дополнительный разогрев изоляции. Мощность диэлектрических потерь в изоляции определяется выражением

$$P_d = \omega C U^2 \operatorname{tg}\delta, \quad (2.1)$$

где ω — угловая частота;

C — емкость рассматриваемой изоляции;

U — воздействующее напряжение.

Мощность диэлектрических потерь в изоляции зависит от температуры, так как величина $\operatorname{tg}\delta$ растет при повышении температуры T в соответствии с выражением

$$\operatorname{tg}\delta = \operatorname{tg}\delta_0 \exp[\eta(T - T_0)], \quad (2.2)$$

где η — коэффициент, зависящий от свойств изоляции ($\approx 0,02$ 1/°C);

T — температура окружающей среды;

$\operatorname{tg}\delta_0$ — коэффициент диэлектрических потерь при $T_0 = 20^\circ\text{C}$.

Обратим внимание на работу твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов тяговых подстанций. Так как тяговая нагрузка очень часто изменяется, то и температура обмоток также часто меняется. Но постоянная времени достижения установившейся температуры для обмотки составляет 6—8 мин, а для всего трансформатора, наполненного маслом, 2—4 ч. Следовательно, охлаждающее влияние масла малоэффективно для кратковременных перегрузок обмоток по температуре, а твердая изоляция обмоток будет подвергаться ускоренному старению.

Для сравнительной оценки диэлектриков используется характеристика, называемая *электрической прочностью* $E_{\text{пр}}$. Она определяется в однородном электрическом поле, создаваемом с помощью электродов специальной формы и при определенных нормированных расстояниях между ними. При толщине диэлектрика d (расстояние между электродами) и пробивном напряжении $U_{\text{пр}}$ электрическая прочность равна

$$E_{\text{пр}} = U_{\text{пр}}/d, \text{ кВ/см.} \quad (2.4)$$

В табл. 2.1 приведены электрические характеристики некоторых твердых диэлектриков (электрическая прочность для тонких образцов диэлектриков).

Таблица 2.1

Электрические характеристики твердых изоляционных материалов

Наименование материала	$E_{пр}$, кВ/см	ϵ при 50 Гц	$\operatorname{tg} \delta$ при 50 Гц
Электрофарфор	280—350	6,0—7,2	0,02—0,04
Стеатит	380—500	6,5—7,0	0,0005—0,003
Стекло и стеклотекстолит	100—480	6,0—8,0	0,003—0,05
Слюдавые изделия	120—500	5,8—7,5	0,008—0,07
Асбест	30—60	7,0—8,0	0,2—0,5
Бумага и картоны	100—150	2,2—3,5	0,013—0,03
Фибра	10—55	3—8	—
Гетинакс и текстолит	160—200	5,0—8,0	0,02—0,18
Пропитанная древесина	40—80	7,0—8,0	0,05—0,3
Полиэтилен, полистирол, фторопласт	250—600	1,9—2,8	0,0001—0,0008
Эпоксидные компаунды	250—500	4, 5	0,01—0,05

В высоковольтных конструкциях изоляционные промежутки имеют разнообразные формы и геометрические размеры, поэтому их пробой наступает при разрядных напряженностях E_p , значительно отличающихся от электрической прочности $E_{пр}$.

Отметим, что с увеличением толщины твердого диэлектрика разрядная напряженность снижается из-за ухудшений условия теплоотдачи и увеличения вероятности существования слабых мест на пути разряда. По этим же причинам наблюдается уменьшение пробивных напряжений с увеличением площади электродов.

У материалов, имеющих слоистую структуру (слоистые пластики, бумажная изоляция силовых кабелей, слюда, миканиты и т.д.) электрическая прочность поперек слоев много больше, чем вдоль.

При выборе толщины стенки фарфора изоляторов можно пользоваться следующей эмпирической формулой

$$U_{пр} = 80 \sqrt[3]{d^2}, \text{ кВ}, \quad (2.3)$$

где $U_{пр}$ — действующее значение напряжения частотой 50 Гц;
 d — толщина стенки фарфора (более одного см).

Пример 2.1. Определить пробивное напряжение тарельчатого изолятора с толщиной стенки фарфора в 2 см.

Решение. По формуле (2.3) определяем

$$U_{\text{пр}} = 80\sqrt[3]{4} = 80 \cdot 1,58 = 127 \text{ кВ или } 179 \text{ кВ}_{\text{max}}.$$

Пробивные напряжения, соответствующие временам приложения от нескольких часов до десятков лет, определяются общим старением изоляции. Термин «старение» используется для обозначения целого ряда медленных процессов, таких как изменение структуры диэлектрика под действием механических и тепловых нагрузок, ионизационных процессов в местах с большой неоднородностью диэлектрика. В условиях эксплуатации процессы старения, вызванные различными внешними нагрузками, протекают одновременно, сложным образом влияя друг на друга и усиливая процессы, приводящие к пробое диэлектрика.

Главной причиной ухудшения диэлектрических свойств изоляции в процессе длительной эксплуатации являются частичные разряды (ЧР), возникающие в газовых включениях твердого диэлектрика. Во включениях в виде пор, полостей с различной геометрией, оставшихся после изготовления изоляционной конструкции, или трещин, появившихся в процессе эксплуатации, могут возникать ЧР (выполняться условия самостоятельности разряда) при напряжениях, намного меньших напряжений теплового пробоя.

Под действием ЧР происходит разрушение микрообъемов изоляции, примыкающих к газовому включению. Разрушение диэлектрика сопровождается его деструкцией с выделением газообразных продуктов, а также образованием чистого углерода. Выделяющиеся продукты, оседая на стенки газовой поры могут шунтировать ее и тем уменьшить интенсивность ионизационных процессов. Но с течением времени продукты разложения диффундируют в материал, степень шунтирования уменьшается и ионизационные процессы возобновляются. Со временем размеры газового включения увеличиваются в направлении электрического поля, интенсивность частичных разрядов возрастает и может привести к пробое изоляции. Такой пробой называют *ионизационным*.

Отметим, что в изоляционной конструкции может одновременно находиться большое количество включений различных размеров с самым произвольным расположением их в объеме изоляции.

Механизм образования ЧР в газовом включении аналогичен частичному разряду в воздушном клине, но происходит в замкнутом объеме.

Это обстоятельство позволяет распространить механизм развития ЧР и на включения, возникающие в комбинированной изоляции «твердый диэлектрик—жидкость» (например, в масляных прослойках бумажно-масляной изоляции кабелей или конденсаторов), «твердый диэлектрик—газ» или в газовых включениях в жидком диэлектрике.

Ниже рассматриваются закономерности развития ЧР на участке изоляции с одним газовым включением. Схема замещения участка приведена на рис. 2.4, б, где C_B — емкость газового включения; C_D — емкость участка изоляции, расположенного последовательно с газовым включением; C_A — емкость остальной части изоляции.

Если к приведенной схеме приложить переменное напряжение $u = U_m \sin \omega t$, то на газовом включении, т.е. на емкости C_B , будет напряжение

$$u_B = U_m C_D / (C_D + C_B) \sin \omega t = U_{Bm} \sin \omega t. \quad (2.5)$$

При $U_{Bm} \geq U_{B3}$, где U_{B3} — пробивное напряжение газового включения (напряжение зажигания), во включении возникнет ЧР. При соблюдении технологии изготовления изоляции размеры газового включения в направлении электрического поля составляют десятые или сотые доли миллиметра, а электрическое поле во включении близко к однородному. В этих условиях при давлении газа во включении, близком к атмосферному, согласно кривой Пашена пробивное напряжение U_{B3} слабо зависит от произведения размеров включения на давление и составляет для воздуха около 360—1000 В (см. рис. 1.10).

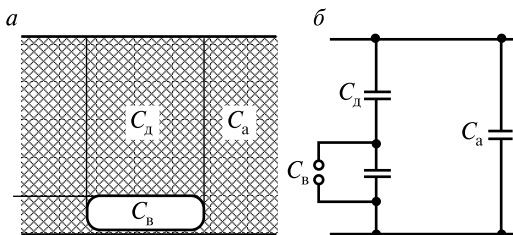


Рис. 2.4. Участок изоляции с газовым включением (а) и эквивалентная схема его замещения (б)

При пробое включения (емкости C_B) ионы, образующиеся в процессе разряда, оседают на поверхность включения и создают поле, обратное по направлению основному полю, в результате чего разряд гаснет (не выполняется условие самостоятельности разряда), а на включении остается напряжение, которое называют напряжением погасания ($U_{\text{ВП}}$). Это напряжение может быть в пределах $U_{\text{ВП}} = (0,5 - 0,9) U_{\text{ВЗ}}$. Чтобы во включении вновь выполнялись условия самостоятельности разряда, т.е. возникли новые ЧР, необходимо поднять напряжение, чтобы скомпенсировать поле зарядов от предыдущих разрядов. Следовательно разряды во включении повторяются через промежутки времени, соответствующие изменению напряжения на включении (емкости C_B) на $\Delta U = U_{\text{ВЗ}} - U_{\text{ВП}}$.

Если для рассматриваемого включения напряжение гашения $U_{\text{ВП}}$ и напряжение пробоя $U_{\text{ВЗ}}$ величины постоянные и для обеих полярностей одинаковы, то развитие частичных разрядов во времени при переменном напряжении будет проходить так, как схематично изображено на рис. 2.5.

Отметим, что ЧР противоположной полярности возникают до наступления напряжения противоположной полярности на диэлектрике. Это объясняется влиянием зарядов, осевших от ЧР предыдущей полярности, так как в этом случае они создают поле, усиливающее напряженность во включении.

Если соотношение $U_{\text{ВМ}} > U_{\text{ВЗ}}$ увеличивается, то число ЧР увеличивается, а интервал между ЧР уменьшается; разрушающее воздействие ЧР на диэлектрик возрастает. При $U_{\text{ВМ}} \gg U_{\text{ВЗ}}$ время Δt уменьшается (см. рис. 2.5), интервал между ЧР уменьшается настолько, что ЧР сливаются в так называемый «безимпульсный» разряд, разрушающее воздействие которого намного больше отдельных ЧР.

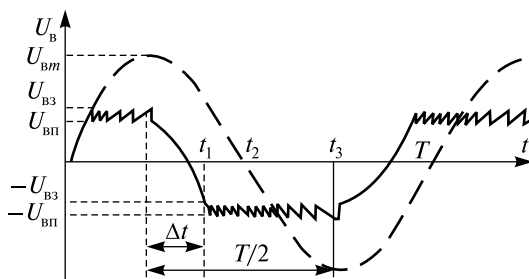


Рис. 2.5. Развитие во времени ЧР при переменном напряжении

Заряды единичных ЧР во внутренних полостях могут составлять от 10^{-7} до 10^{-12} Кл и даже меньше, а время их развития от 10^{-7} до 10^{-10} с, поэтому измерение характеристик ЧР, да еще на фоне различных электрических помех, вызывает большие трудности.

Рассмотрение методов и схем измерения характеристик частичных разрядов не входит в задачу изложения данного пособия. Наиболее обстоятельно они изложены в [1].

На рис. 2.6 представлены характерные осциллограммы частичных разрядов в полости глубиной 0,2 мм при длительном воздействии различного напряжения промышленной частоты. Измерения проводились с помощью наиболее помехозащищенной мостовой схемы. На рис. 2.6, в видно, что при напряжении близком к $3U_{ВЗ}$ ЧР сливаются в так называемый «безымпulseный» разряд.

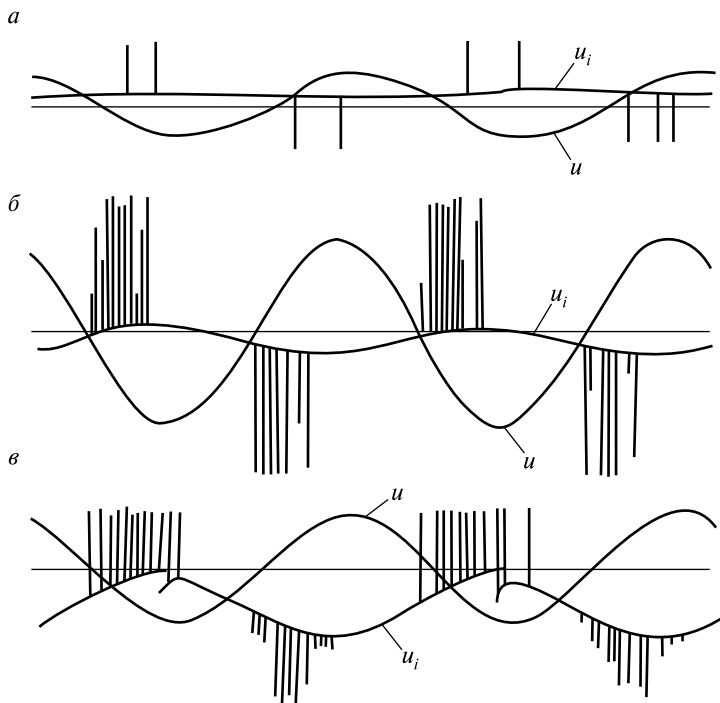


Рис. 2.6. Осциллограммы развития разрядов в полости полиэтилена при переменном напряжении:

а — при напряжении, близком к $U_{ВЗ}$; *б* — около $2U_{ВЗ}$, *в* — около $3U_{ВЗ}$; *u* — приложенное напряжение; *u_i* — напряжение небаланса моста

Схематическое изображение ЧР при приложении к участку изоляции медленно нарастающего постоянного напряжения приведено на рис. 2.7.

При напряжении большем, чем $U_{вз}$ или $E_{вз}$, но меньшем, чем максимальное или установившееся значение постоянного напряжения, условия возникновения ЧР ничем не отличаются от условий возникновения ЧР в первую четверть периода переменного напряжения. При достижении напряжения, близкого к установившемуся значению, на выполнение условий повторного ЧР влияет скорость стекания поверхностных зарядов от предыдущих ЧР. Стеkanie (нейтрализация) зарядов протекает по экспоненциальному закону с постоянной времени

$$\tau_{и} = \rho_0 \epsilon_0 \epsilon, \quad (2.6)$$

где ρ_0 и $\epsilon_0 \epsilon$ — соответственно удельное объемное сопротивление и диэлектрическая проницаемость изоляции.

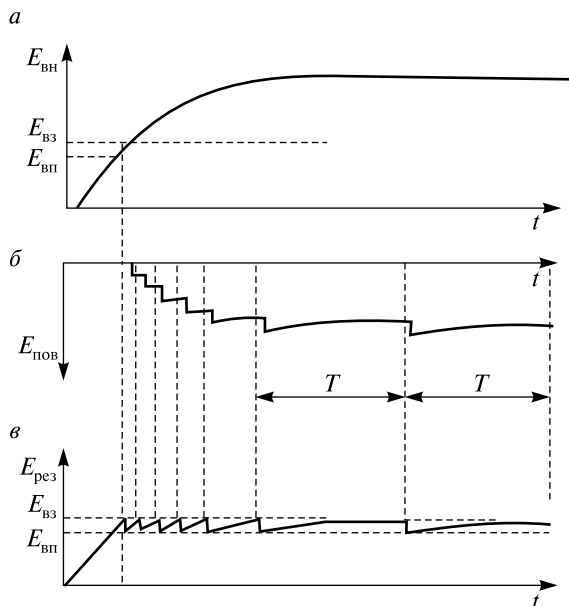


Рис. 2.7. Изменение результирующей напряженности электрического поля во включении при воздействии постоянного напряжения:

$a, б$ — напряженность поля, создаваемая приложенным напряжением и поверхностным зарядом; $в$ — результирующая напряженность поля во включении

Напряженность, создаваемая поверхностными зарядами во включении, уменьшается по закону

$$E_{\text{пов}} = E_{\text{опов}} \exp(-t/\tau_{\text{и}}). \quad (2.7)$$

В результате стекания заряда напряженность во включении возрастает и при достижении величины $E_{\text{вз}}$ происходит очередной ЧР.

Таким образом, при установившемся постоянном напряжении интервал между ЧР будет определяться постоянной времени изоляции. Обычно $\tau_{\text{и}}$ составляет сотни секунд, что приводит к интервалам между ЧР во включении до десятков секунд. Это на несколько порядков больше, чем при напряжении промышленной частоты с такой же амплитудой напряжения.

Так как при каждом ЧР в его канале рассеивается энергия, часть из которой идет на разрушение изоляции, то при переменном напряжении разрушение диэлектрика под действием частичных разрядов происходит более интенсивно и ионизационный пробой изоляции произойдет намного раньше, чем при приложении постоянного напряжения той же величины.

Зависимость пробивного напряжения $U_{\text{пр}}$ от времени выдержки в определенном интервале времени t выражается формулой [1]

$$U_{\text{пр}} = At^{-1/\alpha}, \quad (2.8)$$

где показатель степени α зависит от особенностей изоляционной конструкции, вида изоляции, рода воздействующего напряжения.

Срок службы $\tau_{\text{сл}}$ изоляции может быть определен из выражения [1]

$$\tau_{\text{сл}} = AE^{-\alpha}. \quad (2.9)$$

Постоянная A и показатель степени α зависят от особенностей изоляционной конструкции, вида изоляции, рода воздействующего напряжения и определяются опытным путем. Отметим, что показатель степени α для маслобарьерной изоляции силовых трансформаторов при напряжении промышленной частоты составляет 55—80, а для конденсаторной изоляции только 4—8.

На рис. 2.8 представлены кривые типичной зависимости мощности ЧР 1 и срока службы 2 от напряжения. Увеличение напряжения до величины большей, чем $3U_{\text{вз}} = U_{\text{кр}}$, приводит к резкому увеличению мощности ЧР и к резкому изменению зависимости срока службы от величины напряжения, что свидетельствует об изменениях в физических процессах, происходящих в изоляции.

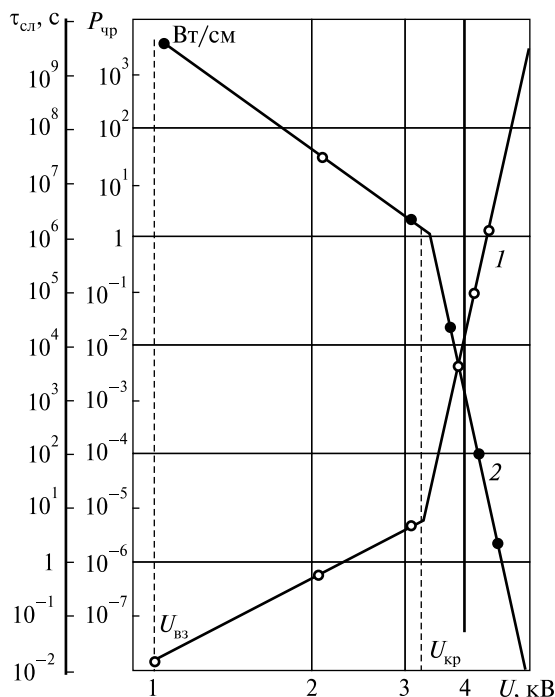


Рис. 2.8. Зависимость мощности частичных разрядов $I (P_{чр})$ и срока службы $2 (\tau_{сл})$ от напряжения в бумажно-масляной изоляции толщиной 80 мкм

Экспериментально установлено, что при сроках службы более года с учетом воздействия ЧР его (срок) можно вычислить по формуле [8]

$$\tau_{слчр} = A / (U - U_{вз})^n, \quad (2.10)$$

где постоянная A для твердой изоляции при нормальных условиях составляет $6 \cdot 10^9$ год/(кВ) n , а показатель степени $n = 4-8$.

Пример 2.2. Определить срок службы твердой изоляции, если напряжение возникновения ЧР равно 50 кВ, а изоляционная конструкция работает при напряжении 75 кВ.

Решение. По формуле (2.10) определяем срок службы, принимая значение показателя $n = 6$

$$\tau_{слчр} = 6 \cdot 10^9 / (75 - 50)^6 = 25 \text{ лет.}$$

При длительной эксплуатации электрооборудования внутренняя изоляция подвержена тепловому старению, которое определяется

рабочей температурой изоляции. С повышением температуры изменяется структура материала, что приводит к повреждению изоляции под воздействием механических нагрузок и к электротепловому пробою.

Зависимость среднего срока службы изоляции $\tau_{\text{сл}}$ от температуры T (°C) можно оценить по формуле Монтзингера

$$\tau_{\text{сл}} = \tau_{\text{слн}} \cdot 2^{(T_{\text{н}} - T)/\Delta T}, \quad (2.11)$$

где ΔT — постоянная, численно равная величине повышения температуры, вызывающей сокращение срока службы изоляции при тепловом старении в 2 раза;

$\tau_{\text{слн}}$ — нормированный срок службы при максимальной нормированной температуре $T_{\text{н}}$.

Значение ΔT для изоляции силовых трансформаторов принимается равным 8 °C, для тяговых электродвигателей — 10 °C, а для изоляции трансформаторов находившимся в длительной эксплуатации — 6 °C [8].

Пример 2.3. Расчетный период для изоляции трансформатора при температуре 80 °C составляет 40 лет. Определить срок службы этой изоляции при рабочей температуре 90 °C.

Решение. По формуле (2.11) определяем

$$\tau_{\text{слт}} = 40 \cdot 2^{(80 - 90)/6} = 40 \cdot 2^{-1,7} = 12 \text{ лет.}$$

Пример 2.4. Расчетный период для изоляции трансформатора при температуре 80 °C составляет 40 лет. Первые 5 лет он проработал при температуре 90 °C. Определить остаточный ресурс работы трансформатора при температуре 80 °C.

Решение. При повышенной температуре происходит ускоренное старение изоляции, поэтому за 5 лет будет выработан следующий ресурс

$$\tau_{\text{слт}} = 5 \cdot 2^{(90 - 80)/8} = 5 \cdot 2,38 = 11,9 \text{ лет.}$$

Таким образом, оставшийся ресурс работы трансформатора при температуре 80 °C составит

$$40 - 11,9 = 28,1 \text{ лет.}$$

Пример 2.5. Определить расчетный срок службы изоляции при наличии ЧР и работе при повышенной температуре. Числовые данные взять из примеров 2.2 и 2.3.

Решение. Срок службы изоляции при одновременном действии обоих механизмов старения можно оценить по выражению

$$\tau = 1 / \left(\frac{1}{\tau_{\text{чр}}} + \frac{1}{\tau_m} \right) = 1 \cdot (1/25 + 1/12) = 8,1 \text{ г.}$$

При малых временах воздействия напряжения на твердый диэлектрик (от единиц микросекунд до нескольких миллисекунд), но при значительно большем напряжении, чем при тепловом пробое, в изоляции наступает так называемый чисто *электрический пробой*. Такой пробой в твердом диэлектрике, как и в воздухе, связан с ускорением электронов под воздействием электрического поля. Показателем наличия свободных электронов является ток проводимости (или сопротивление изоляции) при постоянном напряжении. В твердом теле электроны частично связаны с индивидуальными атомами, а частично с группами атомов, их связь особенно уменьшается в местах структурной неоднородности материала, поэтому физическую картину пробоя твердого диэлектрика описать трудно. Более того, общепризнанной теории, раскрывающей все стороны явления электрического пробоя твердых диэлектриков, не существует.

В общем виде, процесс электрического пробоя можно представить так. При определенной напряженности электрического поля свободные электроны диэлектрика накапливают энергию, достаточную для ионизации молекул диэлектрика и образования концентрированного потока электронов. За счет энергии, выделяющейся при взаимодействии потока электронов с молекулами диэлектрика, происходит разрушение последнего с образованием проводящего канала.

При электрическом пробое электрическая прочность твердого диэлектрика не зависит от температуры (см. рис. 2.3). Процесс электрического пробоя твердого диэлектрика с образованием проводящего канала может длиться 10^{-7} — 10^{-8} с и даже меньше.

В неоднородных полях условия для электрического пробоя прежде всего образуются у электрода с малым радиусом закругления.

Если к твердому диэлектрику прикладываются грозовые или коммутационные импульсы напряжения с амплитудой несколько меньшей пробивной, то в диэлектрике возникают частичные разряды с образованием проводящих трещин. При повторных импульсах эти трещины увеличиваются, что приводит к пробое диэлектрика при импульсном напряжении меньшем, чем пробивное напряжение единичного импульса. Это явление, отражающее накопление повреждений изоляции, называется *кумулятивным эффектом*, который необходимо учитывать при импульсных испытаниях высоковольтного оборудования.

При электрическом пробое импульсная пробивная напряженность различных диэлектриков в однородном поле достигает 10^3 — 10^4 кВ/см.

2.2.2. Жидкая изоляция

В высоковольтном электрооборудовании в основном используются трансформаторное, кабельное и конденсаторное масла, являющиеся продуктами перегонки нефти. Отличаются они степенью очистки. Самое чистое — конденсаторное масло, трансформаторное масло имеет наибольшее количество примесей. Названия этих масел сами говорят об областях их применения.

Другие жидкости природного происхождения в устройствах электроснабжения применяются редко. В силовых и импульсных конденсаторах применялись синтетические жидкости: хлорированные дифенилы, жидкие фторированные углеводороды и жидкие кремнийорганические диэлектрики. Поскольку при разрядах часть из них выделяют токсические вещества, использование их или запрещено или ограничено.

Несмотря на обилие экспериментальных данных, теоретически пробой жидких диэлектриков изучен слабее, чем пробой газообразных и даже твердых диэлектриков. Основной причиной является то обстоятельство, что пробой жидкого диэлектрика в значительной мере зависит от мельчайших твердых, жидких и газообразных примесей. Явление пробоя жидких диэлектриков при наличии примесей, усложнено тем обстоятельством, что частицы примесей обладают значительной подвижностью. Под действием электрического поля происходит их перераспределение, что приводит к образованию мостиков из твердых частиц или пузырьков газа. Из-за нагрева изоляции предпробойными процессами (например, увеличением проводимости) могут возникать пузырьки газа, что значительно влияет и на механизм пробоя и на пробивное напряжение. Всем этим объясняются трудности создания количественной теории пробоя жидких диэлектриков.

В самом общем виде электрический пробой жидких диэлектриков представляют так. Под действием приложенного напряжения возникает эмиссия электронов из электрода, который в данный момент имеет отрицательную полярность (катод); дальше идет их раз-

множение в результате ионизации нейтральных молекул жидкости. Происходят частичные разряды в виде стримеров. Дальнейшее развитие разрядов во многом зависит от наличия и вида примесей. Но выделяющаяся при развитии стримеров теплота ведет к испарению и вскипанию участков масла, т.е. к образованию газовых пузырьков, поэтому дальнейший путь разряда будет включать не только жидкую, но и газообразную фазу. При длительном приложении напряжения или повышении приложенного напряжения произойдет пробой в промежутке с жидким диэлектриком.

Поскольку из жидких диэлектриков трансформаторное масло имеет наибольшее значение в устройствах электроснабжения, основное внимание уделяется ниже пробивным характеристикам трансформаторного масла.

В разрядных промежутках с резконеоднородным полем в трансформаторном масле возникают разряды в виде незавершенных стримеров, т.е. корона. На качество самого трансформаторного масла корона заметным образом не влияет, но развитие стримеров в масле вдоль твердой органической изоляции со временем может привести к образованию треков и перекрытию или пробоем всей изоляционной конструкции.

Если пробой промежутка происходит под действием коротких импульсов, то разрядный канал оказывается заполненным сильно ионизованным газом (плазмой). Жидкая среда оказывает на разрядный канал сильное деионизирующее действие и промежуток может восстановить свою практически первоначальную электрическую прочность. Продукты разложения масла, образованные во время разряда, постепенно рассеиваются в объеме масла. При пробое масляного промежутка с образованием устойчивой дуги способность к самовосстановлению электрических характеристик масла снижается.

При разрядах от грозовых и коммутационных перенапряжений (продолжительность времени до 1000 мкс) механизм разряда близок к механизму электрического разряда в воздухе. При большей продолжительности времени на механизм развития пробоя и электрическую прочность значительно влияет характер примесей.

Зависимость пробивного напряжения трансформаторного масла, да и других жидких диэлектриков, от времени воздействия сильно отличается от временной зависимости газа и твердого диэлектрика. Если для газа значение коэффициента импульса начинает

отличаться от единицы при длительности импульса 10^{-6} — 10^{-7} с (см. рис. 1.15), а для твердых диэлектриков вообще не зависит от времени вплоть до 10^{-7} — 10^{-8} с, то в жидких диэлектриках развитие пробоя требует гораздо большего времени.

Пробивное напряжение трансформаторного масла зависит от длительности приложенного напряжения в очень широком интервале времен. На рис. 2.9 приведена зависимость разрядных напряжений в слабонеоднородном поле.

Приводятся данные, в которых коэффициент упрочнения трансформаторного масла при времени электрического воздействия менее 10^{-2} с доходит до 3, а при длительностях импульса до 10^{-7} с может достигать 10. Эффект полярности объясняется аналогией в развитии положительного и отрицательного стримера в жидкостях и газах.

На рис. 2.10 приведена зависимость пробивной напряженности чистого трансформаторного масла при температуре 14°C и сравнительно больших временах приложения напряжения (расстояние между электродами 0,25 см).

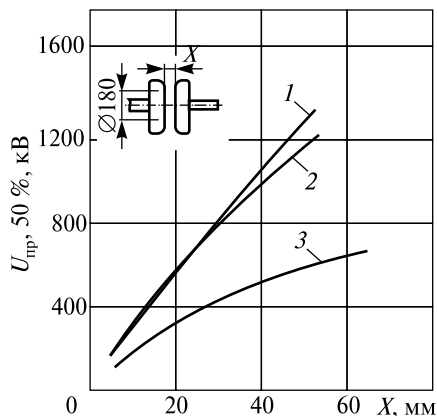


Рис. 2.9. Зависимость разрядных напряжений в трансформаторном масле от расстояния между электродами:

1 — 50 %-ное импульсное напряжение (1,2/50) отрицательной полярности; 2 — то же, положительной полярности; 3 — переменное напряжение частотой 50 Гц

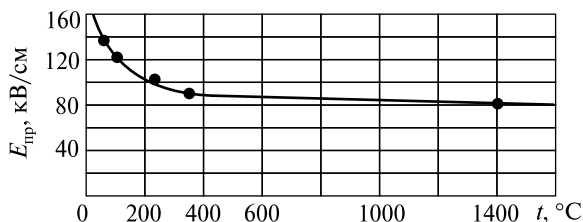


Рис. 2.10. Зависимость пробивной напряженности трансформаторного масла от времени выдержки под напряжением

Пробивная напряженность трансформаторного масла зависит от степени его очистки. Так, для неочищенного масла при напряжении промышленной частоты она составляет около 50 кВ/см, при очистке мембранным фильтром — около 180 кВ/см, а очистка трансформаторного масла двукратным фильтрованием уплотненным фильтром увеличивает пробивную напряженность до 330 кВ/см.

Электрическая прочность трансформаторного масла резко снижается при его увлажнении. Влага может находиться в масле в трех состояниях: молекулярно-растворенном; в виде эмульсии, т.е. в виде капелек диаметром 2—10 мкм; в виде отстоя на дне резервуара с маслом.

Отметим, что в устройства электроснабжения водяной отстой не влияет на пробивные характеристики масла, но он может, например, при увеличении температуры масла, переходить в эмульсионное состояние. Появление водяного отстоя может быть показателем резкого снижения изоляционных характеристик масла.

Пробивное напряжение разных образцов масла при одном и том же содержании воды может резко отличаться по той причине, что в них могут содержаться различные примеси или примеси одного и того же вещества, но с разной концентрацией. Это приводит к тому, что соотношение воды в эмульсионном состоянии и в растворенном состоянии будет различно, а опыты показывают, что молекулярно-растворимая вода мало влияет на электрическую прочность масла.

В этой связи интересна зависимость пробивной напряженности электрического поля $E_{пр}$ трансформаторного масла от температуры при частоте 50 Гц, приведенная на рис. 2.11.

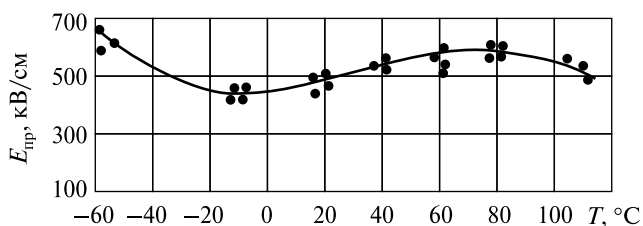


Рис. 2.11. Зависимость пробивной напряженности электрического поля в трансформаторном масле от температуры при частоте 50 Гц

С увеличением температуры растворенная фаза влаги в масле возрастает за счет эмульсионной и наблюдается температурный максимум $E_{\text{пр}}$, который соответствует температуре 60–80 °С. Дальнейшее повышение температуры вызывает испарение влаги, появления газовых пузырьков, что приводит к снижению $E_{\text{пр}}$.

По наблюдениям некоторых авторов при особенно чистых маслах указанный температурный максимум $E_{\text{пр}}$ отсутствует.

На рис. 2.12 представлена зависимость $E_{\text{пр}}$ трансформаторного масла от содержания воды при различной температуре. При температуре 65 °С (кривая 1) большая часть воды находится в растворенном состоянии, поэтому $E_{\text{пр}}$ масла почти в три раза превышает $E_{\text{пр}}$ масла при 25 °С (кривая 2).

Данных о зависимости пробивной напряженности $E_{\text{пр}}$ трансформаторного масла от содержания в нем влаги очень много. Все они указывают, что наличие в масле влаги снижает пробивную напряженность, но процент влаги, при котором происходит резкое снижение $E_{\text{пр}}$, в этих данных колеблется от 0,01 до 0,04 %. Есть данные, согласно которым содержание влаги в количестве 0,03 % снижает пробивное напряжение трансформаторного масла в десять раз по сравнению с пробивным напряжением тщательно очищенного масла. На зависимость пробивной напряженности масла от степени очистки уже указывалось ранее.

Для практических целей очень интересна зависимость $E_{\text{пр}}$ трансформаторного масла от длительного его соприкосновения с атмосферным воздухом (рис. 2.13). Видно, что увлажнение и сушка масла, отражающаяся на его пробивном напряжении, является довольно длительным процессом, связанным с распределением влаги по объему масла между электродами.

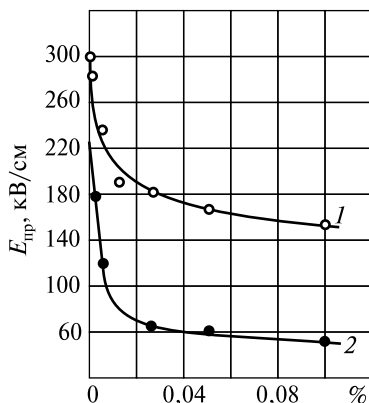


Рис. 2.12. Зависимость пробивной напряженности электрического поля в трансформаторном масле от процентного содержания воды:

1 — при температуре 65 °С; 2 — при температуре 25 °С

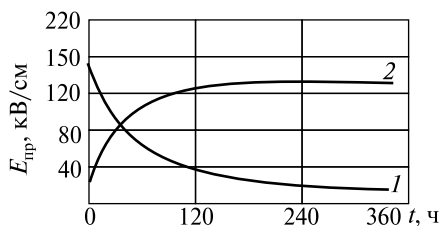


Рис. 2.13. Зависимость пробивной напряженности электрического поля в трансформаторном масле от длительности соприкосновения с воздухом различной влажности при комнатной температуре: 1 — «сухое» масло в атмосфере с относительной влажностью 80 %; 2 — влажное масло в атмосфере с относительной влажностью 18 %

составляют несколько ангстрем, даже без внешнего электрического поля стремятся объединиться в колонии размером 500—3000 ангстрем. Это явление называется хлопьеобразованием. Оно тоже приводит к образованию мостиков.

Если масло сильно загрязнено твердыми частицами, то образование мостиков происходит за время около секунды или нескольких секунд. Особо резкое уменьшение разрядных напряжений происходит при загрязнении масла влажными волокнами (волокна бумаги, пряжи, картона), которые обладают повышенной проводимостью. В случае сухих волокон мостики имеют высокое сопротивление и в меньшей степени влияют на пробивное напряжение трансформаторного масла. В этом состоит разница в требованиях к наличию примесей и уровню влажности трансформаторного масла, находящегося в высоковольтном оборудовании.

Для оценки влияния давления на пробивное напряжение трансформаторного масла необходимо принять во внимание тот факт, что жидкости при давлениях до десятков атмосфер практически несжимаемы, так как жидкость можно формально представить как газ, сжатый при давлении около 2000 атмосфер. Но в трансформаторном масле содержатся газовые пузырьки и давление передается через жидкость этому газу. С увеличением давления прочность газовых пузырьков возрастает и соответственно увеличивается общая электрическая прочность масла.

Наличие твердых примесей сильно снижает пробивное напряжение масла. Твердые частицы, диэлектрическая проницаемость которых больше диэлектрической проницаемости масла, втягиваются в область наиболее сильного поля, образуя мостики или цепочки. Их наличие сильно искажает поле между электродами и пробой происходит в резконеоднородном поле, что ведет к снижению пробивного напряжения. Некоторые авторы отмечают, что частицы, размеры которых

Можно отметить, что пробивное напряжение трансформаторного масла характеризуется значительным разбросом относительно средних значений. Кривая распределения $E_{\text{пр}}$ около среднего значения следует нормальному закону, выраженному формулой (1.13). Чем больше примесей в масле, тем больше разброс значений $E_{\text{пр}}$. Среднеквадратическое отклонение составляет 10—15 % от среднего значения пробивного напряжения. Даже при очистке масла центрифугой разброс велик и стандарт распределения составляет $c = 5\text{--}10\%$.

Известно, что масла, полученные из нефти разных месторождений, обладают разной стойкостью к старению. Чтобы можно было сравнивать измеренные электрические прочности трансформаторного масла, испытания проводятся по нормированной методике в стандартном разряднике. Методика измерения пробивного напряжения масла в стандартном разряднике предписана ГОСТ 6581 в соответствии с методикой, рекомендованной МЭК.

Испытания трансформаторного масла, применяемого в устройствах электроснабжения, проводятся в сосуде 1 (рис. 2.14) из изоляционного материала емкостью 300—500 см², в стенки которого вмонтированы металлические электроды 2 в форме шарового сегмента. Радиус сферы электродов равен 25 мм (около дюйма), а расстояние между электродами $2,5 \pm 0,1$ мм (около 1/10 дюйма). Испытуемое масло должно покрывать электроды не менее, чем на 15 мм. Пробивное напряжение определяется при температуре около 20 °С при воздействии переменного напряжения промышленной частоты.

Проверка электрической прочности трансформаторного масла в стандартном сосуде проводится перед заливкой в оборудование, а также в процессе эксплуатации.

Обработка результатов испытаний электрической прочности проводится по формулам (1.14—1.16). Требования к электричес-

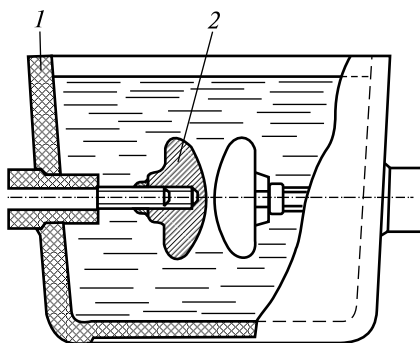


Рис. 2.14. Общий вид стандартного разрядника для определения прочности жидких диэлектриков:

1 — сосуд из изоляционного материала;
2 — металлические электроды

кой прочности масла для различных классов напряжения высоковольтного оборудования приведены в табл. 2.2 [9].

Таблица 2.2

Предельно допустимое пробивное напряжение трансформаторного масла

Показатель	Категория электрооборудования	Перед заливкой		Эксплуатационное	
		Свежее	Регенерированное	Нормально допустимое	Предельно допустимое
Пробивное напряжение, кВ, не менее	До 15 кВ включительно	30	30		20
	До 35 кВ включительно	35	35		25
	До 150 кВ включительно	60	60	40	35
	220 кВ	65	65	60	55

Для оценки действующего значения пробивного напряжения частотой 50 Гц технически чистого масла (разрядное напряжение в стандартном разряднике 35—50 кВ) в разрядном промежутке с резконеоднородным полем при длине $x \geq 3$ см можно использовать эмпирические формулы:

— для промежутка «стержень—стержень»

$$U_{\text{пр}} = 27,6x^{0,7}, \text{ кВ}, \quad (2.12)$$

— для промежутка «стержень — плоскость»

$$U_{\text{пр}} = 21,2x^{0,7}, \text{ кВ}. \quad (2.13)$$

Пример 2.6. Оценить разрядное напряжение промежутка «стержень—стержень» и «стержень—плоскость» длиной 5 см в масле.

Решение. По формулам (2.12) и (2.13) определяем

$U_{\text{пр}} = 27,6 \cdot 5^{0,7} = 85,15$ кВ и $U_{\text{пр}} = 21,2 \cdot 5^{0,7} = 66,33$ кВ соответственно.

Разряд по поверхности твердого диэлектрика в масле происходит при меньшем напряжении, нежели в чисто масляном промежутке с такими же параметрами. В зависимости от конфигурации разрядного промежутка и приложенного напряжения в масле могут возникнуть лавинная и стримерная корона, скользящий разряд и перекрытие всего разрядного промежутка. Аналогия с разрядом по поверхности в воздухе чисто условна, поскольку распределение электрического поля в масляном промежутке более равномерное из-за того, что относительная диэлектрическая проницаемость масла ($\epsilon_{\text{м}} \approx 2,4$) и твер-

дых диэлектриков ($\epsilon_T = 2,2-8$) могут быть близки, а процессы пробоя в масле существенно отличаются от разрядов в воздухе.

Для изоляционных конструкций с резконеоднородным полем напряжение появления скользящих разрядов $U_{ск}$ по поверхности твердых диэлектриков (картон, бумага и др.) в масле определяется по формуле [1]:

$$U_{ск} = 39 \cdot d^{0,45}, \quad (2.14)$$

где d — толщина твердой изоляции, см;

$U_{ск}$ — действующее значение напряжения, кВ.

Длина скользящих разрядов $l_{ск}$, мм, при напряжении приложенном к изоляционной конструкции, кВ, определяется по формуле

$$l_{ск} = (U - U_{ск})/1,28, \quad (2.15)$$

где $U > U_{ск}$.

Полное перекрытие разрядного промежутка в масле длиной l_p , мм, происходит при напряжении, кВ

$$U_{пер} = U_{ск} + 12,8l_p, \quad (2.16)$$

при $l_p > 5,0$ см.

Пример 2.7. Медная шина расположена в трансформаторном масле на пластине из гетинакса толщиной 5 мм. Определить напряжение перекрытия твердого диэлектрика при длине разрядного промежутка 6 см.

Решение. Для определения напряжения перекрытия сначала по формуле (2.14) определяем напряжение появления скользящих разрядов

$$U_{ск} = 39 \cdot 0,5^{0,45} = 28,5 \text{ кВ.}$$

Тогда напряжение перекрытия по формуле (2.16) равно

$$U_{пер} = 28,5 + 12,8 \cdot 6 = 105,3 \text{ кВ.}$$

Трансформаторное масло в высоковольтном оборудовании выполняет также функцию охлаждающей жидкости. Заводом-изготовителем трансформаторов в зависимости от системы масляного охлаждения оговорены предельная температура масла при номинальной нагрузке трансформатора. Эта температура колеблется от 70 до 95 °С [9]. Увеличение тепловой нагрузки изоляции трансформатора на 6 °С ведет к уменьшению срока службы изоляции вдвое (см. 2.11).

Конденсаторное масло по своим характеристикам сходно с трансформаторным. Кроме более тщательной очистки к нему предъявляются более высокие требования по газостойкости (выделению газов при старении в электрическом поле), для чего в нем повышен процент содержания ароматических углеводородов. Электрическая

прочность просушенного конденсаторного масла при напряжении 50 Гц равна 250—300 кВ/см.

Кабельные масла бывают различных типов и применяются не только для повышения электрической прочности, но и для отвода тепла потерь. Электрическая прочность кабельных масел не менее 200 кВ/см.

2.2.3. Газовая и вакуумная изоляция

В некоторых устройствах электроснабжения (выключателях, трансформаторах, комплектных распределительных устройствах и др.) в качестве внутренней изоляции используется газовая изоляция под давлением и вакуумная изоляция. В качестве газовой изоляции в основном используется воздух (азот), шестифтористая сера (SF_6), которую за ее хорошие электрические свойства называли электротехнический газ (элегаз) и тетрафторметан (CF_4).

Наиболее широко в качестве изолирующей среды применяется элегаз (элегазовая изоляция). В нем содержится 21,95 % серы и 78,05 % фтора. Сравнивая кривые Пашена для воздуха (см. рис. 1.10) и элегаза (рис. 2.15), можно отметить, что электрическая прочность элегаза значительно выше, чем воздуха. Как и в воздухе, кривая Пашена в элегазе имеет минимальное разрядное напряжение равное 507 В при $p \times d = 0,35$ Па·м.

Как было отмечено в п. 1.2.3 согласно закону Пашена при неизменной длине газового промежутка разрядное напряжение с однородным или слабонеоднородным полем при постоянной температуре повышается при увеличении давления газа. Эта закономерность распространяется с небольшим отклонением до давления в 2 МПа. В оборудовании электроснабжения большие давления не используются, так как с ростом давления усложняются конструкции оболочек.

Однако, в воздушных выключателях давление воздуха в заземленном резервуаре достигает 4 МПа.

Основным преимуществом применения газовой изоляции является резкое уменьшение габаритов и массы конструкций, а также то, что газовая изоляция обладает очень малыми диэлектрическими потерями, пожаробезопасна и практически не изменяет своих свойств в процессе эксплуатации.

Поскольку воздух под воздействием короны разлагается с образованием окислов азота и озона, которые как уже отмечалось, вы-

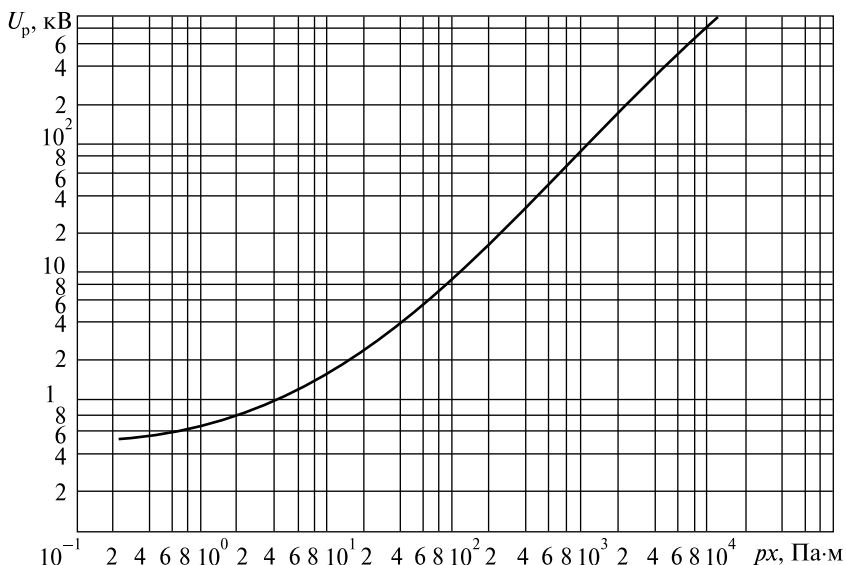


Рис. 2.15. Кривая Пашена для разрядного напряжения элегаза в однородном поле при $T_0 = 293 \text{ K}$

зывают коррозию металлов и разрушение твердых диэлектриков, то его заменяют чистым азотом, электрические характеристики которого практически совпадают с воздушными.

При повышенном давлении воздуха разрядное напряжение промежутка увеличивается, но сильно зависит от однородности электрического поля (рис. 2.16).

Переход от заостренных электродов к шаровым, даже небольшого диаметра резко повышает разрядное напряжение.

Применение элегаза связано с тем, что его электрическая прочность по сравнению с воздухом или азотом при одинаковом давлении в однородном электрическом поле примерно в 2,3—2,5 раза выше. Кроме того, он химически инертен к материалам, находящимся в его атмосфере, не имеет запаха, негорюч, термостоек до 800°C , нетоксичен, имеет плотность при нормальных условиях в пять раз больше воздуха. С увеличением давления электрическая прочность элегаза возрастает пропорционально давлению, т.е. подчиняется закону Пашена (см. рис. 2.15).

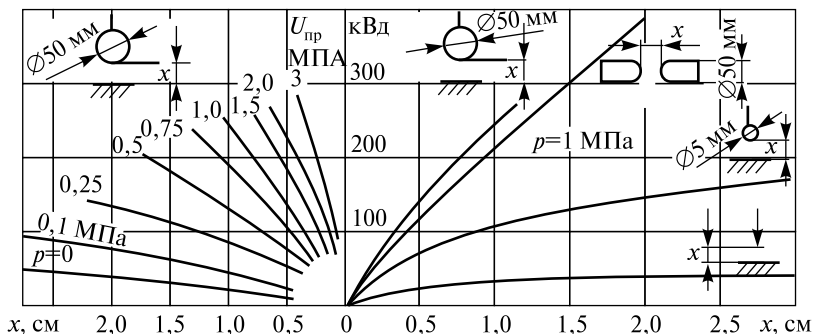


Рис. 2.16. Зависимость амплитуды разрядных напряжений частоты 50 Гц между электродами различной конфигурации $U_{пр}$ от расстояния между ними x и избыточного давления воздуха p

Для однородного поля в элегазе максимальное разрядное напряжение можно определить по формуле [1]

$$U_p = 89,3\delta x + 0,71, \text{ кВ}, \quad (2.17)$$

где δ — относительная плотность элегаза;
 x — расстояние между электродами, см.

Для цилиндрических электродов, образующих коаксиальную систему, начальная напряженность определяется по формуле [1]

$$E_H = 89,38[1 + 0,135/(r\delta)^{0,48}], \text{ кВ/см}, \quad (2.18)$$

где r — радиус внутреннего электрода, см.

Приведенные формулы справедливы для условий, когда можно пренебречь влиянием микродефектов поверхности электродов (выступы, трещины, нарушение структуры, оксидные пленки) и механических примесей (проводящие и диэлектрические частицы) в элегазе на его электрическую прочность.

Пример 2.8. Определить максимальное разрядное напряжение в элегазе для однородного промежутка длиной один сантиметр при давлении элегаза равного атмосферному давлению воздуха и при давлении равном четырем избыточным давлениям.

Решение. По формуле (2. 17) определяем соответственно

$$U_p = 89,3 \cdot 1 + 0,71 = 90 \text{ кВ};$$

$$U_p = 89,3 \cdot 5 \cdot 1 + 0,71 = 447,2 \text{ кВ}.$$

Коэффициент неоднородности электрического поля, при котором начальное напряжение и напряжение пробоя промежутка мож-

но определить по формуле (2.17), в элегазе значительно больше, чем в воздухе и достигает значения 6.

Согласно экспериментальным данным, увеличением давления воздуха (азота) и элегаза можно добиться того, что их электрическая прочность будет выше электрической прочности твердых и жидких диэлектриков (рис. 2.17). Из данных приведенных на рис. 2.17 следует, что электрическая прочность промежутка в газах практически линейно растет с расстоянием между электродами.

При сравнении электрической прочности элегаза с прочностью воздуха и масла необходимо помнить, что результаты, полученные при одних условиях, нельзя распространять на другие или делать это надо с очень большой осторожностью.

На рис. 2.18 приведены зависимости разрядных напряжений для промежутка «шар — плоскость» при диаметре шара 12,7 мм. Из них следует, что в сравнительно однородном поле при расстоянии между электродами, равном 12,7 мм, этот

Рис. 2.18. Сравнение прочности промежутков в элегазе, масле и воздухе при расстоянии x и избыточном давлении $p_{из}$:
1 — масло; 2 — элегаз; 3 — воздух

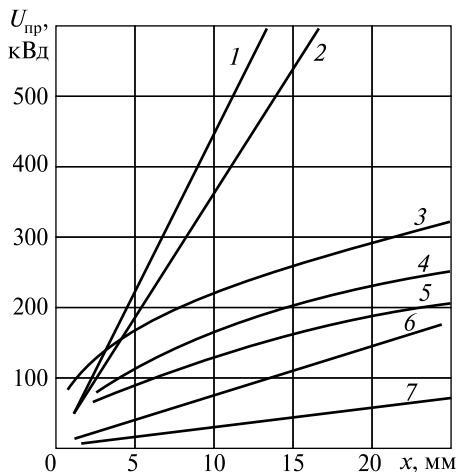
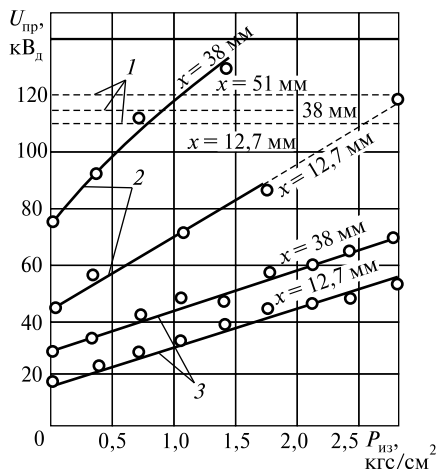


Рис. 2.17. Зависимость разрядного напряжения от расстояния между электродами: 1 — воздух при давлении 2,8 МПа; 2 — элегаз при давлении 0,7 МПа; 3 — высокий вакуум; 4 — трансформаторное масло; 5 — фарфор; 6 — элегаз при атмосферном давлении; 7 — воздух при атмосферном давлении



промежуток в элегазе достигает прочности масла при давлении $2,5 \text{ кгс/см}^2$ ($0,25 \text{ МПа}$). Однако прочность масла с увеличением расстояния между электродами увеличивается очень мало и уже при расстоянии 38 мм прочность элегаза сравняется с прочностью масла при давлении около 1 кгс/см^2 ($0,1 \text{ МПа}$).

Разрядные напряжения в реальных конструкциях определяются по экспериментальным данным, так как на вероятность возникновения разряда при высоких давлениях газа оказывают влияние многие факторы (шероховатость электродов, площадь электродов, наличие загрязнений и т.д.)

Ограничения по давлению для чистого элегаза имеет тот факт, что температура сжижения элегаза при избыточном давлении $0,5 \text{ МПа}$ близка к минус 30°C , а при температуре минус 50°C — всего $0,24 \text{ МПа}$ (рис. 2.19). Такие температуры у отключенного электрооборудования возможны во многих районах России, поэтому в элегазовых выключателях устанавливают подогревающие устройства или для повышения температуры сжижения элегаза к нему добавляют азот или CF_4 , которые имеют низкую температуру сжижения и намного дешевле элегаза.

Опыты со смесями азота и элегаза показали, что добавление к азоту небольшого количества элегаза существенно повышает электрическую прочность смеси при равном давлении (рис. 2.20). Увеличение содержания элегаза в смеси сверх 30 % малоэффективно.

Отметим, что у смеси из 30 % элегаза и 70 % азота сжижение наступает при температуре минус 50°C при давлении около $0,8 \text{ МПа}$ (см. рис. 2.19). Применение газа CF_4 определяется тем, что его электрическая прочность примерно на 10 % выше, чем у воздуха, а температура кипения при атмосферном давлении равна минус 126°C (у азота — минус 196°C).

Жесткость изоляционной конструкции с газом под давлением обеспечивается распорками и другими элементами из твердых диэлектриков. Перекрытие по поверхности твердого диэлектрика всегда происходит при напряжении меньшем пробивного напряжения чисто газового промежутка. Основной причиной является плохой контакт изолятора из твердого диэлектрика с электродами. Применение эпоксидной литой изоляции позволяет делать твердую изоляцию соответствующих размеров и форм, обеспечивающих более равномерное распределение электрического поля в изоляционном промежутке.

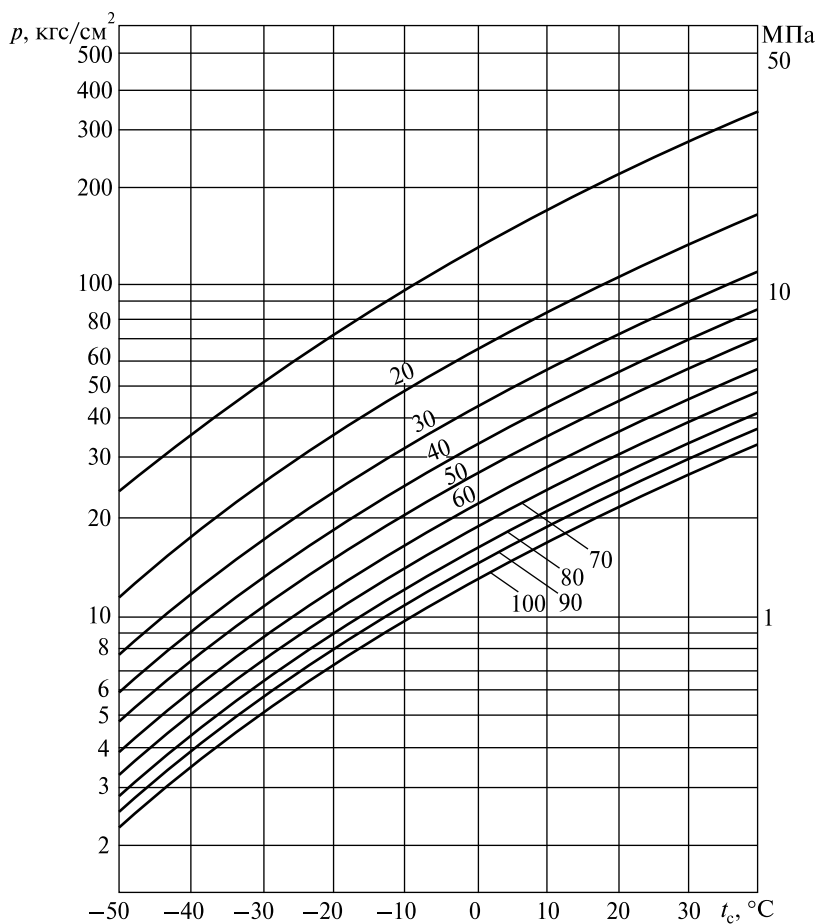


Рис. 2.19. Зависимость температуры сжижения t_c элегаза от объемной доли V_3 элегаза в смеси с азотом и избыточного давления p

Для сведения к минимуму влияния шероховатости электродов на разрядные напряжения поверхности электродов полируют или грубо обработанный электрод покрывают тонким слоем полиэтиленовой пленки.

Основной областью применения элегазовой изоляции является распределительные устройства (РУ). На напряжениях 110—750 кВ эксплуатируются комплексные распределительные устройства (КРУЭ)

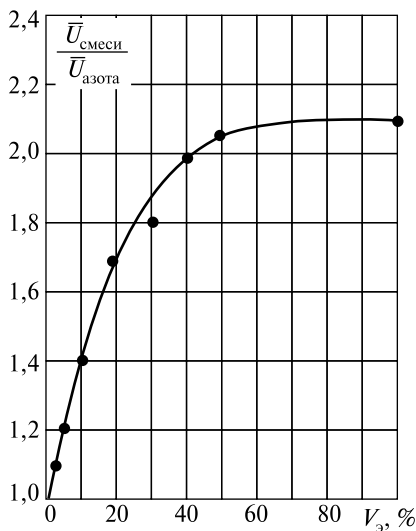


Рис. 2.20. Зависимость относительного пробивного напряжения смеси азота и элегаза от объемной доли $V_{э}$ элегаза в %

с рабочим давлением элегаза 0,25—0,29 МПа. Отечественные КРУЭ предназначены для установки внутри помещений, где температура воздуха не должна быть ниже +5 °С. Срок службы КРУЭ до среднего ремонта — не менее 10 лет.

Перспективно применение РУ с элегазовой изоляцией в крупных городах, где невозможно отыскать площадку для открытого РУ высокого напряжения; в районах с большими загрязнениями; при создании передвижных РУ для питания временных энергоемких потребителей; в районах, где низкие температуры вынуждают строить дорогостоящие закрытые РУ; в высокогорных районах. Например, расчеты показы-

вают, что для сооружения элегазового РУ на 220 кВ необходима площадь в 20 раз меньшего размера, чем для открытого РУ, т.е. ее можно размещать в отдельном здании или даже под землей.

Перспективным является применение элегазонаполненных кабелей, особенно в сочетании с элегазовыми РУ для глубоких вводов в крупных городах.

Можно отметить, что на отдельных тяговых подстанциях установлены элегазовые РУ на напряжение 27,5 кВ.

Элегаз является не только хорошей изолирующей, но и дугогасящей средой. Мощность отключения в элегазе почти в 100 раз больше, чем в воздухе. По этой причине элегазовые выключатели успешно конкурируют с выключателями, в которых другая дугогасящая среда.

В выключателях на разные классы напряжения номинальное избыточное давление элегаза при 20 °С колеблется от 0,35 до 0,6 МПа. Надо заметить, что если в выключателях применяется чистый элегаз, то выключатели, эксплуатирующиеся при отрицательных тем-

пературах, должны иметь систему подогрева или систему снижения номинального давления элегаза в зависимости от значения отрицательной температуры окружающей среды. Применение смеси элегаза и CF_4 или азота позволяет эксплуатировать выключатели при отрицательных температурах окружающей среды без снижения давления или применения подогрева (см. рис. 2.19).

В заключение отметим, что в конструкциях элегазовых аппаратов утечка элегаза в год составляет не более 1 %, в них должен применяться сухой элегаз, так как его разрядное напряжение зависит от влажности.

При уменьшении давления воздуха в сильных электрических полях сокращается частота соударений электронов на пути к аноду. Снижение плотности воздуха приводит к тому, что выполнение условия самостоятельности разряда ($\alpha_{\text{эф}} x > 8,2$) невозможно, так как длина свободного пробега электрона становится соизмеримой с длиной промежутка. При дальнейшем понижении плотности газа ионизация в газе перестает влиять на механизм пробоя.

В вакууме, т.е. при давлениях остаточного газа около 10^{-5} Па, и напряженности электрического поля более 10^3 кВ/см основную роль в возникновении пробоя играет эмиссия электронов с поверхности электрода, имеющего отрицательный потенциал (катод). Освободившиеся электроны, пролетая разрядный промежуток, приобретают энергию достаточную для выбивания из анода положительных ионов и фотонов. Положительные ионы движутся к катоду и вместе с фотонами усиливают эмиссию электронов из катода. Под действием указанных процессов наступает пробой промежутка, так как освободившиеся в процессе пробоя ионы и электроны образуют плазму. В итоге между электродами возникает дуга, горящая в парах материала испаряющихся электродов.

Электрическая прочность *вакуумной изоляции* может быть выше трансформаторного масла, фарфора и воздуха при атмосферном давлении (см. рис. 2.17). Остаточное давление газа практически не сказывается на разрядном напряжении небольших промежутков (1—3 мм), пока давление составляет 10^{-5} — 10^{-2} Па, но при давлениях больше 0,1 Па разрядное напряжение резко падает. Для промежутков длиной 1—2 мм разрядная напряженность при частоте 50 Гц (действующее значение) достигает 700 кВ/см, но с увеличением расстояния резко падает и при длине промежутка около 10 мм она составляет лишь 200 кВ/см.

Отличительной чертой вакуумной изоляции является большой разброс пробивных напряжений, их зависимость от материала и чистоты поверхности электродов.

Для нужд электроснабжения отработана технология изготовления вакуумных дугогасительных камер, на основе которых созданы вакуумные выключатели на напряжение 10—35 кВ, отличающиеся быстрым восстановлением электрической прочности после пробоя (10^{-3} — 10^{-4} с), отсутствием необходимости в замене дугогасящей среды, пожаробезопасностью, простотой обслуживания.

Отметим, что перекрытие по внутренней поверхности вакуумных камер происходит при меньшем напряжении, чем разряд в вакууме при той же длине промежутка, а увеличение поверхности электродов приводит к снижению разрядного напряжения.

2.2.4. Бумажно-масляная изоляция

Бумажно-масляная изоляция (БМИ) считается изоляцией высшего качества и широко используется в конструкциях с наиболее высокими напряженностями электрического поля.

БМИ является неоднородным слоистым диэлектриком, представляющим собой слои бумаги, пропитанные минеральным маслом, и масляные прослойки, заполняющие зазоры между слоями бумаги. Материалами БМИ служат кабельная, конденсаторная или телефонная бумага, изготовленная по соответствующим ГОСТам, и трансформаторное, кабельное, конденсаторное или касторовое масло.

В конструкциях с БМИ применяют два варианта исполнения изоляционного слоя, накладываемого на изолируемую деталь:

- листовой, когда слой изоляции выполняется путем намотки сплошных по длине детали листов бумаги (в силовых конденсаторах, вводах проходных изоляторов, барьеров в изоляции трансформаторов напряжения);

- ленточный, когда слой изоляции образуется путем плотной намотки на электрод бумажной ленты внахлест (положительное перекрытие) или с зазором между соседними витками (отрицательное перекрытие). Ленточная изоляция с положительным перекрытием применяется при наложении ее на изогнутые электроды, а с отрицательным перекрытием — в случаях, когда необходимо обеспечить гибкость изоляции при монтаже и эксплуатации (например, кабели).

После плотной намотки необходимого числа бумаги изоляция подвергается сушке под вакуумом при температуре 100—120 °С до остаточного давления 0,1—10 Па. Затем под вакуумом производится пропитка тщательно дегазированным маслом. В процессе пропитки происходит не только простое заполнение пор и объемов между волокнами бумаги, но и всасывание масла в капилляры ее волокон.

Качество БМИ зависит от режима сушки и пропитки изоляции. Сушка производится под вакуумом при остаточном давлении около 100 Па для негерметизированных конструкций. Продолжительность сушки составляет 100—150 ч в зависимости от толщины изоляции.

Электрическая прочность непропитанной бумаги из-за значительного количества воздушных включений составляет 100—150 кВ/см, масло имеет напряженность при пробое около 200 кВ/см, а в БМИ в поперечном по отношению к бумаге направлении достигает 500—600 кВ/см. Однако прочность БМИ вдоль слоев бумаги в 10—20 раз ниже. Толщина БМИ в высоковольтных устройствах на напряжение 35 кВ составляет около 1,6 см, на напряжение 110 кВ — 5,4 см и на 220 кВ — 10,0 см. Рабочие напряженности в бумажно-масляной изоляции составляют 120—180 кВ/см.

К числу достоинств БМИ относятся малые диэлектрические потери при частоте 50 Гц (при 20 °С $\text{tg}\delta = 0,003\text{—}0,005$), возможность механизации процессов изготовления и относительно низкая стоимость. Коэффициент упрочнения БМИ при времени воздействия напряжения менее 10^{-2} с составляет от 3,5 до 5.

К недостаткам БМИ необходимо отнести ее горючесть, невысокую допустимую рабочую температуру (не более 90 °С) и резкое ухудшение ее характеристик при увлажнении.

Для изготовления конденсаторной БМИ применяется конденсаторная бумага высокой плотности КОН-1 и КОН-2 с толщиной от 5 до 30 мкм. Электрическая прочность непропитанной конденсаторной бумаги уменьшается с увеличением ее толщины и лежит в пределах от 200 до 500 кВ/см. Для бумажно-масляной изоляции конденсаторов, имеющей толщину 50—80 мкм, при среднем сроке службы около 30 лет и напряжении промышленной частоты допустимая рабочая напряженность составляет 120—140 кВ/см.

Старение бумажно-масляной изоляции под действием ЧР проявляется в изменении электрических и физико-химических характеристик как масла, так и бумаги или электрокартона.

В современных силовых конденсаторах на переменное напряжение частоты 50 Гц конденсаторная бумага используется в комбинации с полипропиленовой пленкой. Электрическая прочность полипропиленовой пленки толщиной 5—25 мкм более 1800 кВ/см.

Отметим, что в конденсаторах постоянного напряжения рабочие напряженности достигают 1000 кВ/см.

2.2.5. Маслобарьерная изоляция

В силовых трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах в качестве главной изоляции применяется маслобарьерная изоляция (МБИ). Она же находила широкое применение в высоковольтных вводах напряжением до 220 кВ. Основу МБИ составляет трансформаторное масло и твердые диэлектрические материалы: электрокартон, гетинакс, кабельная бумага и др.

Технология изготовления МБИ включает сборку конструкции из твердых диэлектриков, сушку ее под вакуумом при температуре 100—120 °С и заполнение под вакуумом дегазированным маслом. Значительное ухудшение электрических характеристик МБИ происходит из-за увлажнения не только масла, но и бумаги или картона.

Установка твердых диэлектриков (барьеров) в изоляционных конструкциях с большим объемом трансформаторного масла значительно повышает электрическую прочность (рис. 2.21). Действие барьеров различно в слабонеоднородных и резконеоднородных полях.

В слабонеоднородных электрических полях барьер препятствует возникновению в масле проводящих мостиков или цепочек между электродами. Барьер, установленный вблизи электрода с большей напряженностью, повышает разрядное напряжение при длительном приложении промышленной частоты на 30—50 %.

В резконеоднородном поле действие барьера в жидкости не только препятствуют образованию мостиков и проводящих цепочек, но также аналогично действию барьера в газовых промежутках. Заряды, возникающие в стадии короны, растекаются по барьеру и выравнивают поле между барьером и некоронирующим электродом. На рис. 2.21 показано, что установка барьера повышает разрядное напряжение в промежутке с резконеоднородным полем в 2—2,5 раза (барьер — электрокартон толщиной 2,5 мм).

Как и в газовом промежутке, разрядное напряжение зависит от места установки барьера. Наивысшее разрядное напряжение дости-

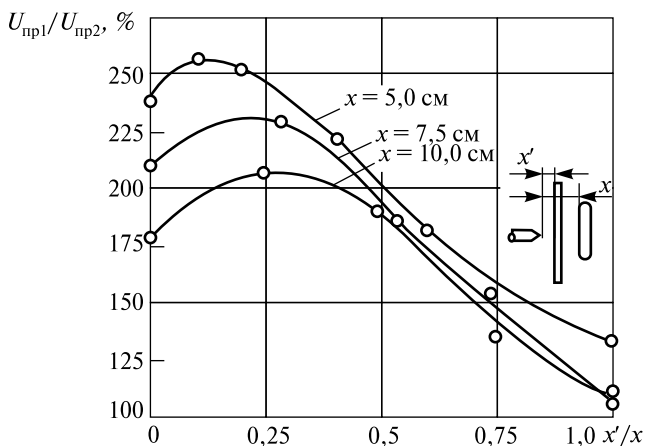


Рис. 2.21. Влияние барьера на разрядное напряжение в масле в резконеоднородном поле при промышленной частоте: $U_{пр1}$ и $U_{пр2}$ — разрядное напряжение промежутка с барьером и без барьера

гается при установке барьера вблизи коронирующего электрода на расстоянии (15—25) % от общей длины промежутка. Однако, при длительном приложении напряжения корона постепенно разрушает барьер, что приводит к снижению пробивного напряжения всего промежутка.

Поверхностное покрытие электродов (особенно сложной формы) тонкими слоями из полимерных материалов или бумажной лентой может значительно повысить напряжение возникновения короны.

При импульсных перенапряжениях проводящие цепочки не успевают образоваться, а коронный разряд не приводит к повреждению барьера. Коэффициент упрочения МБИ при времени воздействия меньше 10^{-2} с достигает величины 2,5 и даже выше.

К достоинствам МБИ можно отнести сравнительно простую технологию изготовления, возможность восстановления качества изоляции путем сушки конструкции и замены масла, а также возможность использования масла для охлаждения обмоток и магнитопроводов трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов.

К недостаткам МБИ можно отнести меньшую, чем у БМИ электрическую прочность, пожароопасность и взрывоопасность, а так-

же необходимость в защите от увлажнения и контроля состояния масла в процессе эксплуатации.

Как и в бумажно-масляной изоляции в МБИ старение под воздействием ЧР приводит к изменению электрических и физико-химических характеристик масла и бумаги. Поскольку электрическая прочность масла в 3—4 раза меньше прочности пропитанного электрокартона, то частичные разряды возникают прежде всего в прослойках масла.

2.3. Меры, повышающие электрическую прочность и надежность внутренней изоляции

Меры по повышению электрической прочности и надежности внутренней изоляции разделяются на технологические, конструктивные и профилактические. В данном пособии рассматриваются широко применяемые конструктивные меры, которые сводятся к регулированию электрических полей во внутренней изоляции. Основной задачей регулирования электрических полей является снижение коэффициента неоднородности поля (см. (1.19)).

В изоляционных конструкциях, работающих при напряжении переменного тока, с электродами в виде соосных цилиндров выравнивание электрического поля в радиальном направлении выполняется с помощью градирования изоляции за счет применения нескольких слоев изоляции с различными диэлектрическими проницаемостями ($\epsilon_0\epsilon$).

На примере одножильного кабеля с токопроводящей жилой радиусом r_1 и оболочкой радиусом R (рис. 2.22, а) рассмотрим сущность регулирования электрического поля градированием изоляции. Если между жилой и оболочкой применен однородный диэлектрик, то распределение напряженности электрического поля в радиальном направлении будет выражаться формулой (при $r_1 < r < R$)

$$E_r = U/r \ln(R/r_1), \quad (2.16)$$

где E_r — напряженность поля на расстоянии r от оси токопроводящей жилы.

Максимальная напряженность — у поверхности токопроводящей жилы, т.е. при $r = r_1$; она может превышать допустимые значения электрической прочности диэлектрика. С ростом r напряженность спадает по гиперболическому закону (см. рис. 2.22, б при $\epsilon_1 = \epsilon_2 = \epsilon_3$).

Если применить диэлектрические материалы с различной диэлектрической проницаемостью, то распределение напряжения по различным слоям изоляции будет зависеть от величины диэлектрической проницаемости и толщины слоя диэлектрика. При трехслойной изоляции будет соблюдаться равенство

$$\begin{aligned} 2\pi r_1 \epsilon_0 \epsilon_1 E_{M1} &= 2\pi r_2 \epsilon_0 \epsilon_2 E_{M2} = \\ &= 2\pi r_3 \epsilon_0 \epsilon_3 E_{M3}, \end{aligned} \quad (2.17)$$

где E_{M1} , E_{M2} , E_{M3} — наибольшие напряженности в соответствующих слоях изоляции.

Наибольшее выравнивание неоднородности поля достигается при соблюдении условия $E_{M1} = E_{M2} = E_{M3}$, что выполняется при $r_1 \epsilon_0 \epsilon_1 = r_2 \epsilon_0 \epsilon_2 = r_3 \epsilon_0 \epsilon_3$. На рис. 2.22, б показано распределение напряженности электрического поля при выполнении этих условий.

Пример 2.9. Цилиндрический двухслойный конденсатор имеет радиус внутреннего электрода $r_1 = 1,5$ см, а наружного электрода $R = 5$ см. Относительная диэлектрическая проницаемость внутреннего слоя изоляции равна 4,5, а наружного 2,2. Определить радиус поверхности раздела между слоями изоляции r_2 и r_1 с учетом равенства максимальной напряженности в диэлектриках.

Решение. Из условий равенства напряженностей у внутренней поверхности первого и второго слоя изоляции имеем

$$1/r_1 \epsilon_0 \epsilon_1 = 1/r_2 \epsilon_0 \epsilon_2.$$

Откуда искомый радиус внутренней поверхности

$$r_2 = r_1 (\epsilon_1 / \epsilon_2) = 1,5 (4,5 / 2,2) = 3,07 \text{ см.}$$

Пример 2.10. В одножильном кабеле на 110 кВ с бумажной изоляцией между слоями бумаги образовалась тонкая воздушная прослойка. Определить напряженность поля в этой прослойке, приняв радиус жилы $r_1 = 0,5$ см, радиус металлической оболочки $R = 3$ см, радиус расположения прослойки $r_2 = 1,0$ см, относительная диэлектрическая проницаемость бумаги $\epsilon_1 = 6$.

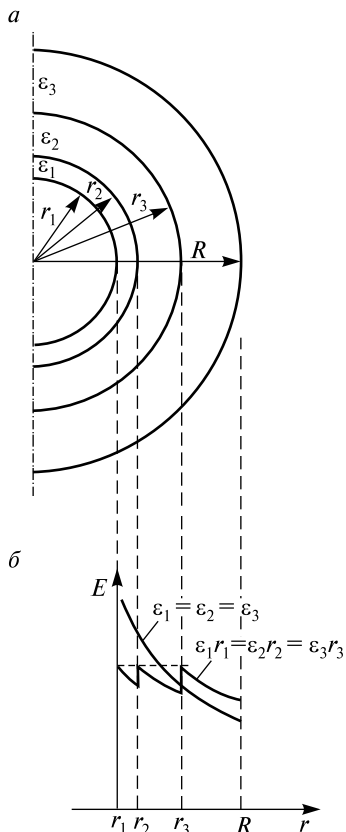


Рис. 2.22. Регулирование электрического поля путем градирирования изоляции:

а — схема градирированной изоляции; б — изменение напряженности в изоляции без градирирования и при градирировании

Решение. Амплитуда приложенного напряжения $U = 110 \sqrt{2} / \sqrt{3} = 89,6 \text{ кВ}_{\text{max}}$. Напряженность поля в месте расположения прослойки определяем по формуле (2.16)

$$E_{r2} = U/r_2 \ln(R/r_1) = 89,6/1 \cdot \ln(3/0,5) = 50 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность поля в тонкой воздушной прослойке

$$E = E_{r2}(\varepsilon_1/\varepsilon_2) = 50(6/1) = 300 \text{ кВ/см.}$$

Заметим, что при напряженности 300 кВ/см по закону Пашена возможен пробой воздушной прослойки при нормальных атмосферных условиях толщиной около 15 мкм.

В оборудовании постоянного напряжения распределение напряжения и напряженности электрического поля определяется не диэлектрическими проницаемостями диэлектриков, а их удельными сопротивлениями. Но удельные сопротивления различных диэлектриков в разной степени зависят от температуры и других переменных факторов, что затрудняет выполнение эффективного градирования изоляции в оборудовании постоянного тока.

Как будет показано ниже, в высоковольтных вводах регулирование электрического поля может выполняться с помощью так называемых конденсаторных обкладок, которые представляют собой дополнительные электроды из металлической фольги.

Дополнительные электроды располагаются между слоями бумажно-масляной или маслобарьерной изоляции и образуют цепочку емкостей, по которой распределяется напряжение. Изменяя размеры, количество и взаимное расположение дополнительных электродов можно изменять значение емкостных цепочек и тем самым регулировать распределение напряженностей по слоям изоляции вводов.

Если края скругленного электрода и твердого диэлектрика образуют клин или щель, то напряженность электрического поля в этом клине значительно выше из-за различия диэлектрической проницаемости газа (жидкости) и твердой изоляции (см. рис. 1.17). Для уменьшения напряженности электрического поля в воздушных клинах в них помещают полупроводниковые покрытия. В результате напряженность поля вдоль твердого диэлектрика уменьшается.

Экраны из полупроводниковых материалов с целью более равномерного распределения напряженности электрического поля применяются в нескольких конструкциях работающих при высоком напряжении (например, в высоковольтных кабелях с полиэтиленовой изоляцией, обмотках вращающихся машин).

Контрольные вопросы

1. Опишите конструктивные и эксплуатационные особенности внутренней изоляции.
2. Какие диэлектрические материалы используются в качестве внутренней изоляции и каковы основные требования, предъявляемые к ним?
3. Какие твердые диэлектрики имеют лучшие диэлектрические свойства?
4. Назовите характерные признаки ионизационного, теплового и электрического пробоя твердых диэлектриков?
5. В чем состоит явление старения внутренней изоляции?
6. В чем состоят отличия образования и развития ЧР при переменном и постоянном напряжении?
7. Какие жидкие диэлектрики используются в качестве внутренней изоляции устройств электроснабжения?
8. Опишите особенности пробоя в жидких диэлектриках.
9. Как влияют температура, влажность и время приложения напряжения на пробивное напряжение трансформаторного масла?
10. Почему электрическая прочность трансформаторного масла проверяется в стандартных условиях?
11. Какие газы используются в качестве внутренней изоляции?
12. Как изменяется пробивное напряжение газовой изоляции в зависимости от давления?
13. Какова сравнительная электрическая прочность масла, воздуха и элегаза?
14. В каких условиях предпочтительно использовать элегазовую изоляцию в устройствах электроснабжения?
15. Опишите особенности вакуумной электрической изоляции.
16. Опишите особенности бумажно-масляной изоляции.
17. Опишите особенности маслобарьерной изоляции.
18. С какой целью применяется градирование изоляции?

Глава 3. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ КОНСТРУКЦИИ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Изоляционные конструкции воздушных линий и контактной сети

3.1.1. Общие характеристики изоляции воздушных линий и контактной сети

Система внешнего электроснабжения электрифицированных железных дорог обеспечивает питание тяговых подстанций с помощью ВЛ с номинальным напряжением 110 или 220 кВ на условиях, предусмотренных для потребителей с электроприемниками I категории (на слабонагруженных участках допускается категория II).

ВЛ монтируются на металлических, железобетонных, деревянных и смешанного типа опорах. В отношении изоляционных характеристик металлические и железобетонные опоры вполне равноценны. Основной изоляцией ВЛ служит атмосферный воздух, обладающий сравнительно низкой электрической прочностью, поэтому изоляционные расстояния ВЛ велики.

Изоляция на опорах состоит из изоляторов, поддерживающих провода, и воздушных промежутков между проводами и телом опоры, а также металлическими оттяжками (если они имеются на опоре). В пролете ВЛ между опорами изоляция определяется воздушными промежутками между фазами и между фазой и землей. На напряжение 6, 10 и 20 кВ применяются провода с защитной изоляцией (ВЛЗ) типа СИП из сшитого полиэтилена.

На основе длительного опыта эксплуатации ВЛ на разные классы напряжения в ПУЭ [6] нормированы минимальные значения воздушных промежутков. При этом значения промежутков диктовались не только соображениями электрической изоляции, но и учитывались требования по безопасному подъему человека по опоре,

условиями схлестывания проводов в пролете при сбросе гололеда и пляске проводов, а также возможности проезда транспорта под ВЛ.

Провода на опорах ВЛ располагаются различными способами. На рис. 3.1 представлены наиболее характерные конструкции опор ВЛ и расположения на них проводов.

В электрическом отношении наиболее целесообразно расположение проводов в вершинах равностороннего треугольника, при котором индуктивное сопротивление фаз будет одинаковым (рис. 3.1, *а*). Горизонтальное расположение проводов исключает схлестывание проводов при пляске (сильной вибрации) или сбрасывании гололеда (рис. 3.1, *б*). Это крепление проводов позволяет применять более низкие опоры, уменьшает влияние грозовых перенапряжений и особенно удобно при установке деревянных опор.

Для двухцепных линий минимальный расход металла на опору будет при расположении проводов «бочкой» (рис. 3.1, *в*). Расположение проводов «обратной елкой» (рис. 3.1, *г*) удобней для монтажа, чем «прямой елкой» (рис. 3.1, *д*). Однако при «обратной елке» расход металла на опору увеличивается, если на ней предусматривается установка грозозащитного троса.

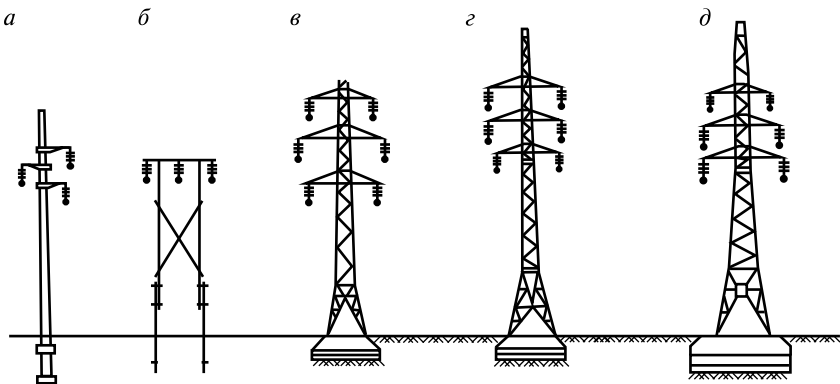


Рис. 3.1. Конструкции опор ВЛ и расположение проводов на них:

а — железобетонная промежуточная одноцепная опора с расположением проводов треугольником; *б* — деревянная П-образная промежуточная одноцепная опора с горизонтальным расположением проводов; *в* — стальная промежуточная двухцепная опора с расположением проводов «бочкой»; *г* — стальная промежуточная двухцепная опора с расположением проводов «обратной елкой»; *д* — стальная анкерная двухцепная опора с расположением проводов «прямой елкой»

Отметим, что ВЛ внешнего электроснабжения, предназначенные для питания тяговых подстанций в особо гололедных и лавиноопасных районах, выполняются на одноцепных опорах.

На ВЛ применяются промежуточные, анкерные, угловые опоры. Промежуточные опоры предназначены для поддержания проводов на прямолинейных участках линий. Провода на этих опорах не имеют жесткого крепления к изоляторам, которые располагаются вертикально. Анкерные опоры предназначены для жесткого крепления проводов к ним с тем, чтобы при их обрыве с одной стороны опоры, последняя могла выдержать тяжение проводов с другой стороны. Гирлянды на таких опорах располагаются почти горизонтально. Пример анкеровки проводов на ВЛЗ 10 кВ приведен на рис. 3.2.

Угловые опоры предназначены для установки в местах поворота линий и выполняются подобными анкерным.

Более трети общей протяженности ВЛ с номинальным напряжением до 220 кВ в России сооружены на деревянных опорах, так как такие линии дешевле линий на металлических опорах. На линиях 35—220 кВ с деревянными опорами количество изоляторов в гирляндах принимается на один меньше. Однако вследствие загрязнения гирлянд и увеличения токов утечки возникает опасность возгорания деревянных опор, доля которого от общего числа аварий, происходящих с деревянными опорами, составляет 10—15 %.

Контактная сеть является основной частью тяговой сети, которая обеспечивает передачу электроэнергии от подстанции к электрическому подвижному составу. Ниже рассматриваются изоляционные конструкции контактной сети, используемой на магистральном железнодорожном транспорте.

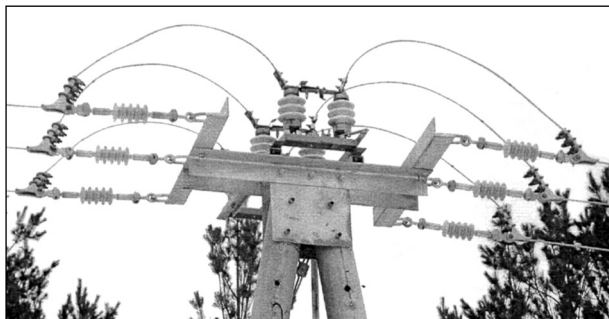


Рис. 3.2. Фрагмент анкерной опоры с разъединителем на ВЛЗ 10 кВ

Как и на ВЛ, на контактной сети основной изоляцией служит атмосферный воздух и фарфоровые, стеклянные или полимерные изоляторы наружной установки. При этом длина воздушных промежутков диктуется не соображениями электрической изоляции, а конструкцией контактной подвести.

3.1.2. Общие требования к материалам изоляторов

К диэлектрикам, из которых изготавливаются изоляторы, предъявляется ряд требований. Во-первых они должны иметь высокую механическую прочность, так как изоляторы несут большие механические нагрузки. Например, изоляторы контактной сети и линий электропередачи несут нагрузку от тяжения проводов, гололеда и ветра, исчисляемую тоннами, а опорные изоляторы, на которых крепятся шины распределительных устройств, подвержены большим нагрузкам от электродинамических сил, возникающих между шинами при коротком замыкании.

Во-вторых эти диэлектрики должны обладать высокой электрической прочностью, малыми диэлектрическими потерями, должны быть негигроскопичны, не изменять своих свойств под действием резкой смены температур, солнечной радиации и иметь высокую стойкость к образованию треков (высокопроводящих следов на поверхности диэлектрика от частичных разрядов).

Наконец, эти диэлектрики должны иметь невысокую стоимость и допускать применение высокопроизводительных технологических процессов.

Всем этим требованиям в наибольшей степени удовлетворяют глазурованный электротехнический фарфор и стекло специальных составов, а также некоторые пластмассы.

Механическая прочность фарфора и стекла сильно зависит от вида нагрузки. Так, предел прочности фарфора при сжатии составляет около 45 кН/см^2 , а при растяжении — $3,5 \text{ кН/см}^2$. Стекло по механической прочности не уступает фарфору и тоже лучше всего работает на сжатие (около 70 кН/см^2). Стеклянные подвесные изоляторы тарельчатого типа изготавливаются на нагрузки до 530 кН.

Электрическая прочность фарфора при напряжении промышленной частоты в однородном поле и толщине 0,15 см составляет около 300 кВ/см, но уменьшается при увеличении толщины фарфора.

При его толщине 1,5 см она составляет около 75 кВ/см. Электрическая прочность малощелочного стекла при тех же условиях почти в 2 раза больше, чем у фарфора.

Отметим, что при импульсных напряжениях электрическая прочность фарфора и стекла на 50—70 % выше, чем при напряжении промышленной частоты.

Из закаленного стекла в основном изготавливаются тарельчатые изоляторы. Они имеют ряд преимуществ перед фарфоровыми: технологический процесс их изготовления полностью автоматизирован и механизирован; прозрачность стекла позволяет при внешнем осмотре обнаружить различные внутренние дефекты; повреждение стекла приводит к разрушению диэлектрической части подвесных изоляторов, что облегчает обнаружение их при визуальном осмотре ВЛ и контактной сети эксплуатационным персоналом.

Полимерные изоляторы наружной установки изготавливаются из эпоксидных компаундов на основе циклоалифатических смол, из кремнийорганической резины, этиленпропиленового мономера, полиэфирных смол с минеральным наполнителем и добавкой фторопласта. Высокая механическая прочность полимерных изоляторов достигается посредством армирования их стеклопластиком. Такие изоляторы имеют высокую электрическую прочность, достаточную трекинговую стойкость и существенно меньшую массу. Для опорных и проходных изоляторов внутренней установки ранее использовалась бакелизированная бумага, которая и по электрическим и по механическим характеристикам значительно уступает фарфору и стеклу (см. п. 2.2.1). В этих целях в настоящее время используются эпоксидные компаунды, которые по электрической прочности и механической прочности на растяжение не уступают фарфору и стеклу. Электрическая прочность эпоксидного компаунда с кварцевым наполнителем составляет 250—400 кВ/см, а механическая прочность на растяжение достигает 60 кН/см².

3.1.3. Конструкции и типы изоляторов

Изоляторы предназначены для электрической изоляции и крепления токоведущих частей ВЛ, тяговых подстанций железных дорог и контактной сети переменного и постоянного тока в атмосфере с различной степенью загрязненности.

По материалу изоляционной части изоляторы подразделяются на:
— *фарфоровые, стеклянные и полимерные.*

По конструкции и назначению их подразделяют на:

— *опорные, подвесные, натяжные, фиксаторные, консольные, штыревые* — для механического крепления и изоляции токоведущих частей, находящихся под разными электрическими потенциалами и для изоляции токоведущих частей от земли;

— *проходные* — для изоляции токоведущих проводников, проходящих через стены, перекрытия или перегородки, а также корпуса электрических аппаратов и устройств;

— *покрышки и полые опорные* — для размещения в них частей аппаратов (трансформаторы тока и напряжения, дугогасительные камеры и т.д.);

— *тяги и рычаги* — для передачи движения от заземленных частей аппарата к его подвижным частям, находящимся под напряжением;

— *секционные* — для электрического разделения секций контактной сети на переменном и постоянном токе и обеспечения плавного прохода полюзов токоприемников электроподвижного состава.

Изолятор состоит из изолирующей детали и закрепленных на ней (или в ней) металлических частей (арматуры). Арматура крепится снаружи изоляционного элемента или внутри него. Сцепление арматуры с телом изоляционного элемента осуществляется посредством цементирующих веществ или механическим способом.

Изоляторы эксплуатируются при температурах от +70 до –60 °С. При изменении температуры у армированных изоляторов в месте соединения фарфора с арматурой возникают напряжения, обусловленные разными коэффициентами линейного расширения фарфора, металла арматуры и цементирующего состава. Для уменьшения этих напряжений поверхности фарфора и арматуры, соприкасающиеся с цементирующим составом, покрывают слоем компенсирующей промазки толщиной 0,2—0,3 мм. На торцевые поверхности цементного слоя наносят влагостойкое покрытие.

Опорные изоляторы по конструктивному исполнению подразделяют на: опорно-стержневые и штыревые. Обеспечение нормальной работы опорных изоляторов в чистой и загрязненной атмосфере, при дожде, тумане, росе и других видах увлажнения осуществляется за счет развития наружной боковой поверхности — ребер. Отечественной промышленностью изготавливаются опорно-

стержневые изоляторы на номинальное напряжение от 10 до 110 кВ (рис. 3.3). На более высокие напряжения применяются колонки, скомплектованные из единичных изоляторов.

Опорные штыревые изоляторы представляют собой один или несколько фарфоровых или стеклянных элементов с ребрами, соединенные между собой цементирующей связкой и имеющие металлическую арматуру в виде колпака и штыря (рис. 3.4). Основным их достоинством является высокая механическая прочность на изгиб, поскольку основную часть изгибающего усилия принимает на себя металлический штырь. Отечественная промышленность выпускает опорные штыревые изоляторы на напряжение до 35 кВ. На более высокие напряжения применяются колонки, скомплектованные из единичных изоляторов.

Условное обозначение опорных изоляторов: И — изолятор, О — опорный, Н — наружной установки, С — стержневой, Ш — штыревой; первое число — номинальное напряжение, кВ; второе число — минимальная разрушающая нагрузка на изгиб, даН (кгс).

На воздушных линиях электроснабжения СЦБ и продольного электроснабжения напряжением 6—10 кВ наряду с подвесными та-

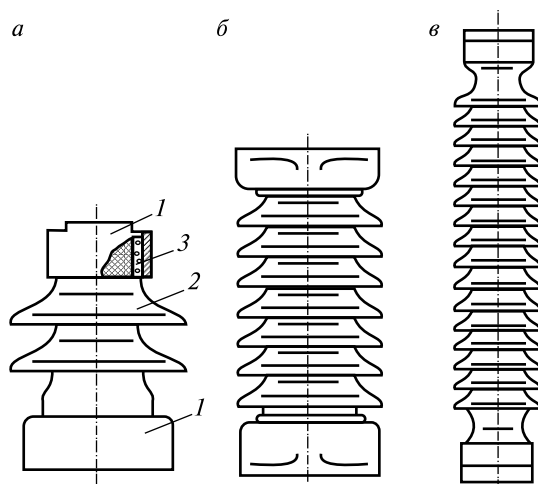


Рис. 3.3. Опорные стержневые изоляторы для наружной установки: *а* — на напряжение 10 кВ; *б* — на 35 кВ; *в* — на 110 кВ; 1 — фланцы; 2 — фарфор; 3 — цементная связка

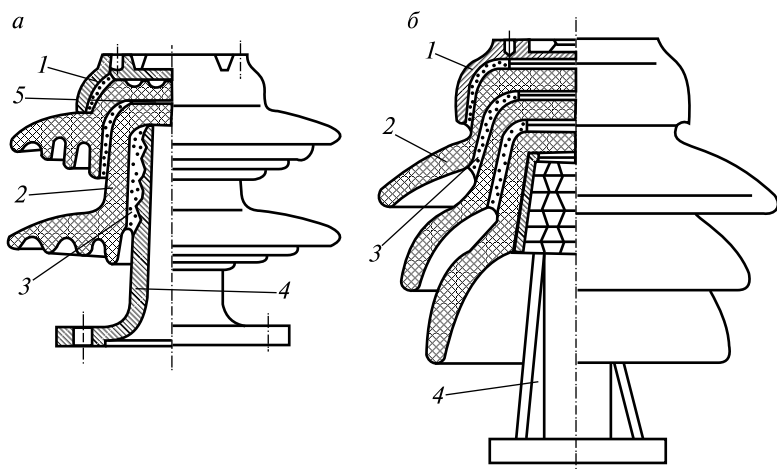


Рис. 3.4. Опорные штыревые изоляторы наружной установки:
 а — на напряжение 20 кВ; б — на 35 кВ; 1 — колпак; 2 — фарфор; 3 — цементная связка; 4 — штырь; 5 — прокладка

рельчатыми изоляторами применяются штыревые фарфоровые изоляторы ШФ10, ШФ20 и штыревые стеклянные изоляторы ШС-10. Изоляторы ШФ20 применяются в местах активного загрязнения и при установке на металлические траверсы. Для крепления штыревых изоляторов этого типа применяются металлические штыри с полиэтиленовыми колпачками или крючья с прокладкой из пропитанной суриком пеньки. В условных обозначениях этих изоляторов первая буква обозначает «штыревой», вторая буква — материал изделия «фарфоровый или стеклянный», цифры указывают номинальное напряжение в киловольтах (рис. 3.5).

Проходной изолятор в простейшем виде представляет собой цилиндр из одного или нескольких слоев диэлектрика, внутри цилиндра вдоль оси проходит токоведущий стержень; снаружи в средней части цилиндр охватывается металлическим фланцем, служащим для крепления изолятора к корпусу аппарата или к стене здания. Оба конца проходного изолятора могут размещаться в помещении, на открытом воздухе или один конец — в помещении (внутри аппарата), а другой — на открытом воздухе. Кроме того, концы проходного изолятора могут находиться в разных средах (воздух — масло или

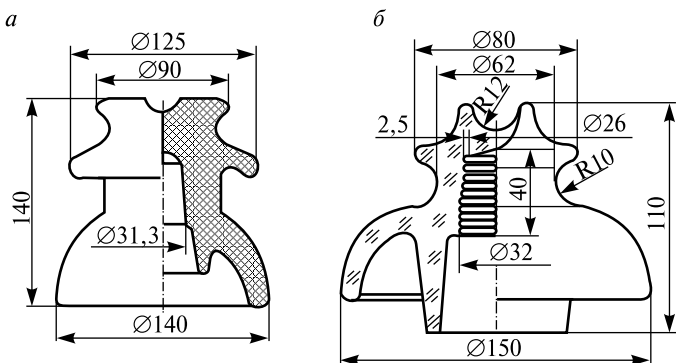


Рис. 3.5. Штыревые изоляторы напряжение 10 кВ ШФ10 (а); ШС10 (б)

воздух — элегаз). Проходные изоляторы на напряжение 35 кВ и выше, обычно называются вводами, имеют более сложную конструкцию, поэтому рассматриваются ниже в п. 3.3.

Наружная поверхность всех фарфоровых проходных изоляторов имеет ребра, размеры и шаг которых зависят от назначения и класса напряжения изоляторов. Наличие ребер увеличивает разрядные характеристики изоляторов на 15—25 %. Пробивное напряжение фарфоровой стенки (пробивное напряжение по толще фарфора) не менее чем в 1,6 раза больше напряжения перекрытия по внешней изоляции.

Для предотвращения ионизационных процессов внутри проходного фарфорового изолятора с воздушной изоляцией на напряжение 20 и 35 кВ внутренняя полость изолятора покрывается полупроводящим или проводящим покрытием и соединяется с токоведущим стержнем, т.е. на него подается потенциал стержня. При этом воздух внутри изолятора не используется как изолятор, но предотвращает появление короны на шине. С этой же целью токоведущий стержень покрывают слоем бакелизированной бумаги толщиной 3—6 мм или заполняют внутреннюю полость компаундом. Фланцы изготавливают из алюминиевых сплавов или чугуна специальной марки (немагнитного и неподверженного коррозии).

На напряжение до 35 кВ проходные изоляторы могут изготавливаться с токопроводом или без него, в последнем случае токоведущие части устанавливаются непосредственно при монтаже. В процессе эксплуатации на проходные изоляторы воздействуют элект-

рические, тепловые и механические нагрузки от токов короткого замыкания и длительного прохождения номинального электрического тока.

Прходные фарфоровые изоляторы изготавливаются на номинальные токи от 400 до 30000 А, их механическая прочность определяется минимальным разрушающим усилием на изгиб и имеет значения от 375 до 4250 даН. Эти данные включены в обозначения типа проходного изолятора. Например, марка ИП-10/1600-3000 означает — проходной изолятор на напряжение 10 кВ, номинальный ток 1600 А и минимальное разрушающее усилие на изгиб 3000 даН.

На рис. 3.6 представлена конструкция проходного фарфорового изолятора типа ИП-10/630-750 на напряжение 10 кВ для работы в помещении.

Конструктивные размеры в основном определяются классом напряжения и климатическим исполнением и изменяются незначительно. Например, длина проходного изолятора с фарфоровой изоляцией на напряжение 10 кВ изменяется от 565 до 685 мм; на напряжение 20 кВ — практически не изменяется и составляет 865 мм.

Более сложная конструкция фарфорового проходного изолятора с воздушной изоляцией на напряжение 35 кВ представлена на рис. 3.7.

Для предотвращения коронирования на токоведущий стержень нанесен слой бумаги. У заземленного фланца из-за малого расстояния между ним и токоведущим стержнем напряженность электрического поля высока, поэтому возможно перекрытие проходного изолятора по внешней поверхности. Повышение напряжения пере-

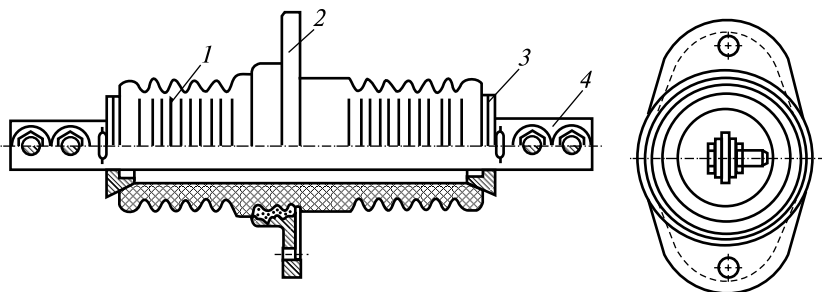


Рис. 3.6. Конструкция проходного фарфорового изолятора:
1 — полый фарфоровый корпус; 2 — фланец; 3 — металлический колпак;
4 — токопровод (алюминиевый или медный стержень)

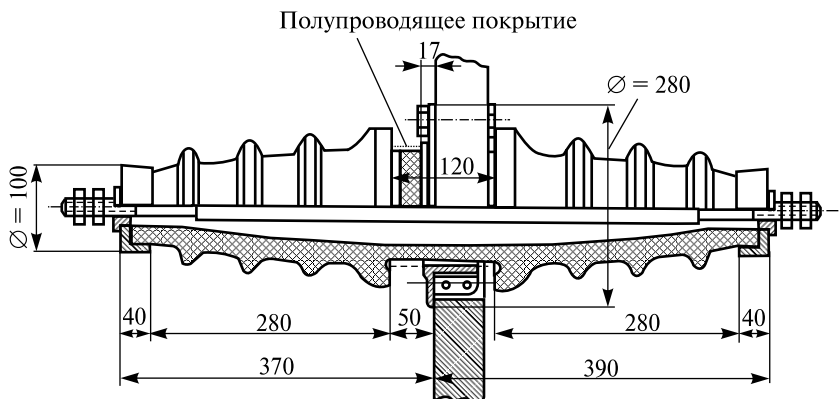


Рис. 3.7. Изолятор фарфоровый проходной на напряжение 35 кВ с воздушной полостью и стержнем покрытым слоем бумаги

крытия достигается увеличением наружного диаметра фарфора возле фланца и нанесением на поверхность фарфора полупроводящего покрытия, металлически соединенного с фланцем.

Внутри помещения могут устанавливаться проходные изоляторы из эпоксидного компаунда, т.е. без фарфоровых покрывшек. У фарфоровых проходных изоляторов наружно-внутренней установки часть фарфорового корпуса, обращенного наружу, имеет более развитые ребра и надежное уплотнение, не позволяющее влаге проникать внутрь изолятора.

Подвесные изоляторы тарельчатого типа (изобретены в 1906 г.) являются основным видом изоляции ВЛ переменного и постоянного тока всех классов напряжения, а также контактной сети переменного и постоянного тока. Существует большое количество конструкций тарельчатых изоляторов. Некоторые из них представлены на рис 3.8.

Размеры тарельчатых изоляторов приведены в [7] и других справочниках. Основу изолятора составляет фарфоровая или стеклянная изолирующая деталь — тарелка (рис. 3.9). Средняя часть тарелки, выгнутая вверх, называется головкой изолятора. На головке изолятора крепится шапка из ковкого чугуна. В гнездо, расположенное внутри головки изолятора, заделывается оцинкованный стальной стержень (пестик).

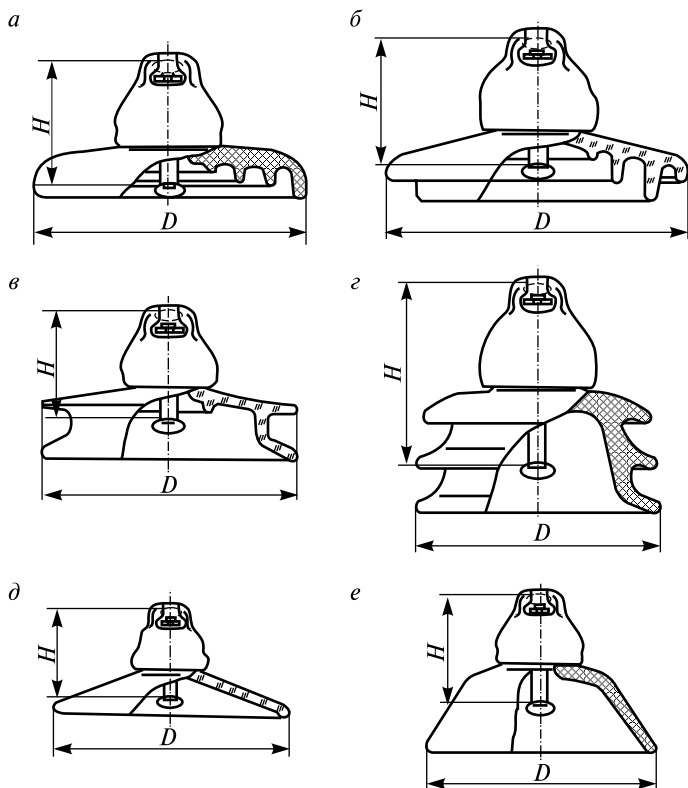


Рис. 3.8. Подвесные изоляторы грязестойкого исполнения:

а — с развитий нижней поверхностью тарелки; *б* — с экраним ребром; *в* и *г* — с развитой боковой поверхностью; *д* и *е* — с гладкой конической тарелкой (антивандажные)

Путем шарнирного соединения тарельчатые изоляторы, собираются в гирлянды на любое напряжение. Гирлянды могут быть одинарными, двойными или V-образными.

В отличие от опорных или штыревых изоляторов механическая нагрузка, создаваемая тяжением проводов, направлена у подвесных изоляторов не перпендикулярно, а вдоль оси, и не создает изгибающих усилий. Изоляторы гирлянды работают на растяжение. Однако конструкция тарельчатых изоляторов такова, что внешняя нагрузка вызывает в диэлектрике (фарфоре или стекле) в основном напря-

В эксплуатации на железных дорогах находятся тарельчатые фиксаторные фарфоровые изоляторы **ФТФ-40**. Их условное обозначение: первая буква (назначение изолятора) **Ф** — фиксаторные, вторая буква **Т** — тарельчатый, третья буква (материал изоляционной детали) **Ф** — фарфоровый, цифра — класс изоляторов (нормированная механическая разрушающая сила при растяжении), кН.

Изолятор стержневого типа представляет собой фарфоровый стержень с ребрами на боковой поверхности и металлическими оконцевателями на концах (рис. 3.10).

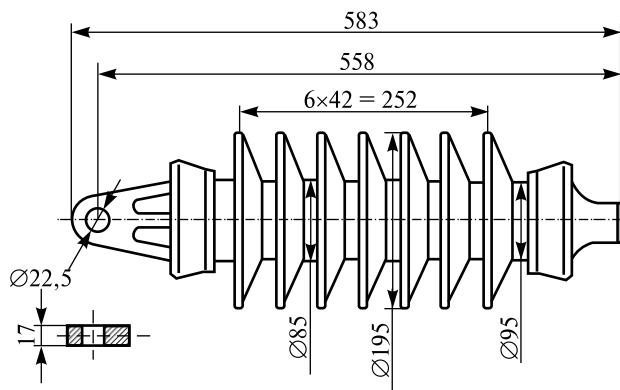


Рис. 3.10. Изолятор фиксаторный стержневой фарфоровый **ФСФ 70-25/0,95**

В настоящее время стержневые фарфоровые изоляторы выпускаются подвешного (**ПСФ**), натяжного (**НСФ**), консольного (**КСФ**) и фиксаторного (**ФСФ**) исполнения. Их условное обозначение: первая буква — назначение изолятора; вторая буква — конструктивное выполнение — стержневой; третья буква — материал изоляционной части; первая цифра — класс изолятора (нормированная механическая разрушающая сила при растяжении), кН; вторая цифра — номинальное напряжение контактной сети, кВ; третья цифра — длина пути утечки, м.

Пример записи условного обозначения фиксаторного стержневого фарфорового изолятора класса 70 кН, на номинальное напряжение 25 кВ, с длиной пути утечки 0,95 м — **ФСФ 70-25/0,95**.

На ВЛ и КС переменного и постоянного тока эксплуатируются как гладкостержневые, так и ребристые (рис. 3.11) *полимерные изоляторы*, основными элементами которых являются: стержень из од-

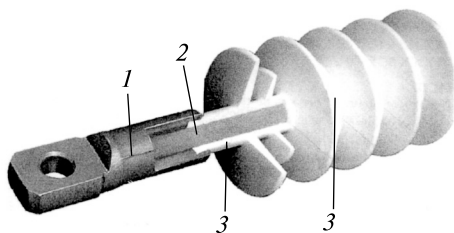


Рис. 3.11. Конструкция полимерного изолятора

нонаправленного стеклопластика 2, защитная полимерная оболочка (чехол) 3 и металлические оконцеватели 1. По назначению они подразделяются на: подвесные, консольные, натяжные и фиксаторные.

В их условные обозначения входят: первая буква — назначение изолятора; вторая буква — конструктивное исполнение — стержневой; третья буква (или сочетание прописной и строчной буквы) — материал и конфигурация защитной оболочки: К — кремнийорганическая резина гладкая, Кр — тоже, ребристая, Фт — гладкая из фторопласта; первая цифра — класс изолятора (нормированная разрушающая сила при растяжении), кН; вторая цифра — номинальное напряжение контактной сети, кВ (для натяжных и фиксаторных изоляторов) или нормированная разрушающая сила при изгибе, кН (для консольных изоляторов); третья цифра — длина пути утечки, м (для натяжных и фиксаторных изоляторов) или номинальное напряжение, кВ (для консольного изолятора); четвертая цифра для консольного изолятора — длина пути утечки, м. В конце обозначения изоляторов для сети железных дорог могут быть буквы «ДГП». Буква «Д» обозначает модификацию с повышенной электрической прочностью внутренней изоляции. Следующие две буквы соответственно обозначают типы верхнего и нижнего оконцевателей (Г — гнездо; П — пестик; С — серьга; Т — труба; Р — резьба). На рис. 3.12 представлено схематичное изображение некоторых исполнений изоляторов по типам применяемых оконцевателей. Выделенные размеры зависят от класса изоляторов по механической нагрузке.

На рис. 3.13 приведены примеры конструкций полимерных изоляторов контактной сети переменного тока напряжением 25 кВ. Срок службы таких изоляторов составляет 30 лет. При соответствующей длине пути утечки тока они могут эксплуатироваться в районах вплоть до VII степени загрязнения атмосферы включительно.

В России освоено также производство *линейных подвесных стержневых полимерных изоляторов* типа ЛК на напряжение от 10 до

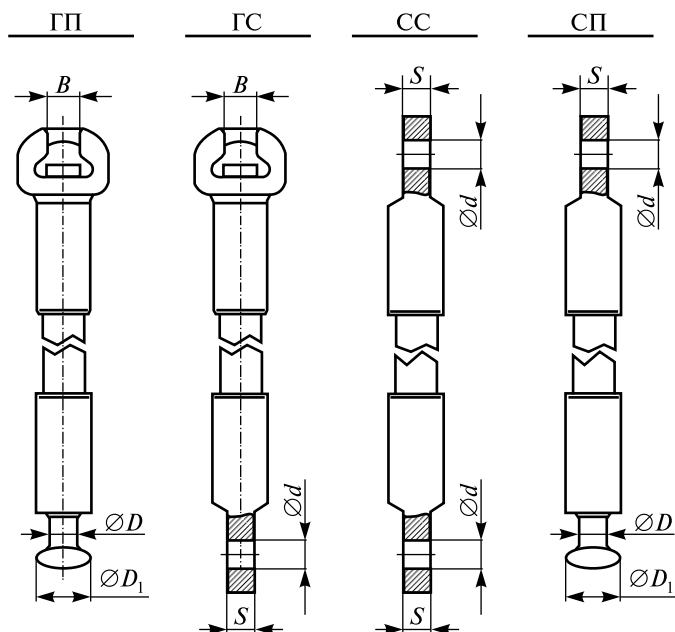


Рис. 3.12. Исполнение изоляторов по типам применяемых оконцевателей

220 кВ. Их условное обозначение: буквы Л — линейный изолятор, К — материал защитной оболочки — кремнийорганическая резина; первая цифра — класс изолятора, кН; вторая цифра — номинальное линейное напряжение, кВ; третья римская цифра — степень загрязнения; первая буква — буквенное обозначение типа верхнего (потенциального) оконцевателя: Г — гнездо или С — серьга; вторая буква — буквенное обозначение типа нижнего (заземленного) оконцевателя: П — пестик или С — серьга.

Пример условного обозначения изолятора типа ЛК: ЛК 70/110-III-ГП — линейный полимерный изолятор с защитной оболочкой из кремнийорганической резины с номинальной разрушающей нагрузкой 70 кН, на напряжение 110 кВ, для эксплуатации в районах со степенью загрязнения по ГОСТ 9920 до III включительно, верхний оконцеватель типа «гнездо», а нижний — «пестик».

Изготавливает полимерные изоляторы типа ЛК ЗАО «НПО Изолятор». Один изолятор ЛК 70/10-IV заменяет 2 изолятора типа ПС 70Е, изолятор ЛК 70/110-IV — 12 изоляторов типа ПС 70Е, изоля-

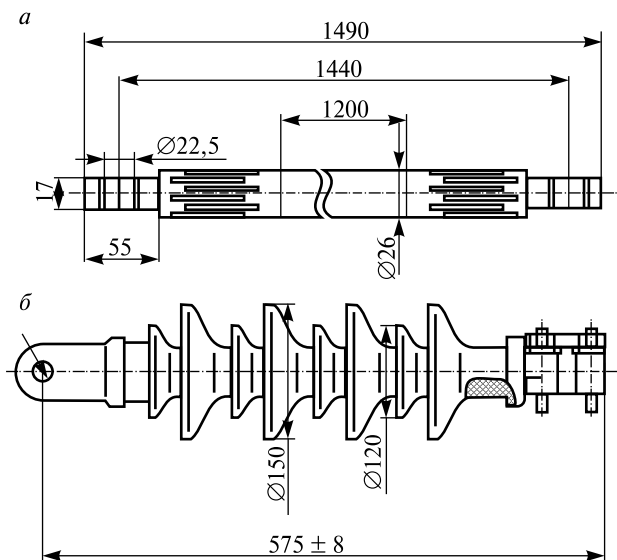


Рис. 3.13. Полимерные изоляторы контактной сети переменного тока:
а — натяжной гладкостержневой изолятор НСФт 120-25/1,2; *б* — консольный
 стержневой изолятор КСКр 70-8/25/0,9

тор ЛК 70/220-IV — 26 изоляторов типа ПС 70Е, а один изолятор ЛК 160/220-IV — 22 изолятора типа ПС 160Д.

На рис. 3.14 изображен линейный подвесной полимерный изолятор на напряжение 220 кВ. Основным отличием его конструкции является наличие металлических экранов, которые способствуют выравниванию напряжения вдоль изолятора.

Кроме того, освоено производство опорных стержневых полимерных изоляторов типа ОСК (опорный стержневой с защитной оболочкой из кремнийорганической резины) на напряжение от 10 до 110 кВ, которые могут заменить фарфоровые изоляторы того же класса напряжения.

Секционные изоляторы (рис. 3.15) применяются для электрического разъединения секций контактной сети электрифицированных железных дорог на переменном и постоянном токе.

Они должны обеспечить плавный проход (без ударов, отрывов, снижения контактного нажатия и нарушений работы тяговых двигателей) ползцов токоприемников электроподвижного состава.

Секционные изоляторы также применяются на станциях стыкования.

Разработано и эксплуатируется несколько типов секционных изоляторов. Тип секционного изолятора выбирается в зависимости от его назначения, номинального напряжения контактной сети и установленной скорости движения поездов в месте его применения. Секционные изоляторы рассчитаны на эксплуатацию при температуре от -60 до $+70$ °С в районах со степенью загрязнения атмосферы до VII включительно. Установленный срок службы изоляторов составляет 20 лет. В качестве изолирующей вставки применяются стержни с фторопластовой трубкой, натяжные гладкостержневые изоляторы (см. рис. 3.13, а) или гладкостержневые полимерные элементы такой же конструкции на соответствующее напряжение.

Секционные изоляторы имеют старые и новые обозначения. Новые условные обозначения должны состоять из букв и цифр: первые цифры и буквы — тип изолятора, присваиваемый ему разработчиком, например: ИС; СИ6; СИ6-1 и т.д.; вторые цифры — допустимая максимальная скорость прохода токоприемников электроподвижного состава, км/ч, например 80, 120, 160, 200; третьи цифры — назначение изолятора: 25/25 — для образования нейтральных вставок (разделения фаз) контактной сети напряжением 25 кВ; 25/3 — для разделения секций контактной сети на станциях стыкования двух родов тока напряжением 25 кВ и 3 кВ; 25 — для разделения секций контактной сети напряжением 25 кВ; 3 — для разделения секций контактной сети напряжением 3 кВ.

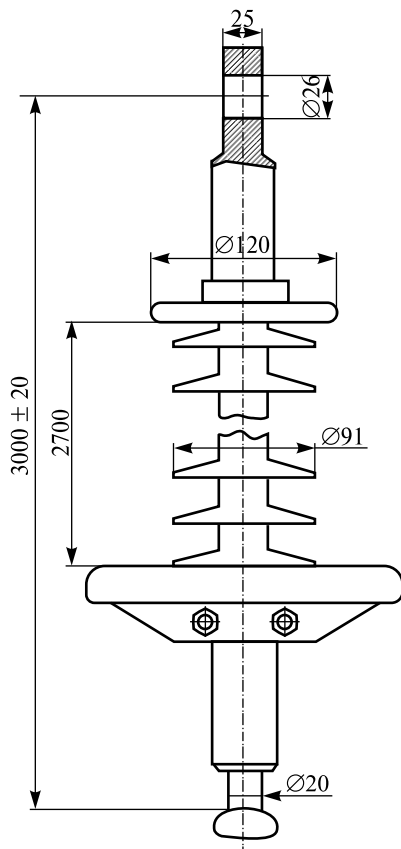


Рис. 3.14. Общий вид полимерного изолятора типа ЛК 160/220-IV-СП

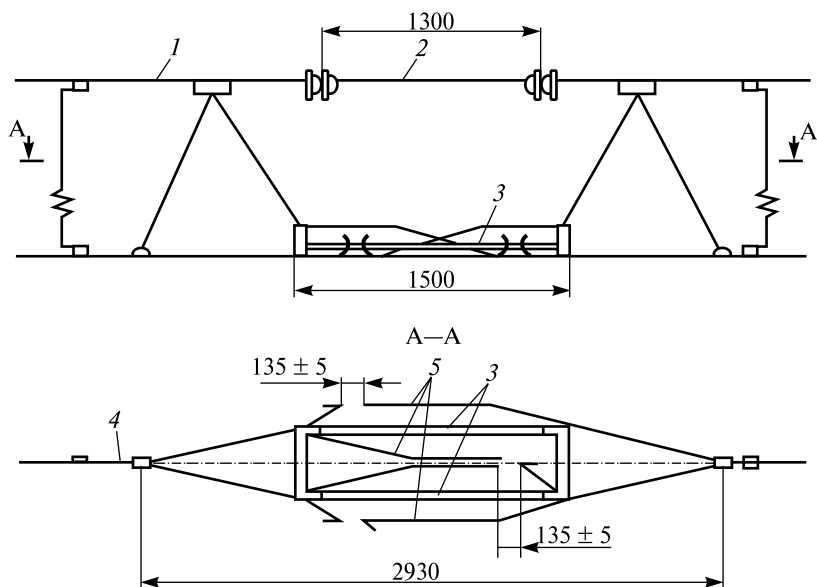


Рис. 3.15. Секционный изолятор типа ИСМ-1М для переменного и постоянного тока:

1 — несущий трос; 2 — нейтральная вставка; 3 — изолирующая вставка; 4 — контактный провод; 5 — скользян

Заканчивая обзор конструкции изоляторов, отметим:

— в эксплуатации находятся изоляторы, ранее поставлявшиеся из других стран, а также снятые с производства в России;

— технология изготовления полимерных изоляторов освоена на нескольких ОАО или ЗАО (по ГОСТ Р 51204, ГОСТ Р 52082, ГОСТ 28856), но, видимо, она не всегда соблюдается, так как имелись случаи запрещения применения полимерных изоляторов на контактной сети;

— для контактной сети постоянного и переменного тока, а также ВЛ напряжением 35—110 кВ в дальнейшем будет отдано предпочтение полимерным изоляторам, так как они по массе в 7—8 раз меньше фарфоровых; к тому же фарфоровые и стеклянные изоляторы часто подвергаются механическим повреждениям из-за случаев вандализма, а полимерные изоляторы ударопрочные.

Предполагается, что при сооружении новых электрифицированных линий и при капитальном ремонте контактных сетей будет осуществлен постепенный переход на применение полимерных изоляторов [3].

Краткие характеристики некоторых фарфоровых, стеклянных и полимерных изоляторов, применяемых для контактной сети и на воздушных линиях электропередачи электрифицированных железных дорог, приведены в прил. 1.

3.1.4. Изоляционные конструкции воздушных линий и контактной сети

На воздушных линиях напряжением выше 35 кВ и в контактной сети переменного и постоянного тока подвесные изоляторы соединяются в гирлянды. Благодаря шарнирному соединению подвесных изоляторов гирлянда приобретает гибкость, что способствует снижению нагрузок особенно при ветровых отклонениях и обрывах проводов.

Как уже отмечалось, напряжение на изоляторах гирлянды распределяется неравномерно. Контроль распределения напряжения по изоляторам гирлянды и на многоэлементных опорных изоляторах осуществляется с помощью специальной измерительной штанги, на конце которой размещаются шаровой разрядник или киловольтметр, а также щупы, которыми касаются шапки и стержня (пестика) проверяемого изолятора (рис. 3.16). Напряжение на проверяемом изоляторе фиксируется визуально по расстоянию между электродами шарового разрядника во время разряда или по положению стрелки измерительного прибора (киловольтметра).

На электрифицированном железнодорожном транспорте используется универсальная измерительная штанга ШИ-35/110 кВ, оборудован-

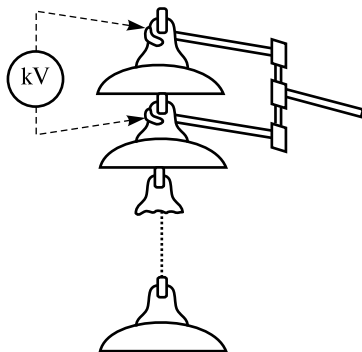


Рис. 3.16. Измерение распределения напряжения по элементам гирлянды с помощью изоляционной штанги, на конце которой размещен киловольтметр кВ

ная шаровым разрядником и специальной головкой, по положению стрелки которой определяют напряжение на изоляторе во время пробоя шарового разрядника. На контактной сети переменного тока напряжением 25 кВ применяется измерительная штанга ШДИ-27,5, в которой измерительный прибор включен через добавочные сопротивления. На измерительном приборе красками обозначены дефектные зоны для гирлянд изоляторов, состоящих из трех или шести изоляторов.

Усредненные распределения напряжения по подвесным фарфоровым изоляторам гирлянд ВЛ 35—220 кВ представлены в табл. 3.1 [6]. Если значение измеренного на изоляторе напряжения меньше 50 % указанного в табл. 3.1 он бракуется.

Для закрепления проводов контактной сети в определенном положении относительно оси пути, земли и других сооружений используются консоли, кронштейны, фиксаторы, жесткие и гибкие поперечины. При этом в качестве изоляторов применяются подвесные, консольные, фиксаторные и натяжные изоляторы, характеристики которых рассмотрены ранее. На рис. 3.17—3.19 представлены типовые решения по размещению изоляторов при различных конструкциях контактной сети железной дороги.

На рис. 3.18 представлено размещение подвесных и натяжных изоляторов на изолированной гибкой поперечине. Отметим, что поперечно-несущий трос и верхний фиксирующий трос гибкой поперечины могут быть изолированными или неизолированными от опор, на которых они крепятся. Нижний фиксирующий трос во всех случаях изолируется от опор.

На опорах контактной сети, кроме контактного провода и несущего троса, на кронштейнах, траверсах и укосинах с помощью подвесных или штыревых изоляторов закреплены провода различного назначения. Типичная схема размещения проводов на опорах контактной сети постоянного тока приведена на рис. 3.19. На КС существуют и другие конструктивные решения размещения усиливающих проводов и проводов ВЛ.

Кронштейны и траверсы могут быть из оцинкованной стали и деревянные. Конструкции деревянных кронштейнов для крепления проводов ВЛ на напряжение 6—10 кВ приведены на рис. 3.20.

Напомним, что в ближайшей перспективе изоляционные конструкции воздушных линий и контактной сети будут осуществля-

Таблица 3.1

Усредненные распределения напряжения по подвесным изоляторам гирлянд ВЛ 35-220 кВ

Напря- жение ВЛ, кВ	Кол-во изо- ляторов в гирлянде	Напряжение, кВ, на изоляторе номер, считая от траверсы													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
220	14	9	8	7	7	7	6	7	7	8	9	10	11	13	18
	13	10	8	8	8	7	7	7	8	8	10	12	14	20	—
	8	8	6	5	4,5	6,5	8	10	17	—	—	—	—	—	—
110	7	9	6	5	7	8,5	10	18,5	—	—	—	—	—	—	—
	6	10	8	7	9	11	19	—	—	—	—	—	—	—	—
	4	4	3	5	8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
35	3	6	5	9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	10	10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Сумма напряжений, измеренных по изоляторам гирлянды, не должна отличаться от фазного напряжения ВЛ более чем на $\pm 10\%$ для гирлянд на металлических и железобетонных опорах и более чем на 20% — на деревянных.

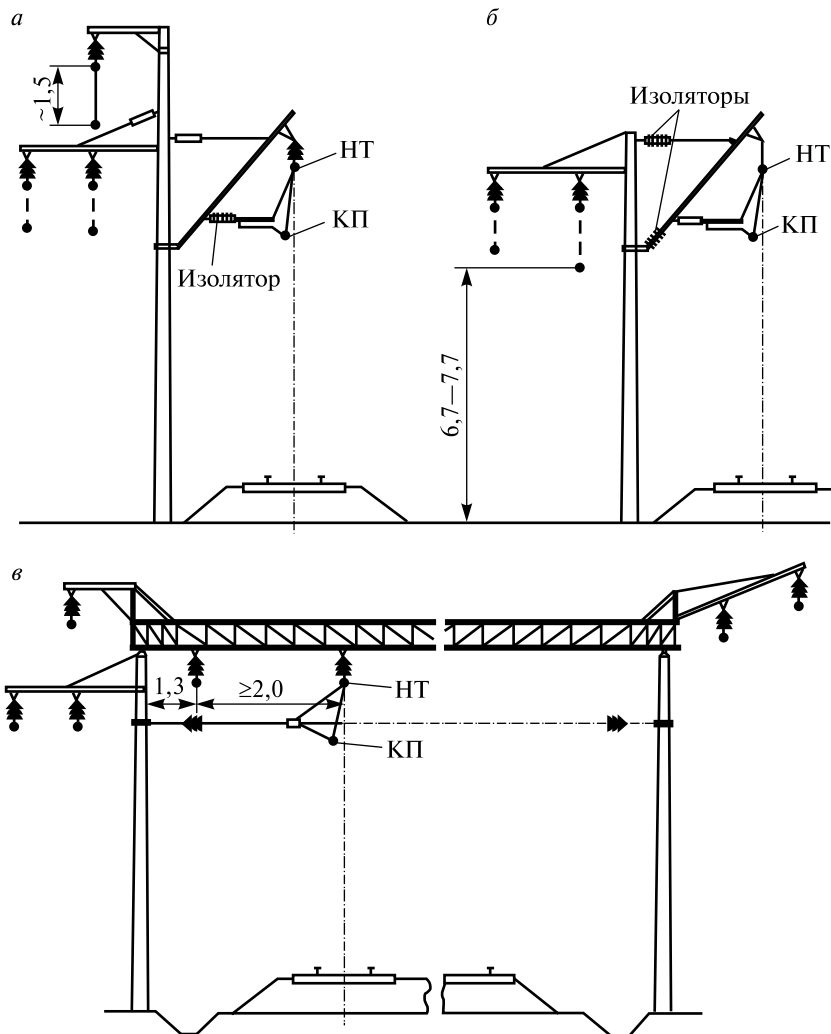


Рис. 3.17. Типовые решения конструкции контактной сети:
a — с подвесными и фиксаторными изоляторами (неизолированная консоль);
б — с консольными изоляторами (изолированная консоль); *в* — на жесткой поперечине с подвесными и натяжными изоляторами; КП — контактный провод; НТ — несущий трос

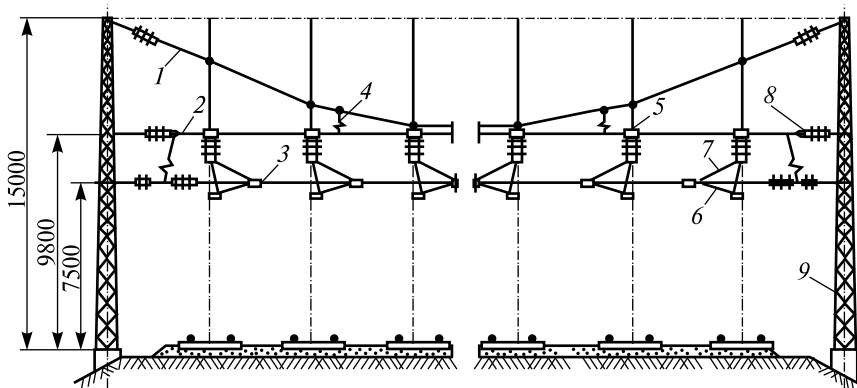


Рис. 3.18. Схема изолированной гибкой поперечины:

1 — поперечно-несущий трос; 2, 3 — верхний и нижний фиксирующие тросы; 4 — электрический соединитель; 5 — вертикальная струна гибкой поперечины; 6 — фиксатор; 7 — наклонная струна фиксатора; 8 — изолятор; 9 — опора гибкой поперечины

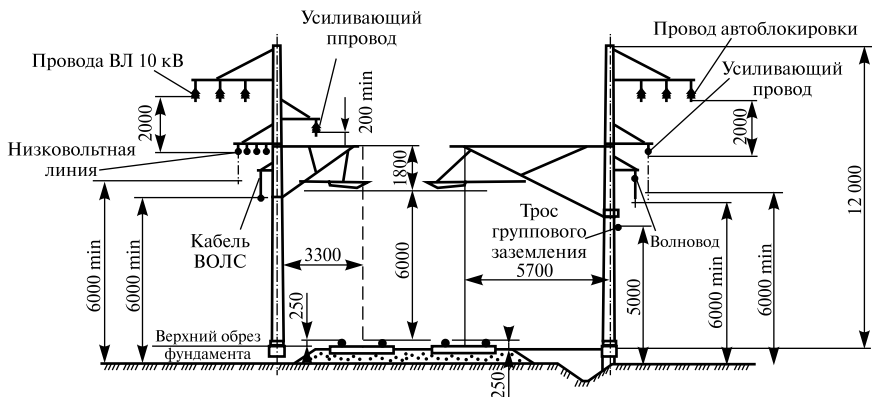


Рис. 3.19. Схема размещения проводов различного назначения на опорах контактной сети

ться на базе полимерных изоляторов. В этой связи следует отметить, что хотя на сегодня система переменного тока напряжением 25 кВ и 2×25 кВ полностью удовлетворяет требованиям железных дорог, в перспективе нетрадиционные системы тяги будут выполняться на повышенных напряжениях. Освоение выпуска полимер-

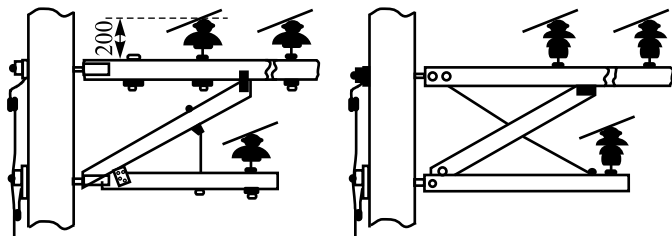


Рис. 3.20. Деревянные кронштейны для ВЛ 6–10 кВ

ных изоляторов для контактной сети повышенного напряжения не вызовет серьезных технических трудностей.

3.2. Изоляционные конструкции силовых кабелей

Кабельные линии электропередачи значительно дороже ВЛ, поэтому всюду где возможно предпочтение отдается последним. Кабельные линии применяются в городах и на территориях промышленных предприятий, а также при пересечении транспортных магистралей, морских проливов и рек. Прокладка кабелей в земле выполняется в трубах, туннелях или в траншеях, а под водой — по дну или в траншеях.

В устройствах электроснабжения железных дорог в основном применяются кабели на напряжение 35 кВ (электроснабжение не-тяговых потребителей) и 6–10 кВ (электроснабжение СЦБ). В зависимости от назначения силовые кабели выполняются одно- или трехжильными (значительно реже — четырехжильными). Токопроводящие жилы кабелей изготавливаются из меди или алюминия и могут быть однопроволочными или многопроволочными.

Силовых кабелей напряжением до 35 кВ долгое время выпускали исключительно с *бумажно-масляной изоляцией* (см. п. 2.2.4). Для пропитки изоляции кабелей на напряжение до 10 кВ применяют маслоканифольный состав МП-1 (содержание канифоли 10,5–26 %), а для кабелей на напряжение 20–35 кВ — маслоканифольный состав МП-2 (содержание канифоли 31,5–43,5 %). В обоих случаях применяются пропиточные масла марки П-28.

Для пропитки кабелей, предназначенных для вертикальной прокладки, применяют нестекающие пропиточные составы, например,

состав марки НКМ-35, состоящий из масла марки П-28 (50 %), низкомолекулярного полиэтилена (30 %), церезина (15 %) и канифоли (5 %). Для кабелей на напряжение до 10 кВ используется синтетическое пропиточное масло «октол».

На рис. 3.21 представлена конструкция трехжильного кабеля с вязкой пропиткой и поясной изоляцией на напряжение до 10 кВ. Между жилами кабеля имеется двойная фазная изоляция, а между каждой жилой и общей оболочкой — фазная и поясная. В таких конструкциях фазы, разделенные изоляцией, располагаются в общей металлической оболочке, что приводит к нарушению радиального электрического поля и повышению поля в зоне между жилами кабеля. К тому же в такой конструкции затруднен отвод тепла из центральной части кабеля. Поэтому трехжильные кабели с поясной изоляцией применяются только для напряжения до 10 кВ.

При более высоких напряжениях (до 35 кВ) применяются кабели с отдельно оцинкованными жилами (рис. 3.22) или кабели с экранированными жилами. В обоих типах таких

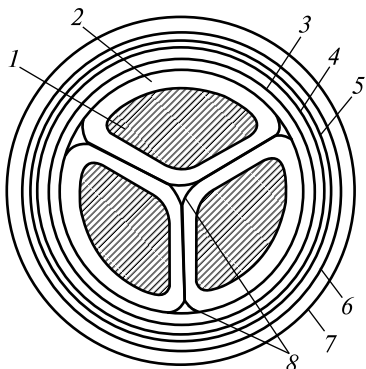


Рис. 3.21. Трехжильный кабель с вязкой пропиткой, поясной изоляцией и секторными жилами на напряжение 10 кВ (типа СБ):

1 — токопроводящая жила; 2 и 3 — фазная и поясная изоляция из пропитанной бумаги; 4 — свинцовая оболочка; 5 — подушка под броней; 6 — стальная броня; 7 — антикоррозионный покров, состоящий из битумного состава, пропитанной кабельной пряжи и мелового покрытия; 8 — джутовое заполнение (жгуты, скрученные из бумажных лент)

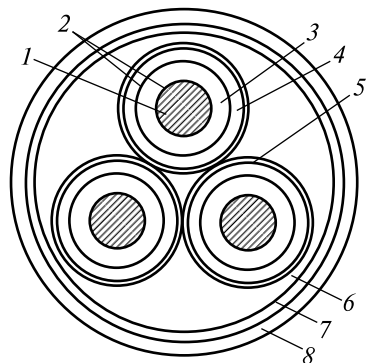


Рис. 3.22. Трехжильный кабель с отдельно оцинкованными жилами на напряжение 20 и 35 кВ (типа ОСБ):

1 — токопроводящая жила; 2 — полупроводящие экраны; 3 — изоляция; 4 — свинцовая оболочка; 5 — подушка; 6 — заполнение; 7 — броня; 8 — защитные покрытия

кабелей электрическое поле строго радиальное, что позволяет применять примерно в два раза бóльшие рабочие напряженности поля по сравнению с трехжильными кабелями с поясной изоляцией. Кабели с отдельно свинцованными жилами имеют бóльшую стоимость, но обеспечивают лучшие условия для отвода тепла от жил кабеля, благодаря чему допускают передачу большей электрической мощности при том же сечении.

Так как на поверхности наружного повива отдельных проволок жил кабеля напряженность электрического поля возрастает, для устранения «негладкости» проводов поверхность жил кабелей напряжением 20 и 35 кВ покрывается повивом лент из полупроводящей бумаги.

Буквы в маркировке кабелей обозначают: СБ — кабель с бумажной пропитанной изоляцией с медными жилами в свинцовой оболочке (С) с броней из стальных лент (Б) с защитными покровами из кабельной пряжи, пропитанной битумом; СБГ — тоже, но без защитных покровов (Г — «голый»); СГ — то же, но без брони и защитных покровов; АСБ — то же, что СБ, но с алюминиевой жилой; ААБ — тоже, но с алюминиевой оболочкой (А вместо С).

Основным недостатком кабелей с вязкой пропиткой является возможность появления газовых включений, которые приводят к существенному снижению электрической прочности кабелей. Появление газовых включений обусловлено перемежающимся нагревом и охлаждением кабеля. При нагреве кабеля в режиме максимальной нагрузки оболочка, изготовленная из свинца, из-за разных температурных коэффициентов расширения, растрескивается изоляцией. При уменьшении нагрузки и остывания кабеля оболочка сохраняет остаточную деформацию, в результате чего внутри кабеля образуется ряд пустот, заполняющихся выделяющимся из изоляции газом. Постепенно газовые включения распространяются по изоляции кабеля, в них происходят ионизационные процессы, т.е. частичные разряды, которые являются причиной преждевременного пробоя изоляции. Полное время развития пробоя может исчисляться месяцами и даже годами. Поэтому кабели с вязкой пропиткой долгое время являлись основным типом кабелей на напряжение до 35 кВ, а фактический срок службы их достигает 40—50 лет.

Для пропитки кабелей наряду с жидкими диэлектриками применяются газы. По конструкции такие кабели аналогичны маслona-

полненным, но дополнительно в них вводится азот или элегаз под давлением (рис. 3.23). Преимущество таких кабелей перед маслонаполненными состоит в том, что у них более простая схема поддержания давления, большой запас прочности при аварийном падении давления, однако условия охлаждения токопроводящих жил в них хуже.

Для напряжений 110 кВ промышленной частоты используются: *маслонаполненные кабели*, которые, как правило, выполняются одножильными; *маслонаполненные кабели высокого давления* в стальных трубах, которые выполняются трехфазными; *газонаполненные кабели*, в которых необходимая длительная электрическая прочность достигается за счет повышения давления газа (сухой очищенный азот или смесь азота и элегаза).

В конце XX в. широкое распространение получили кабели с *пластмассовой изоляцией* для всех классов напряжений. В качестве изоляции в них используется поливинилхлоридный пластикат (ПВХ) или полиэтилен (ПЭ). Пластмассовая изоляция обладает рядом преимуществ по сравнению с бумажно-масляной. Она влагостойка, в связи с чем отпадает необходимость в дорогостоящих водонепроницаемых оболочках кабеля. Вес кабеля с пластмассовой изоляцией существенно меньше веса кабеля с вязкой изоляцией, к тому же он обладает малыми диэлектрическими потерями.

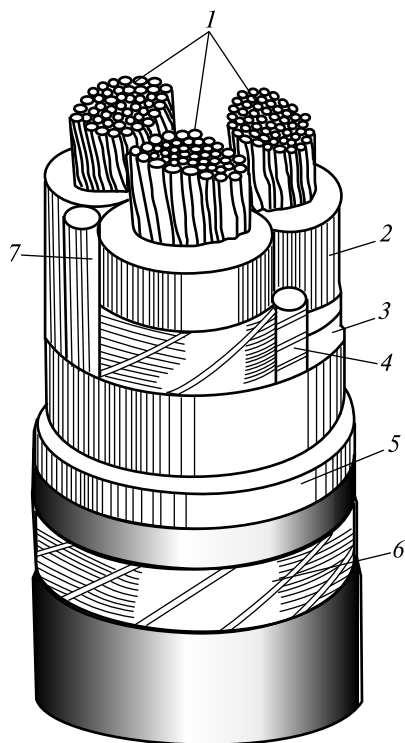


Рис. 3.23. Газонаполненный кабель на напряжение 35 кВ:

1 — многопроволочные токопроводящие жилы; 2 — бумажно-масляная изоляция; 3 — экран из полупроводящей бумаги; 4 — трубка для газа из негерметичной стенкой; 5 — защитная оболочка из алюминия или свинца; 6 — наружный покров и броня; 7 — сплошная трубка

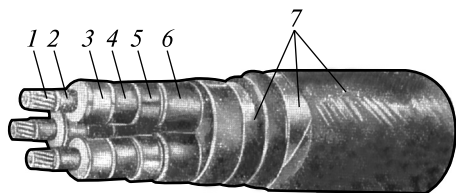


Рис. 3.24. Трехжильный кабель с поливинилхлоридной изоляцией на напряжение 10 кВ:

1 — жила; 2 и 4 — полупроводящие экраны; 3 — поливинилхлоридная изоляция; 5 — медный экран; 6 — поливинилхлоридный шланг; 7 — защитный покров

Конструкция кабеля с пластмассовой изоляцией представлена на рис. 3.24. Каждая фаза покрыта полупроводниковым экраном, выполненным из полупроводникового полиэтилена или электропроводящей кабельной бумаги. Поверх всех трех фаз наложена химически стойкая ПВХ оболочка.

Изоляция кабелей из термопластичного полиэтилена

имеет низкую нагревостойкость по сравнению с кабелями с вязкой изоляцией, а также ухудшение механической прочности изоляции при температурах близких к температуре плавления, приводящих изоляцию к усадке или к растрескиванию и образованию газовых включений. Вследствие этого рабочие градиенты не превышают 2,3 кВ/мм.

Эти проблемы удалось решить, применяя в качестве изоляции так называемый «сшитый полиэтилен» (СПЭ). Термин «сшивка» подразумевает изменение молекулярной структуры полиэтилена. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между молекулами полиэтилена, создают новую трехмерную структуру, которая и определяет высокие электрические и механические характеристики материала. Применяется в основном два способа сшивки: пероксидная и силановая. Последними исследованиями доказано, что разница характеристик СПЭ, полученных обоими способами, едва заметна, поэтому в табл. 3.2 приведены для сравнения эксплуатационные характеристики силовых кабелей с пропитанной бумажной изоляцией и изоляцией из СПЭ [10].

В процессе электрических испытаний кабелей с изоляцией из СПЭ были выявлены дефекты при ее изготовлении, что предопределило установление расчетной напряженности электрической прочности на уровне не менее 40 кВ/мм. С учетом коэффициентов запаса длительно допустимая рабочая напряженность кабелей на напряжение 220 кВ составляет 11 кВ/мм.

Кабели с изоляцией из СПЭ выпускаются в одножильном, трехжильном и четырехжильном (на низкое напряжение) исполнении.

Таблица 3.2

Эксплуатационные характеристики силовых кабелей с пропитанной бумажной и пластмассовой изоляцией

Характеристики	Кабели с пропитанной бумажной изоляцией	Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена
Длительно допустимая рабочая температура, °С	70	90
Допустимая температура при перегрузках до 1000 ч на период эксплуатации, °С	75	130
Температура при токах к.з., °С	200	250
Нагрузочная способность кабелей при прокладке, %: — в земле — на воздухе	100 100	115—125 145—170
Допустимый перепад высот по трассе кабельной линии, м	15	Без ограничений
Удельная повреждаемость (число отказов на 100 км кабелей в год)	8—15	На 1-2 порядка ниже, кроме того, диэлектрические потери в восемь раз ниже
Трудоемкость монтажа и ремонта	Высокая	Низкая (меньшие вес, диаметр и радиус изгиба, прокладка при отрицательной температуре, до –20 °С)

На рис. 3.25 представлена конструкция высоковольтного кабеля с СПЭ изоляцией.

В марки кабелей с изоляцией из СПЭ (например, АПвВГ, АПвВГнг) включены следующие обозначения: материал жил — алюминий (А), изоляция из СПЭ (Пв), оболочка из ПВХ-пластика (ВГ), не распространяющего горение при одиночной прокладке, или оболочка из пластика пониженной горючести (ВГнг), не распространяющей горения при прокладке в пучках. Для кабелей с медными токопроводящими жилами буква А в обозначении отсутствует (например, ПвВГ, ПвВГнг).

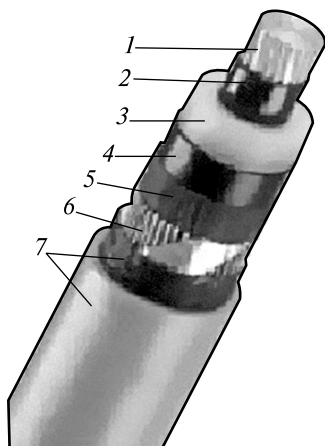


Рис. 3.25. Конструкция высоковольтного однофазного кабеля с СПЭ-изоляцией:

1 — круглая алюминиевая или медная уплотненная жила; 2 — экран по жиле из полупроводящего материала; 3 — изоляция из СПЭ; 4 — экран по изоляции из полупроводящего покрытия; 5 — экран из крепированной бумаги; 6 — экран из медных проволок, поверх которого спирально намотана медная лента; 7 — разделительная лента и полиэтиленовая защитная оболочка

С учетом технического регламента пожарной безопасности промышленностью освоено производство кабелей пожаробезопасного исполнения. Для кабелей не распространяющих горения в пучках при групповой прокладке — исполнение «нг»; не распространяющих горения в пучках, с пониженным дымогазовыделением — исполнение «нг-LS»; не распространяющих горения в пучках, не выделяющие коррозионноактивных газов — исполнение «нг-HF»; не распространяющих горения в пучках, огнестойкие — исполнение «нг-FR».

Отметим, что доля кабелей с изоляцией из СПЭ в Германии составляет 95 %, а в Японии, Франции в распределительных сетях среднего напряжения используются только кабели с изоляцией из СПЭ.

Силовые кабели с *резиновой изоляцией* предназначены для передачи и распределения электрической энергии на трассах с неограниченной разностью уровней прокладки, а также для питания подвижных потребителей энергии большой мощности. На напряжение до 10 кВ эксплуатируются кабели с резиновой изоляцией типа РТИ-1. Для защиты изоляции жил от действия света, влаги, химически агрессивных сред и механических воздействий эти кабели могут иметь оболочку из маслостойкой и нераспространяющей горения резины типа РШН-2, ПВХ-пластиката или свинца. Свинцовая оболочка одновременно является экраном кабеля. Кабели с резиновой изоляцией могут изготавливаться бронированными с за-

щитным покровом. Между свинцовой оболочкой и броней имеется подушка из вязкого компаунда, лент прорезиненной ткани, ПВХ пластика и пропитанной бумаги.

Отметим, что с 70-х гг. прошлого столетия в СССР изготавливались специализированные гибкие кабели с резиновой изоляцией типа ВР-25-2 для подвода переменного напряжения до 25 кВ от пантографа к трансформатору электровоза, а типа КШВГЭ на напряжение 35 кВ — для передачи электроэнергии к горнодобывающим машинам.

Основной причиной повреждения кабелей являются ионизационные процессы, т.е. ЧР, развивающиеся в газовых включениях. Так как при постоянном напряжении интенсивность ЧР значительно меньше (см. п. 2.2.1), то рабочая напряженность электрического поля в случае работы кабелей с вязкой пропиткой при постоянном напряжении может быть в 5—7 раз выше по сравнению с максимальным значением напряженности при переменном напряжении. Поэтому кабель постоянного тока с вязкой пропиткой на напряжение 220 кВ имеет ту же толщину изоляции, что и кабель переменного тока на напряжение 35 кВ.

Кабели постоянного тока с основной изоляцией из СПЭ выпускаются на напряжение до 300 кВ; как правило, это одножильные кабели.

Для соединения отрезков кабелей в линии и для присоединения концов кабелей к шинам распределительных устройств, аппаратов и ВЛ применяются *кабельные соединительные и концевые муфты*. Монтаж муфт производится в полевых условиях, поэтому изоляция в них имеет более низкое качество, чем в самом кабеле. Чтобы устранить этот недостаток изоляционные расстояния в муфтах увеличивают. Существует большое количество типов кабельных муфт. Их устройство зависит от назначения муфты, рабочего напряжения, конструкции кабеля и параметров окружающей среды, в которой будет эксплуатироваться муфта.

Для соединения отдельных строительных длин кабелей с вязкой пропиткой на напряжение до 35 кВ могут применяться как муфты в металлическом корпусе с заливкой либо битуминозной массой, либо маслосканифольной заливочной массой, так и эпоксидные муфты.

На напряжение 6—10 кВ применяют трехжильные свинцовые (СС) или алюминиевые (СА) муфты. На рис. 3.26 представлена

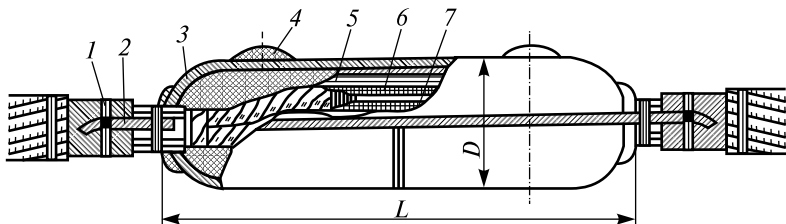


Рис. 3.26. Свинцовая соединительная муфта:

1 — бандаж; 2 — провод заземления; 3 — корпус муфты; 4 — заливочное отверстие; 5 и 6 — подмотка рулонами и роликами; 7 — соединительная гильза

конструкция соединительной муфты типа СС. В зависимости от сечения жил кабеля ($25\text{--}240\text{ мм}^2$) длина муфты (L) СС изменяется от 450 до 890 мм, а диаметр (D) — от 60 до 110 мм.

На рис. 3.27 представлена конструкция соединительной эпоксидной муфты типа СЭв. В зависимости от сечения жил кабеля ($10\text{--}240\text{ мм}^2$) длина муфты (L) СЭв изменяется от 570 до 730 мм, а диаметр (D) — от 85 до 120 мм.

Эпоксидные соединительные муфты типа СЭ применяются для соединения кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 110 кВ на горизонтальных участках трассы и при прокладке таких кабелей на наклонных трассах с разностью уровней, превышающих допустимые значения. В этом случае они играют роль стопорных муфт.

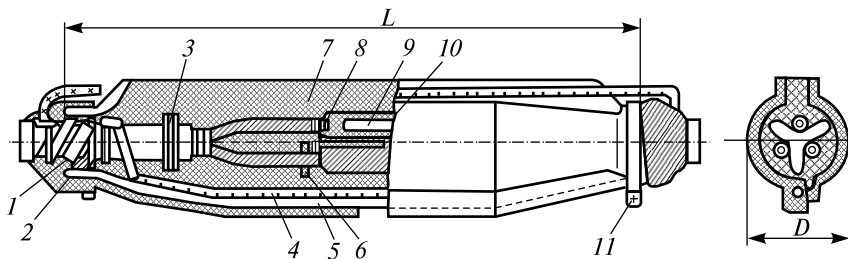


Рис. 3.27. Соединительная эпоксидная муфта на напряжение 6—10 кВ:

1 — уплотняющая подмотка лентой ПВХ; 2 — кольцевая уплотняющая подмотка; 3 — резиновое кольцо; 4 — провод заземления; 5 — корпус муфты; 6 — распорка; 7 — компаунд; 8 — бандаж из ниток; 9 — место соединения жил; 10 — подмотка лентой ЛЭТСАР; 11 — хомут

Корпуса соединительных муфт на напряжение 6—10 кВ отливаются на заводе, что уменьшает количество эпоксидного компаунда, заливаемого в муфту при монтаже.

Соединение трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 10 кВ производится с помощью муфт из самосклеивающихся лент на основе полиолефинов и кремнийорганических каучуков. Одножильные кабели на напряжение 10—35 кВ соединяются с помощью одножильных муфт из самосклеивающихся лент. Герметизация муфт достигается применением термоусаживаемых трубок, а механическая защита при прокладке в земле обеспечивается кожухом из стеклопластика.

Для оконцевания кабелей на напряжение 6—10 кВ с вязкой пропиткой внутри помещения применяются концевые заделки типа КВЭ (рис. 3.28). В них герметизация жил осуществляется с помощью трехслойных трубок из полиэтилена и поливинилхлорида или термоусаживаемых трубок.

Для оконцевания кабелей на напряжение до 10 кВ с пластмассовой изоляцией в помещениях применяются муфты типа ПКВ, в которых в качестве изоляции используется липкая поливинилхлоридная лента. При установке в сырых помещениях вместо ПКВ используют муфты подобные КВЭ.

Для оконцевания кабелей 20—35 кВ внутри помещений наиболее перспективными являются эпоксидные муфты типа КВЭО для кабелей с бумаж-

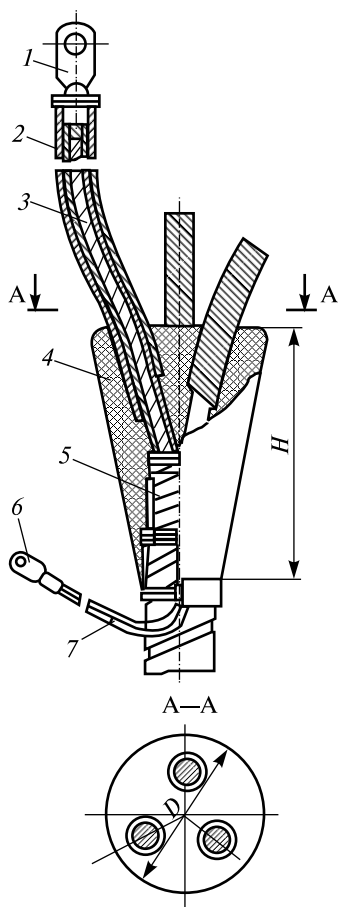


Рис. 3.28. Концевые заделки типа КВЭ:

1 — наконечник; 2 — трехслойная пластмассовая трубка; 3 — изолированная жила; 4 — корпус из эпоксидного компаунда; 5 — механическая оболочка кабеля; 6 — наконечник провода заземления; 7 — провод заземления

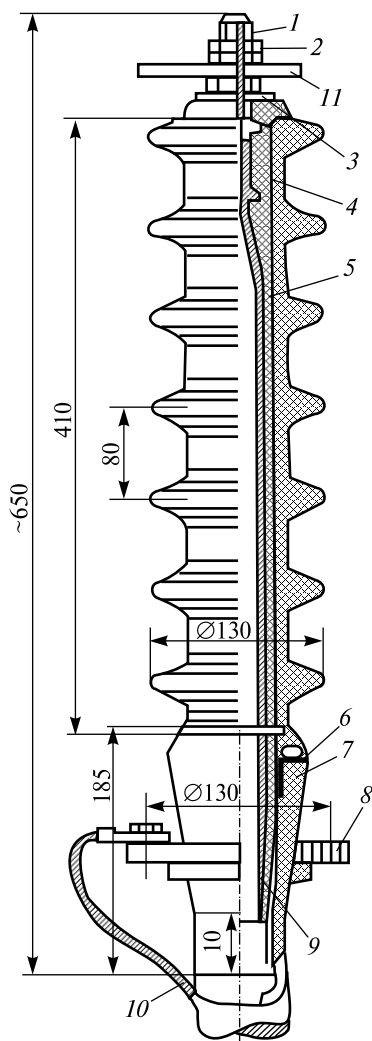


Рис. 3.29. Концевая муфта внутренней установки КВЭО-35: 1 — наконечник; 2 — гайка; 3 — крышка; 4 — изолятор; 5 — заливка эпоксидным компаундом; 6 — экран конуса; 7 — конус; 8 — фланец; 9 — подмотка; 10 — провод заземления; 11 — шина

но-масляной изоляцией и муфты типа ПКВО для кабелей с пластмассовой изоляцией, изолятор которых выполнен из эластомера на основе кремнийорганической резины. На рис. 3.29 представлена конструкция муфты типа КВЭО-35.

Для оконцевания кабелей с бумажно-масляной изоляцией на напряжение 6—10 кВ в наружных установках используются металлические муфты типа КНЧ, КНА и т.д. с вертикально расположенными изоляторами (при соединении кабелей с трансформаторами и распределительными устройствами) и муфты типа КМЧ, КМА с изоляторами, расположенными наклонно (мачтовые муфты для соединения кабелей с ВЛ). Эти муфты имеют чугунный (Ч) или алюминиевый (А) корпус и фарфоровые изоляторы. Вид мачтовой муфты типа КМА показан на рис. 3.30.

Оконцевание эластомерных кабелей 6—10 кВ наружной установки может выполняться эпоксидными муфтами типа КНЭ. Для кабелей с бумажно-масляной изоляцией на напряжение 20 и 35 кВ разработаны однофазные концевые муфты наружной установки с фарфоровым (КНО) или эпоксидным (КНЭО) изолятором. Оконцевание кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 20 и 35 кВ производится однофазными муфтами (КНОЭц) с эпоксидным изолятором, отлитым из циклоалифатического компаунда.

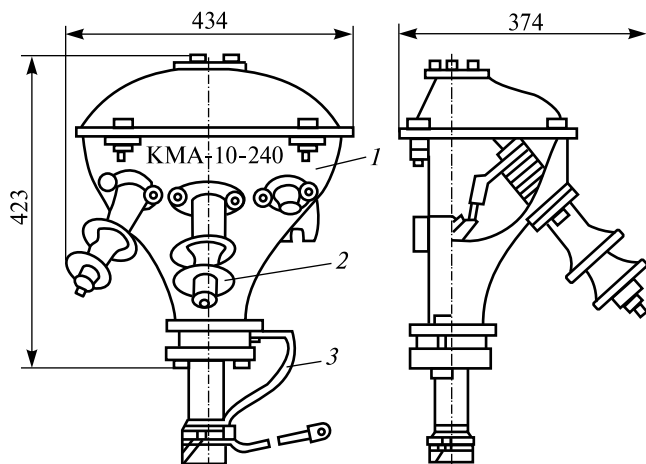


Рис. 3.30. Трехфазная мачтовая муфта типа КМА для трехжильных кабелей на напряжение 6—10 кВ:

1 — металлический корпус; 2 — фарфоровый изолятор; 3 — заземляющий провод

Специальные муфты разработаны для кабелей с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, с жилами в отдельных оболочках на напряжение 10, 20 и 35 кВ (рис. 3. 31). В них бумажная изоляция жил полностью закрывается маслостойкими трубками. Короткие проводящие трубки обеспечивают переход экрана от металлической оболочки к бумажной изоляции жил. Поверх проводящей трубки устанавливается термоусаживаемая трубка для выравнивания напряженности электрическо-

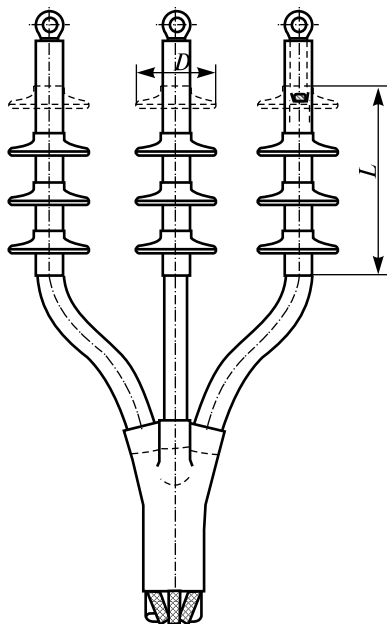


Рис. 3.31. Концевая эластомерная муфта наружной установки

го поля. После этого разделанные участки жил закрывают термоусаживаемой трекингостойкой изоляционной трубкой, поверх которой усаживаются дополнительные юбки, стойкие к воздействию окружающей среды. Размеры L , D и количество юбок зависят от напряжения.

По этому принципу изготавливаются для одно- и трехжильных кабелей муфты типа ЕРКТ, ПКНРО-10 и ПКНРО-35 (последние с эпоксидным корпусом).

Для оконцевания кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 6 кВ при наружной установке применяются концевые эластомерные муфты ПКНР.

3.3. Изоляционные конструкции аппаратов и устройств

Изоляционные конструкции простых аппаратов и устройств, таких как разъединители, отделители, короткозамыкатели и роговые разрядники, состоят из одиночных или соединенных в колонки опорных изоляторов, характеристики которых рассмотрены в п. 3.1.3.

3.3.1. Высоковольтные вводы

Высоковольтные вводы предназначены для прохода токоведущих элементов через заземленные части аппаратов.

Простейшие проходные изоляторы рассмотрены в п. 3.1.3, где проходной изолятор имел один фарфоровый элемент. На напряжение 35 кВ и выше вводы имеют два фарфоровых элемента I и 6 (рис. 3.32). При напряжениях выше 35 кВ повышение напряжения перекрытия достигается увеличением наружного диаметра фарфоровой крышки и специальными мерами по более равномерному распределению напряжения между токоведущим стержнем и фланцем.

Выравнивание напряжения по толщине диэлектрика (радиальное) и по длине (аксиальное) достигается разделением его концентрическими цилиндрическими прокладками из фольги на тонкие слои. В результате пространство между фланцем и токоведущим стержнем представляет собой цепь цилиндрических конденсаторов. Такая изоляция называется конденсаторной.

В аппаратных вводах применяется *конденсаторная изоляция* трех видов: твердая, маслобарьерная и бумажно-масляная.

Твердая конденсаторная изоляция получается намоткой на токоведущий стержень нескольких слоев бумаги, покрытой с одной стороны лаком. Поверх этих слоев бумаги накладывается металлическая обкладка. Затем опять наматывается несколько слоев бумаги и снова поверх них накладывается металлическая обкладка. Таким образом получают изоляцию необходимой толщины. Токоведущий стержень с намотанной изоляцией подвергается термообработке, в результате которой происходит полимеризация лака и получается бумажная конденсаторная изоляция. Без фарфоровой оболочки бумажно-бакелитовые изоляторы используются только в совершенно сухих помещениях. В фарфоровых чехлах они применяются в качестве вводов для трансформаторов и масляных выключателей наружной установки. При этом полости между фарфоровым чехлом и бумажно-бакелитовым изолятором заполняются компаундом или мастикой. Конструкция таких вводов представлена на рис. 3.32.

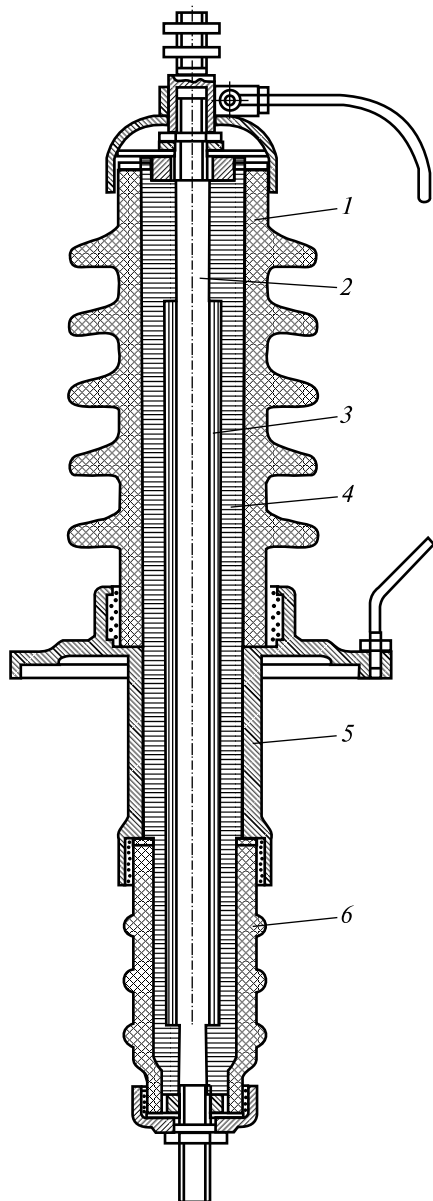
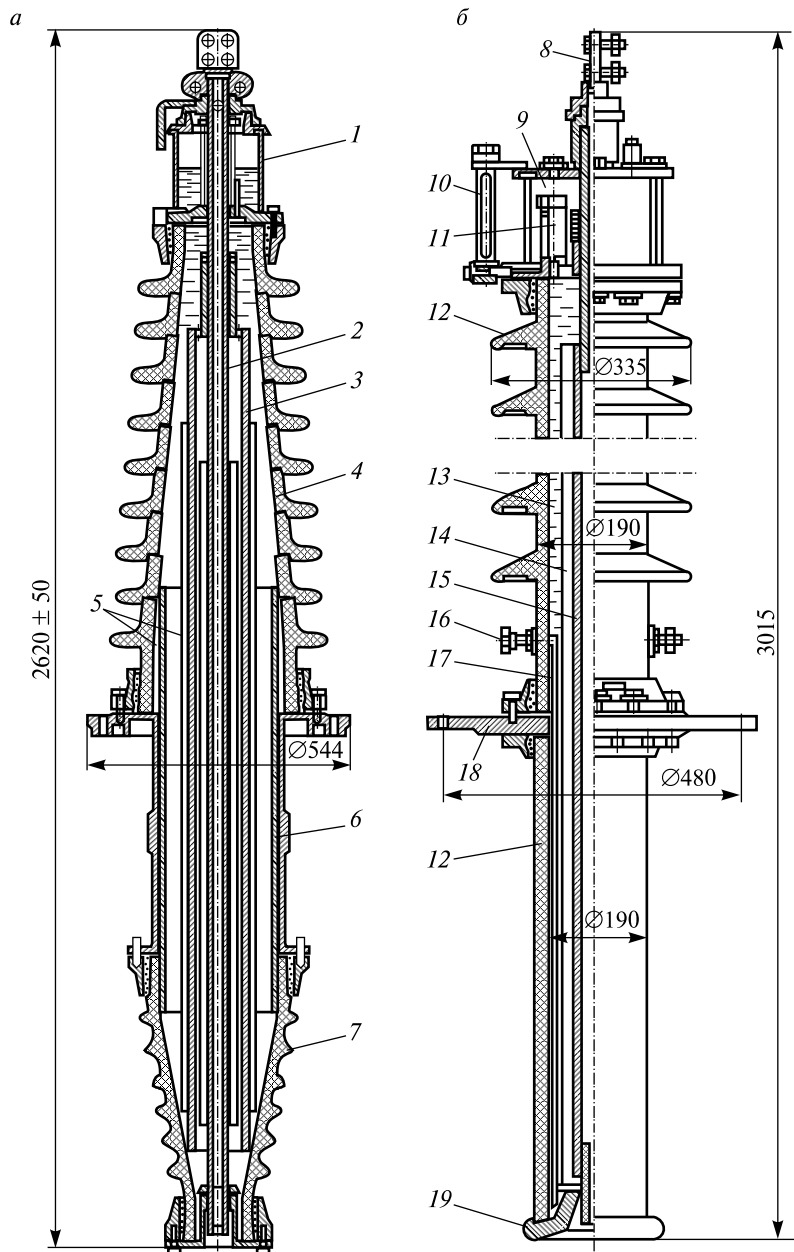


Рис. 3.32. Проходной изолятор на 35 кВ:
 1 и 6 — верхняя и нижняя фарфоровые покрывшки; 2 — токоведущий стержень; 3 — кабельная бумага; 4 — компаунд; 5 — фланец с чугунной втулкой



Маслобарьерная конденсаторная изоляция образуется установкой между токоведущим стержнем и заземленным фланцем нескольких бумажно-бакелитовых цилиндров разного диаметра с металлическими обкладками. Такой комплект изоляции устанавливается внутри фарфоровых покрышек и заполняется трансформаторным маслом (рис. 3.33, а).

Очень высокая электрическая прочность достигается в вводах с *бумажно-масляной конденсаторной изоляцией*. В этой конструкции на токопроводящий стержень наматывается изоляционная бумага, между слоями которой закладываются металлизированные обкладки. Бумажный конденсатор подвергается сушке и вакуумной пропитке маслом. Преимущества бумажно-масляной изоляции рассматривались ранее, а конструкция ввода с этой изоляцией приведена на рис. 3.33, б. Поскольку электрические характеристики бумажно-масляной изоляции резко ухудшаются при увлажнении, вводы должны иметь надежные уплотнения и вывод для измерения емкости и $\tan \delta$.

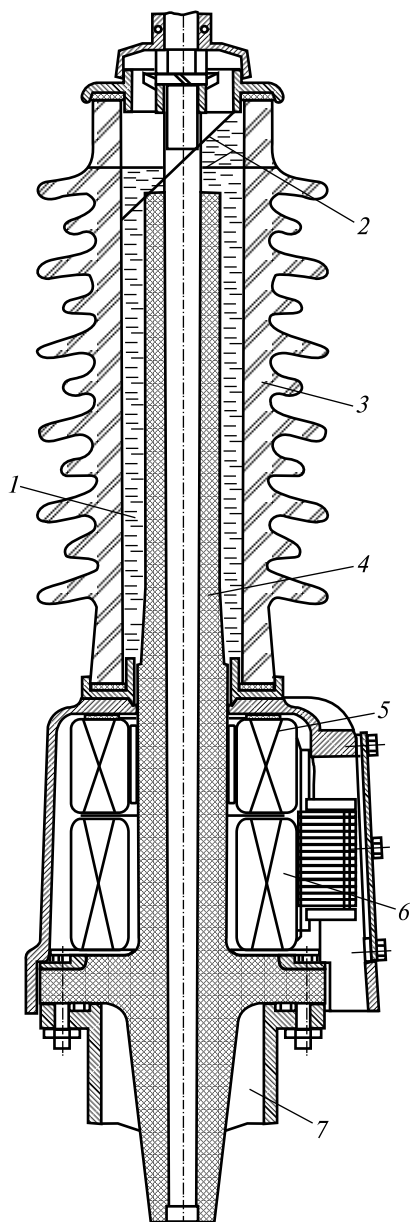
Вводы на 110 кВ и выше, применяемые в элегазовых выключателях, имеют более простую конструкцию, чем рассмотренные ранее конденсаторные. Внутренняя полость вводов соединяется с полостью бака и находится под таким же давлением элегаза. Для предотвращения загрязнения полостей вводов продуктами, образующимися под действием дуги, газ, прежде чем попасть из бака во ввод, проходит очищающий фильтр с адсорбентом.

Вводы для элегазовых выключателей на 35 кВ также имеют сравнительно простую конструкцию. На рис. 3.34 показан общий вид ввода элегазового выключателя ВГБ-35 с встроенным трансформатором тока. Для обеспечения эксплуатации в широком диапазоне изменения температуры окружающего воздуха в качестве за-



Рис. 3.33. Высоковольтные вводы:

а — маслобарьерный ввод на напряжение 110 кВ; б — бумажно-масляный ввод на напряжение 220 кВ; 1, 9 — маслорасширители; 2 — токоведущий стержень; 3 — бумажно-бакелитовые цилиндры; 4, 7 — верхняя и нижняя фарфоровые покрышки; 5 — металлические обкладки из фольги; 6 — фланец с втулкой; 8 — зажим контактный; 10 — маслоуказатель; 11 — влагопоглотитель; 12 — фарфоровые покрышки; 13 — масло; 14 — сердечник; 15 — токоведущая труба; 16 — маслоотборное устройство; 17 — изоляционный остов; 18 — фланец; 19 — шайба упорная



ливки ввода применяется смесь масла и винипола в соотношении 1:3 (1 объем трансформаторного масла и 3 объема винипола ВБ-2; ВБ-3).

3.3.2. Изоляция выключателей

Промышленностью освоена большая номенклатура типов выключателей, которые могут классифицироваться по многим признакам. Например, по дугогасящей среде (масло, воздух, элегаз, вакуум), по роду установки (на открытом воздухе, в металлических оболочках КРУ, в помещениях), по связи между полюсами (однополюсные или трехполюсные), по виду приводов и т.д.

Выключатели с масляной дугогасящей средой выполняются с большим (баковые) и малым (маломасляные) объемами масла. Вследствие простоты конструкции и эксплуатации масляные выключатели получили широкое распространение и изготавливаются на напряжение от 10 до 220 кВ.

Рис. 3.34. Общий вид ввода выключателя ВГБ-35:

1 — смесь винипола и трансформаторного масла; 2 — уровень заливки для вертикального и наклонного вводов; 3 — фарфоровая покрышка; 4 — литая эпоксидная втулка; 5 и 6 — измерительная и защитная обмотки трансформатора тока; 7 — элегаз

В *баковых выключателях* внутренняя изоляция состоит из масляных промежутков и изоляционных барьеров (фанера, пропитанная маслом) или дельта-древесина. Внутренняя изоляция выполняется с большим запасом электрической прочности, так как при гашении дуги в гасительной камере возникает загрязнение масла углеродистыми частицами, которые оседают на нижней поверхности вводов, на изоляционных тягах и направляющих, изготовленных из дельта-древесины или гетинакса, что приводит к снижению их электрической прочности.

Кроме того, к снижению электрической прочности внутренней изоляции баковых выключателей может приводить отсыревание изоляционных деталей, вызванное влагой, адсорбированной маслом и выделяющейся при его охлаждении. Влага частично выпадает на дно выключателя и в холодное время года замерзает. Для предотвращения отсыревания и всплытия замерзшего конденсата на дне бака размещаются устройства для подогрева масла. Баковые выключатели имеют большую массу, например, выключатель на 220 кВ типа У-220-2000-40 имеет массу около 53 000 кг, в том числе масла около 27 000 кг.

Изоляция трехполюсных *маломасляных выключателей (МВ)* на напряжение 10 и 27,5 кВ (типа ВМГ-10, ВМП-10, ВМК-27,5) состоит из опорных изоляторов, крепящих дугогасительные устройства к металлической раме, и камерных изоляторов, в которых расположены дугогасительные устройства с токовыми выводами (рис. 3.35). Управление выключателем осуществляется с помощью изоляционных тяг. Масса МВ на

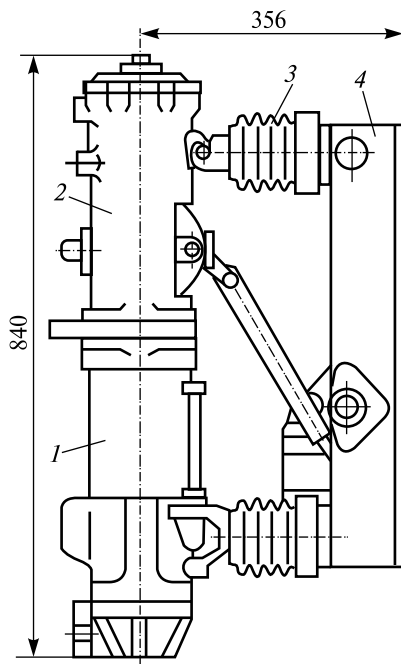


Рис. 3.35. Полос маломасляного выключателя типа ВМП-10У:
1 — дугогасительное устройство;
2 — механизм привода; 3 — изолятор; 4 — рама

напряжение 10 кВ в зависимости от типа составляет 150—220 кг, в том числе масла 4,5—5,5 кг.

Маломасляные выключатели выпускаются на напряжение от 10 до 220 кВ. Конструкция МВ зависит от номинального напряжения.

Например, выключатель на напряжение 110 кВ типа ВМТ-110Б состоит из трех полюсов, установленных на общей раме, к которой прикреплен привод. Полюс представляет собой маслонеполненную колонну, состоящую из опорного и камерного изоляторов. Внутри опорного изолятора размещены изоляционные тяги, связывающие подвижный контакт выключателя с механизмом привода. По конструкции он аналогичен элегазовому выключателю на 110 кВ (см. ниже рис. 3.37), но имеет большие габариты и массу. Общая масса этого выключателя около 2000 кг, в том числе масла 260 кг.

Воздушные выключатели выполняются на напряжение от 20 до 1150 кВ. Существует несколько конструктивных схем воздушных выключателей. Однако внешняя изоляция во всех схемах выполняется с помощью полых опорных изоляторов. Внутренняя поверхность опорных изоляторов гладкая. Опорные изоляторы соединяют заземленный резервуар со сжатым воздухом и модулями дугогасительных устройств.

В большинстве выключателей на напряжения до 220 кВ номинальное давление сжатого воздуха 2 МПа, а в выключателях серии ВВБК и ВНВ — 4 МПа. Для подачи сжатого воздуха в дугогасительную камеру и управления контактами выключателя внутри опорного изолятора проходят изоляционные стеклопластиковые или фарфоровые воздухопроводы. Подвод тока осуществляется к верхним и нижним модулям дугогасительных устройств.

На рис. 3.36 представлен воздушный выключатель серии ВВБ на напряжение 110 кВ с общей массой около 8000 кг.

Дугогасительное устройство этих выключателей состоит из двухразрывных модулей с односторонним воздушным дутьем. Модуль представляет собой металлический резервуар 3, в котором расположены контактные части и механизмы, приводящие их в движение. Напряжение подводится к контактным частям посредством двух эпоксидных вводов, защищенных снаружи фарфоровыми крышками 4.

В ВВБ на напряжение 220 кВ на каждом опорном изоляторе установлено по два модуля, расположенных один над другим и со-

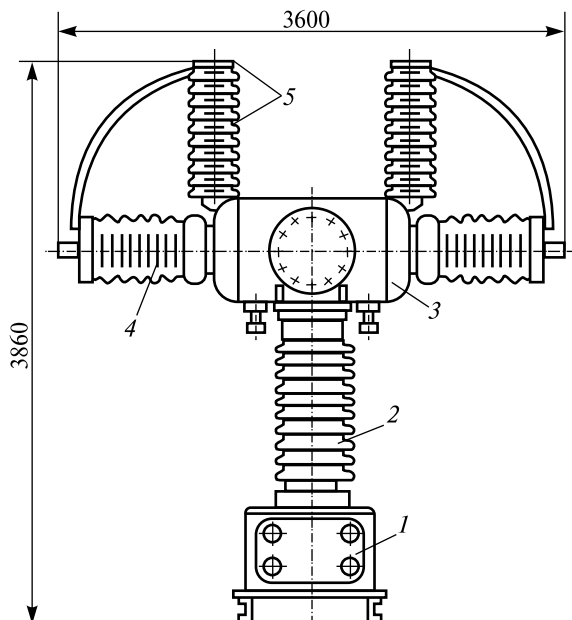


Рис. 3.36. Воздушный выключатель серии ВВБ-110:

1 — шкаф управления; 2 — опорный изолятор; 3 — бак с дугогасительным устройством; 4 — проходной изолятор; 5 — делитель напряжения между двумя разрывами

единенных последовательно перемычкой. Для предотвращения конденсации влаги внутренние полости опорных изоляторов вентилируются (продуваются) сухим сжатым воздухом.

Элегазовые выключатели имеют несколько конструктивных схем. На рис. 3.37 представлена конструктивная схема трехполюсного аппарата, в которой дугогасительные камеры смонтированы внутри фарфорового изолятора, заполненного элегазом.

Каждый полюс состоит из опорного полого изолятора, на котором смонтирована камера с контактной системой. Все три полюса установлены на общем основании, в котором расположен передаточный механизм. Подводящие провода присоединяются к зажимам на верхнем и среднем фланцах. В случае необходимости установки короткозамыкателя он монтируется рядом с одной из крайних фаз.

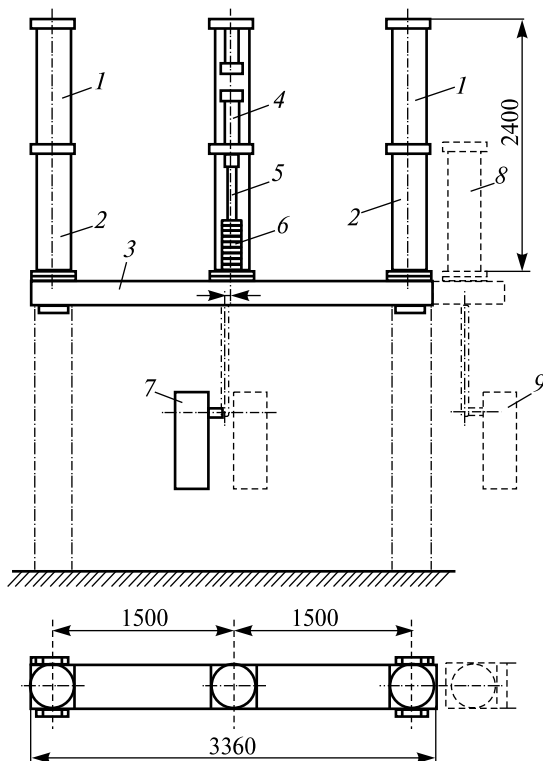


Рис. 3.37. Конструктивная схема элегазового выключателя на напряжение 110 кВ:
 1 — дугогасительная камера; 2 — опорный изолятор; 3 — основание (рама); 4 — подвижный контакт; 5 — штанга изоляционная; 6 — сильфон; 7 — привод выключателя; 8 — короткозамыкатель; 9 — привод короткозамыкателя

На рис. 3.38 представлена фотография трехполюсного элегазового выключателя на напряжение 220 кВ типа 242PMR-50 общей массой 5500 кг.

Выключатель состоит из трех заземленных, горизонтально расположенных цилиндрических баков, установленных параллельно друг другу. Дугогасительное устройство выключателя располагается по оси бака и крепится к нижним концам вводов, установленных вблизи от торцов бака. На каждом вводе с внешней стороны установлены трансформаторы тока. Вне бака расположен шкаф управления, в котором находится система управления выключателя и

элементы газовой системы. Управление выключателем осуществляется с помощью гидропружинного привода и изоляционных стержней. В баках и вводах постоянно поддерживается избыточное давление элегаза 0,25 МПа.

Горизонтальное расположение баков позволяет сократить общую высоту выключателя, что обеспечивает их перевозку в собранном виде. Металлические или бетонные подставки (см. рис. 3.37; 3.38) определяются не конструкцией выключателей, а высотой подвески проводов в распределительном устройстве.

По этой же схеме создан выключатель ВЭБ-110 с избыточным давлением элегаза 0,4 МПа. Для исполнения У1 (нижнее рабочее значение температуры окружающей среды -45°C) выключатель заполняется чистым элегазом, а для исполнения ХЛ1 (-55°C) смесью элегаза (SF_6) и тетрафторметана (CF_4).

С одним горизонтально расположенным баком, на котором размещены шесть фарфоровых вводов с трансформаторами тока, созданы выключатели на напряжение 35 кВ типа ВГБ-35 массой 650 кг, в том числе элегаза 4 кг (рис. 3.39).

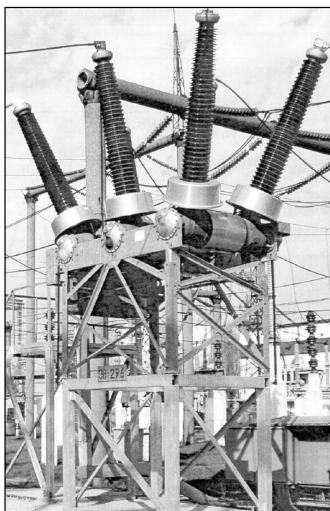


Рис. 3.38. Внешний вид элегазового выключателя на напряжение 220 кВ с фарфоровыми вводами и размещенными на них трансформаторами тока

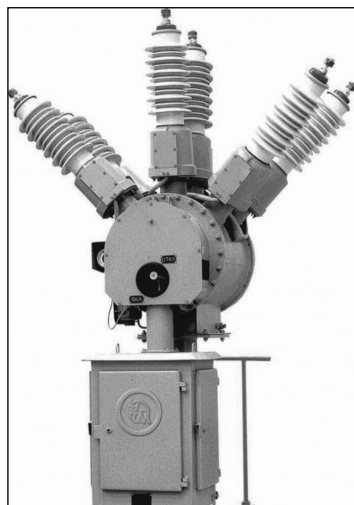


Рис. 3.39. Внешний вид элегазового выключателя на напряжение 35 кВ

Избыточное давление элегаза при температуре окружающей среды $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ равно $0,45\text{ МПа}$; при понижении температуры окружающего воздуха ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ включается подогрев бака выключателя, а при повышении выше $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ отключается подогрев. В некоторых элегазовых выключателях при температуре окружающей среды $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ давление уменьшается и составляет $0,34\text{ МПа}$.

Вакуумные выключатели конструируются на базе герметичных вакуумных дугогасительных камер (ВДК), способных длительно сохранять высокий вакуум. ВДК состоит из изоляционной цилиндрической оболочки (керамика), снабженной по концам металлическими фланцами.

Принципиальное устройство ВДК изображено на рис. 3.40.

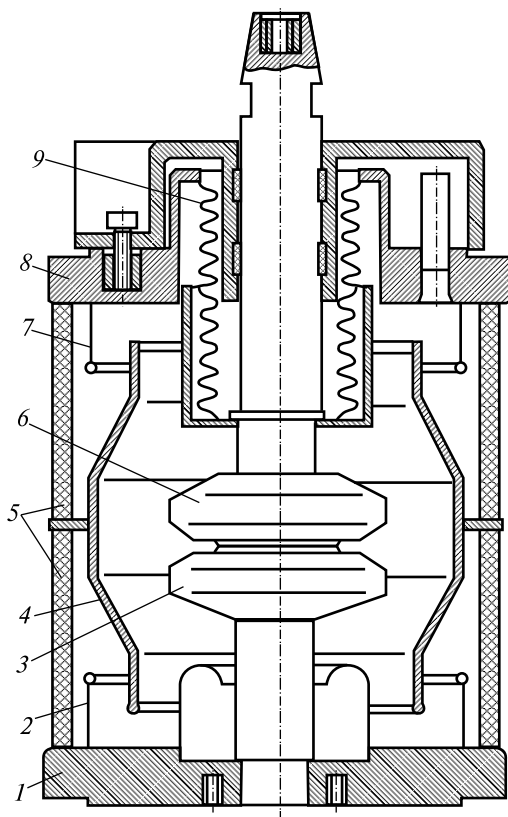


Рис. 3.40. Схема вакуумной дугогасительной камеры

ВДК состоит из двух секций 5 цилиндрической оболочки, изготовленной из газоплотной и механически плотной керамики (Al_2O_3). По концам изоляционной оболочки укреплены металлические фланцы 1 и 8, а внутри нее помещаются неподвижный 3 и подвижный 6 контакты и электростатические экраны 2, 4 и 7. Подвижный контакт 6 соединен с фланцем 8 посредством сильфона 9 из нержавеющей стали. Внутри ВДК поддерживается вакуум. Расстояние между контактами обычно составляет 8—12 мм при номинальном напряжении 10 кВ, 14—24 мм при 20 кВ и 18—30 мм при 30 кВ.

На открытых распределительных устройствах тяговых подстанций, постов секционирования и пунктов параллельного соединения контактной сети применяются трехфазные (ВБЭТ-35) и однофазные (ВБЭТ-27,5) вакуумные выключатели с масляной изоляцией и встроенными трансформаторами тока (рис. 3.41).

В этих выключателях установлены ВДК типа КДВ-35 или КДВ2-35. Электрическая прочность наружной изоляции вакуумных камер обеспечивается за счет заполнения металлических баков и изоляционных цилиндров, в которых закреплены ВДК, трансформаторным маслом или электроизоляционной негорючей жидкостью МИДЕЛЬ (рис. 3.42). Масса трансформаторного масла в трехполюсном выключателе ВБЭТ-35 около 309 кг, а в однополюсном

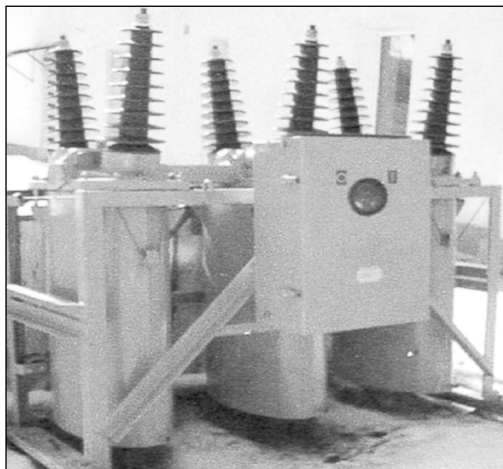


Рис. 3.41. Внешний вид трехполюсного вакуумного выключателя ВБЭТ-35 с общим приводом

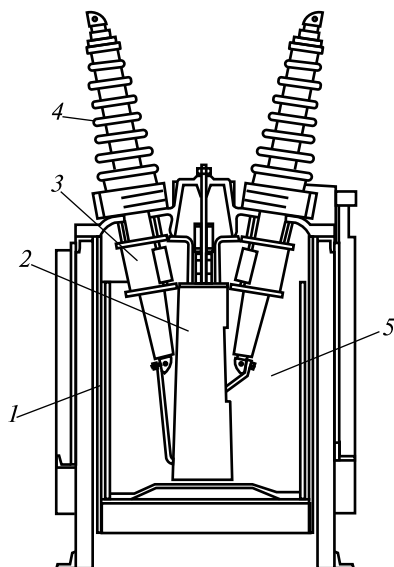


Рис. 3.42. Разрез полюса вакуумного выключателя ВБЭТ-35:

1 — изоляция внутрибаковая; 2 — изоляционный цилиндр с камерой типа КДВ; 3 — трансформатор тока; 4 — ввод; 5 — трансформаторное масло

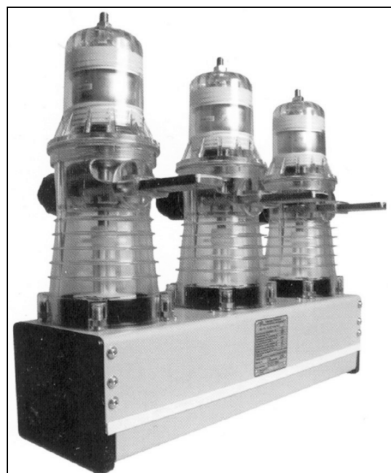


Рис. 3.43. Внешний вид трехполюсного вакуумного выключателя типа ВВ/ТЕЛ-10

выключателя ВБЭТ-27,5 — около 103 кг. При понижении температуры окружающего воздуха до 0°C включаются подогреватели. При повышении температуры окружающего воздуха выше 5°C подогреватели отключаются.

Конструкция внешнего изолятора и рамы с устройством привода зависит от типа вакуумного выключателя. ВДК вакуумного выключателя на 10 кВ помещаются в изоляционный корпус вместе с тяговым изолятором, передающим усилия от привода к подвижному контакту. Полюсы трехполюсного вакуумного выключателя на 10 кВ типа ВВ/ТЕЛ-10 имеют общую раму и пофазный электромагнитный привод, механически связанный с общим валом (рис. 3.43).

Срок службы вакуумных выключателей по утверждению изготовителей не менее 25 лет. Отсутствие необходимости выполнения регулировок, а также проведения текущего и среднего ремонтов в вакуумных выключателях, является основанием для замены масляных выключателей типа МКП-35 и маломасляных выключателей на вакуумные выключатели.

На рис. 3.44 изображены изоляционные конструкции КРУ-10 кВ

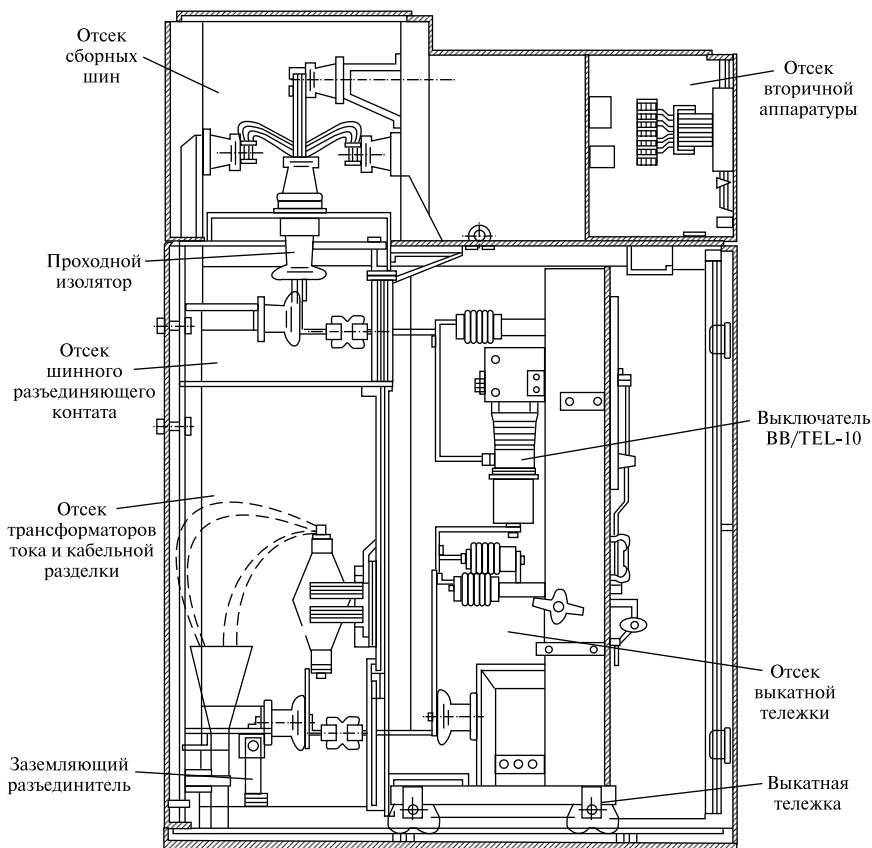


Рис. 3.44. Разрез ячейки комплектного распределительного устройства и размещение вакуумного выключателя ВВ/TEL-10 при замене им масляных выключателей типа ВМП-10 или ВМГ-133.

Разработаны также контакторные станции на вакуумных контакторах типа КТВ-0,4-16/1000-1600, предназначенные для коммутации в сетях 0,4 кВ.

3.3.3. Изоляция измерительных трансформаторов тока и напряжения

В трансформаторах тока высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной на полное рабочее напряжение, так как один конец вторичной обмотки обычно заземляется.

Основная изоляция первичной обмотки выполняется посредством твердых диэлектриков или их сочетанием с жидкими диэлектриками. Изоляция встроенных во вводы трансформаторов тока обеспечивается конструкцией ввода (см. рис. 3.34). В трансформаторах тока внутренней установки применяется эпоксидный компаунд.

В трансформаторах тока с многовитковой первичной обмоткой эпоксидным компаундом заливаются первичная и вторичная об-

мотки, а иногда и магнитопровод. Вторичная обмотка также заливается эпоксидным компаундом на полное рабочее напряжение в шинных или одно-витковых трансформаторах тока.

Изоляция трансформаторов тока опорного типа для наружной установки выполняется из бумажно-масляной изоляции, наложенной только на первичную либо только на вторичную обмотку, либо одновременно на обе обмотки примерно пополам. Такая изоляция располагается внутри фарфоровой крышки, заполненной трансформаторным маслом (рис. 3.45).

В качестве замены трансформаторов типа ТФН выпускаются опорные одновитковые трансформаторы тока типа ТОЛ с литой изоляцией (рис. 3.46).

Изоляцией на рабочее напряжение вторичной обмотки и магнитопровода трансформаторов тока встроенных во вводы силовых выключателей и трансформаторов служит сама

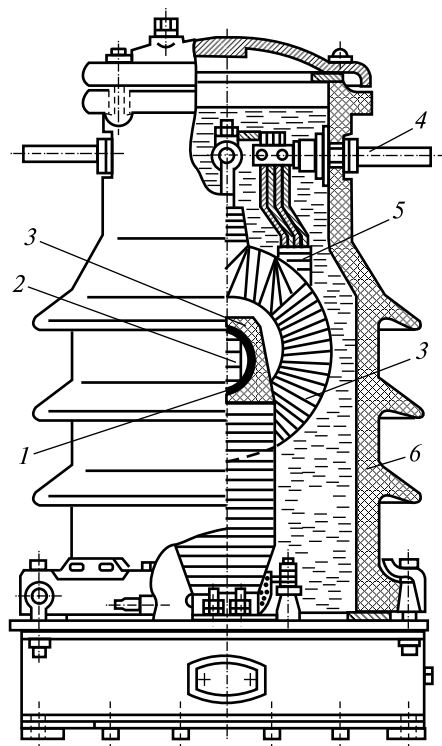


Рис. 3.45. Трансформатор тока на напряжение 35 кВ типа ТФН-35:

1 — вторичная обмотка; 2 — магнитный сердечник; 3 — бумажно-масляная изоляция; 4 — токопровод; 5 — первичная обмотка; 6 — фарфоровая крышка, заполненная маслом

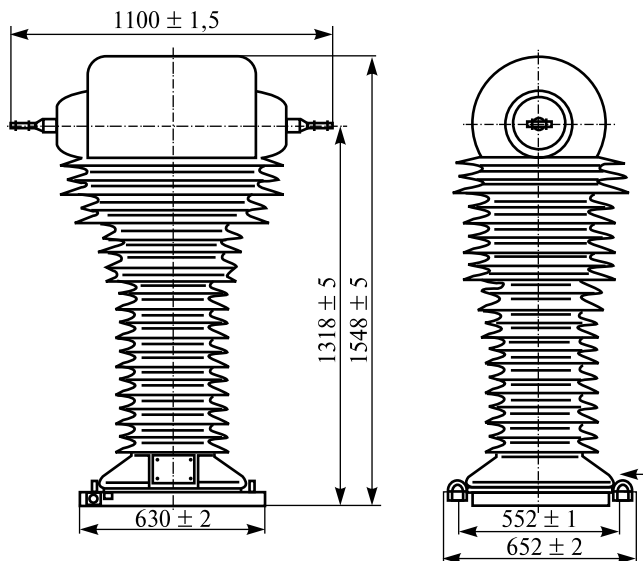


Рис. 3.46. Общий вид трансформатора тока типа ТОЛ-110-800/5 УХЛ1 с габаритными и установочными размерами

изоляция вводов. Относительно заземленных частей изоляцией вторичной обмотки служит электрокартон и миткаль, пропитанные влагостойкими изоляционными лаками.

В трансформаторах напряжения первичная обмотка может иметь один или оба выводных конца, изолированных от земли на полное рабочее напряжение. На вторичной обмотке один выводной конец всегда заземляется.

Изоляцией трансформаторов напряжения для внутренней установки на напряжение до 6 кВ является электрокартон, пропитанный асфальтовым лаком, а на напряжение до 24 кВ — эпоксидный компаунд. В литом блоке заливаются втулки для крепления трансформатора напряжения на месте установки и для заземления.

Обмотки трансформаторов напряжения для наружной установки на напряжение до 35 кВ располагаются в баках из листовой немагнитной стали, заполненных маслом. Выводные концы обмоток высокого и низкого напряжения у большинства таких трансформаторов напряжения присоединены к проходным фарфоровым изоляторам, установленным на крышке бака. Вводы низкого напряже-



Рис. 3.47. Внешний вид однофазного литого трансформатора ОЛ-1,25

ния могут присоединяться и к панелям зажимов, закрепленных на боковых стенках бака.

В качестве внешней оболочки трансформаторов напряжения на напряжение выше 110 кВ служат фарфоровые покрывки.

Отметим, что широко применяемые в устройствах электропитания СЦБ трансформаторы напряжения с масляной изоляцией типа ОМ-6(10) заменяются трансформаторами с литой изоляцией типа ОЛ-1,25 (рис. 3.47).

3.3.4. Изоляция силовых и тяговых трансформаторов

В системах электроснабжения электрифицированного транспорта трансформаторы подразделяют на силовые и тяговые (преобразовательные).

На устройство изоляции большое влияние оказывают уровни перенапряжения, которые могут воздействовать во время эксплуатации трансформаторов, и то обстоятельство, что в меди обмоток и в магнитопроводе при работе выделяется большое количество тепла. Последнее обстоятельство предопределило широкое распространение конструкций трансформаторов с масляным охлаждением. Особенностью работы изоляции тяговых трансформаторов является ее эксплуатация при больших динамических и термических воздействиях на обмотки, которые обусловлены крайне неравномерной нагрузкой в выпрямителях тяговых подстанций.

Изоляция силовых и тяговых трансформаторов подразделяется на внешнюю и внутреннюю. К внешней изоляции относятся воздушные промежутки между вводами и баком и между самими вводами. В состав внутренней изоляции входят изоляция обмоток и изоляция отводов. Изоляция обмоток подразделяется на главную (изоляцию обмоток от магнитопровода и бака и от других обмоток) и продольную. К продольной относится изоляция между витками, слоями и катушками одной и той же обмотки.

В силовых масляных трансформаторах в качестве главной изоляции преимущественно используется маслобарьерная изоляция. Из-за сложности конфигурации обмоток и отводов приходится применять барьеры различной конфигурации. На рис. 3.48 схематично показано расположение барьеров разной формы. Количество барьеров, их толщина и расположение определяется номинальным напряжением и конструкцией трансформатора (табл. 3.3).

Цилиндрические барьеры из электрокартона с масляными каналами между ними обеспечивают изоляцию между обмотками и стержнем трансформатора и позволяют за счет циркуляции масла интенсивно охлаждать всю конструкцию трансформатора. Наибольшая напряженность электрического поля образуется между обмоткой высокого напряжения и ярмом, поэтому для усиления изоляции в этих местах используются барьеры в виде плоских и угловых шайб из электрокартона.

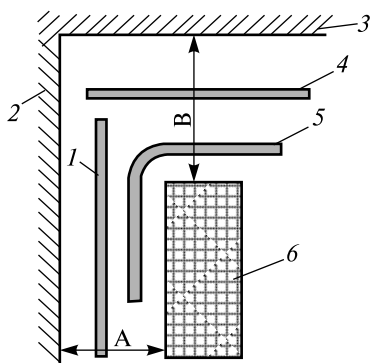


Рис. 3.48. Схема главной изоляции обмоток силового трансформатора: 1 — цилиндрические барьеры; 2 — стержень магнитопровода; 3 — ярмо магнитопровода; 4 — плоская шайба; 5 — угловая шайба; 6 — обмотка высокого напряжения

Таблица 3.3

Основные размеры главной изоляции силовых трансформаторов

Класс напряжения обмотки, кВ	Расстояние до сердечника А, мм	Расстояние до ярма В, мм	Число барьеров и их толщина, мм
3—6	8—10	20—25	1 × 2,5
10	10—12	25—30	1 × 3,0
35	27—30	70—80	1 × 5
110	57—67	110	2 × 6
220	130	260	4 × 6

Маслобарьерная изоляция, как отмечалось ранее, обладает высокой кратковременной электрической прочностью, что важно для главной изоляции трансформаторов, которая в процессе эксплуатации подвергается импульсным перенапряжениям.

Применение бумажно-масляной и газовой изоляции в качестве главной изоляции силовых трансформаторов сталкивается с трудностями охлаждения конструкции трансформатора, что приводит к их значительному удорожанию.

Изоляция обмоточных проводов состоит из слоев бумажной ленты, накладываемой на провод вполнахлеста до толщины около 0,25 мм. В результате получается бумажно-масляная изоляция, рабочие напряжения которой выше, чем в маслобальерной изоляции. Изоляция между катушками или между слоями витков обмоток выполняется из кабельной бумаги, либо в виде масляных каналов с перегородками из электрокартона.

Изоляционные конструкции внутренней изоляции определяют перенапряжениями, возникающими в системе электроснабжения. Под воздействием этих перенапряжений в трансформаторах возникают переходные процессы, в результате которых напряжения, воздействующие на отдельные элементы изоляции, зависят и от конструкции трансформатора.

Наличие большого объема масла небезопасно в пожарном отношении, поэтому электровозные, шахтные и некоторые другие трансформаторы специального назначения до 35 кВ по соображениям безопасности выполняются с сухой изоляцией.

В последнее время *сухие (безмасляные) трансформаторы*, получили широкое распространение, особенно на тяговых подстанциях метрополитена.

В качестве изоляции в таких трансформаторах используется изоляционный материал типа «NOMEX» или термореактивная изоляция типа «Транстерм». Конструкция из этих типов изоляции обеспечивает достаточную прочность при воздействии грозовых перенапряжений, имеет повышенную электродинамическую стойкость, высокую устойчивость к возникновению влаги при резких перепадах температуры окружающего воздуха, имеет также повышенный класс нагревостойкости (до 350 °C).

Сухие трансформаторы не требуют сушки, срок службы такой изоляции при рабочих температурах до 140 °C оценивается в 280 лет.

Общий вид одного из унифицированной серии сухих тяговых трансформаторов на номинальное напряжение 10 кВ представлен на рис. 3.49.

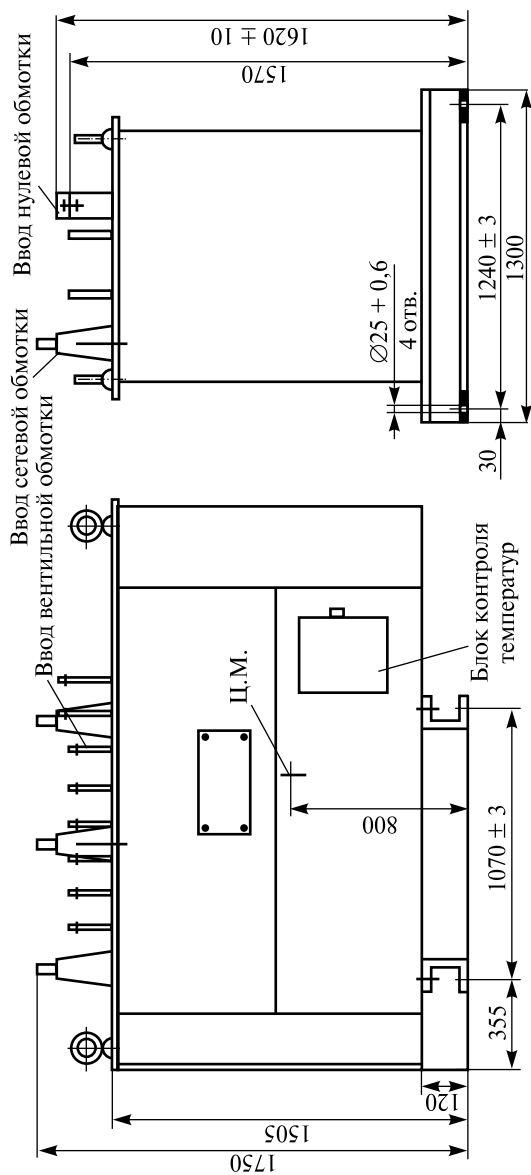


Рис. 3.49. Общий вид и основные размеры трансформатора ТСЗПУ-1000/10

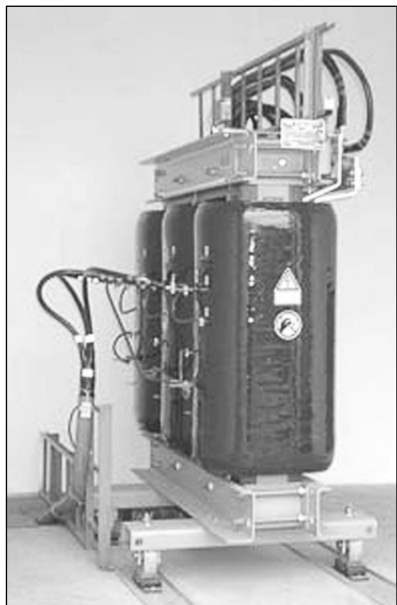


Рис. 3.50. Общий вид трансформатора, с сухой изоляцией изготовленного по технологии «RESIBLOC»

Активная часть трансформатора мощностью до 1000 кВА закрыта разборным металлическим кожухом, установленным на жесткую опорную раму, а мощностью до 2500 кВА — защищена кожухом с дверями и устанавливается на опорных передвижных тележках.

На рис. 3.50 представлена фотография сухого трансформатора, изготовленного по технологии «RESIBLOC». Мощность таких трансформаторов, установленных на тяговых подстанциях железных дорог, достигает 40 000 кВА.

Благодаря оригинальной конструкции обмоток и технологии бандажирования обмоток стекловолоконной нитью, пропитанной эпоксидным компаундом, такие трансформаторы способны выдерживать колебания температурных

расширений без повреждения компаунда и без образования микротрещин. На данный момент это единственные трансформаторы, способные работать при температуре до минус 60 °С, а также в условиях 100 % влажности. Трансформатор не требует обслуживания, допускает перегрузки до тех пор, пока наиболее горячая точка нагрева трансформатора не достигнет 155 °С.

3.3.5. Изоляция силовых конденсаторов

Высоковольтные силовые конденсаторы используются в установках переменного тока для улучшения коэффициента мощности (косинусные конденсаторы), для продольной компенсации в дальних линиях электропередачи. В установках постоянного тока силовые конденсаторы используются в сглаживающих фильтрах тяговых подстанций с выпрямителями.

Они применяются как отдельными единицами, так и в виде комплектных конденсаторных установок или мощных батарей с параллельно-последовательным соединением отдельных единиц.

Конденсаторы разного назначения в принципе имеют одинаковое устройство. Все они состоят из пакетов секций, соединенных по параллельно-последовательной схеме в зависимости от напряжения и емкости. Секция (рис. 3.51) представляет собой спирально намотанный рулон из лент диэлектриков и металлической обкладки (фольги). Изоляции секций выполняется из нескольких слоев бумаги толщиной от 5 до 30 мкм.

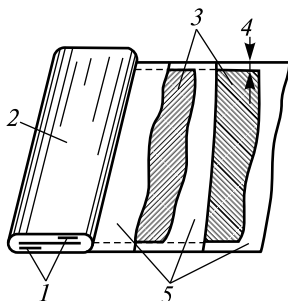


Рис. 3.51. Эскиз рулонной секции:

1 — выводы секции; 2 — секция; 3 — электроды из алюминиевой фольги (обкладки); 4 — закраина; 5 — изоляция из конденсаторной бумаги

Пакеты помещаются в прямоугольный или цилиндрический корпус из металла или изоляционного материала, который герметизируют с тем, чтобы исключить попадание в изоляцию воздуха и влаги окружающей атмосферы. Изоляция между секциями и от корпуса выполняется из электрокартона или кабельной бумаги. Общая толщина бумажной изоляции достигает 60—120 мкм. Напряжение подводится к схеме пакета через проходные изоляторы. Герметичность соединения фарфоровых изоляторов с металлическим корпусом достигается металлизацией частей фарфора, к которым затем припаивается переходная металлическая арматура.

Устройство силового конденсатора показано на рис. 3.52.

Повышение избыточного давления масла приводит к значительному увеличению напряжения возникновения ЧР в бумажно-масляной изоляции. Поэтому в ряде случаев конденсаторы изготавливаются с избыточным давлением масла до $(3-4) \cdot 10^5$ Па, но при этом утяжеляется и усложняется конструкция корпуса конденсатора.

В некоторых конденсаторах секции подключены через индивидуальные предохранители, что обеспечивает работоспособность конденсатора даже при повреждении (пробое) нескольких секций.

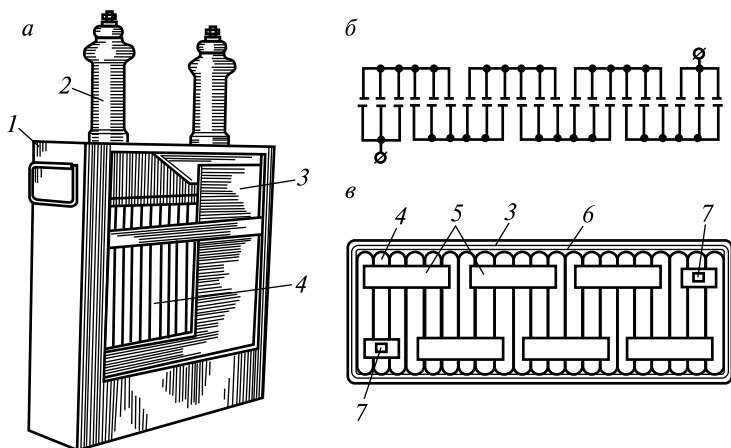


Рис. 3.52. Схематическое устройство силового конденсатора:
а — внешний вид конденсатора; *б* — электрическая схема соединения; *в* — эскиз пакета секций; *1* — металлический корпус; *2* — фарфоровые выводы; *3* — корпусная изоляция; *4* — секция; *5* — перемычки; *6* — изоляционная прокладка между группами секций; *7* — место для пайки отводов

В качестве активного диэлектрика применяются рулонная конденсаторная бумага, синтетическая пленка или комбинация бумаги с пленкой, которые под вакуумном высушиваются и пропитываются жидкой массой. При вакуумной сушке происходит удаление влаги и воздуха. Для замены воздуха, находящегося в порах бумаги или между слоями пленки, пропитка производится массой, имеющей по сравнению с воздухом высокую электрическую прочность и диэлектрическую проницаемость.

Для обкладок используются алюминиевая фольга или лента диэлектрика с нанесенным на нее слоем цинка или алюминия.

Внутренняя изоляция конденсатора работает при высоких напряжениях электрического поля, значительно превосходящих рабочие напряженности в любой другой электротехнической конструкции, и при сравнительно высокой температуре, обусловленной внутренним тепловыделением. Кроме того, силовые конденсаторы подвержены воздействию значительных кратковременных перенапряжений.

Применение в качестве твердого диэлектрика конденсаторной бумаги определяется ее высокими электрическими характеристика-

ми и хорошими физико-механическими свойствами, позволяющими механизировать процесс изготовления секций и прессовку их в пакеты. Относительная диэлектрическая проницаемость бумаги составляет $\epsilon = 5-7$. Другие характеристики приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Характеристика непропитанной конденсаторной бумаги

Марка бумаги	Плотность, $\times 10^3 \text{ кг/м}^3$	Толщина, мкм	Электрическая прочность, МВ/м	Тангенс угла диэлектрических потерь, % при $t=100^\circ\text{C}$
КОН	1	7—30	43—20	0,28
	1,2	5—30	52—21	0,35
Силкон	1	7—30	46—21	0,15
	1,2	5—30	60—23	0,2

Полимерные пленки давно используются в качестве твердого диэлектрика в различных видах конденсаторов. Из известных полимерных пленок для силовых конденсаторов переменного напряжения наиболее перспективными оказалась полипропиленовая пленка. Плотность пленки невелика — около $9 \cdot 10^2 \text{ кг/м}^3$; $\epsilon = 2,2-2,3$; $\text{tg}\delta = (2-3) \cdot 10^{-4}$, а электрическая прочность при толщине 25 мкм и $T = 50-80^\circ\text{C}$ составляет около 180 МВ/м при частоте 50 Гц.

В современных конденсаторах полипропиленовая пленка используется в комбинации с конденсаторной бумагой, имеющей малые потери, и хлорированным дифенилом. В этом случае бумага, помещенная между пленками, применяется как пористый диэлектрик, выполняющий одновременно роль фитиля, втягивающего пропитывающую жидкость в поры и межслойное пространство, что повышает электрическую прочность и напряженность возникновения частичных разрядов комбинированного диэлектрика.

В качестве пропитывающего диэлектрика силовых конденсаторов применяются, главным образом, нефтяное конденсаторное масло, хлорированные дифенилы и кремнийорганические соединения.

Нефтяное конденсаторное масло представляет собой сложную смесь углеводородов. Основными компонентами нефтяных масел являются нафтеновые (до 70 %) и ароматические углеводороды (до 40 %). Опыты показали, что очищенные от ароматических углеводородов конденсаторы и кабели выходят из строя чаще.

При анализе этого явления было установлено, что причиной выхода конденсаторов из строя являются внутренние частичные разряды, которые имеют более интенсивное развитие в изоляции, пропитанной высокоочищенными маслами вследствие большого выделения газов при их разложении. Масла с повышенным содержанием ароматических углеводородов имеют меньшую склонность к выделению газов (в основном водорода) при воздействии на них электрических разрядов и обладают большей способностью к их поглощению. Такие масла условно были названы «газостойкими». Газостойкость ароматических углеводородов в 55—300 раз больше, чем нафтяных углеводородов. Чем выше газостойкость масла, тем больше срок службы конденсатора. Однако излишнее количество ароматических углеводородов ухудшает $\text{tg}\delta$ масла.

Электрическая прочность и диэлектрическая проницаемость масла с ароматическими углеводородами не отличается от стандартного масла и составляет около 240 кВ/см; $\epsilon = 2,26\text{—}2,35$, но $\text{tg}\delta = 0,15\text{—}0,08\%$, тогда как для стандартного масла $\text{tg}\delta = 0,02\%$. Ароматические углеводороды обладают наибольшим $\text{tg}\delta$ до воздействия ЧР.

Отметим, что газовыделение трансформаторного масла можно сильно снизить введением специальных присадок, например хининов и некоторых нитросоединений.

Основным достоинством хлордифенилов является высокая диэлектрическая проницаемость ($\epsilon = 5\text{—}6$), стойкость к воздействию частичных разрядов, их негорючесть. К недостаткам следует отнести повышенную вязкость, особенно при низких температурах, к тому же при низких температурах снижается диэлектрическая проницаемость и замедляется поглощение газообразных продуктов разложения жидкости из зоны действия частичных разрядов. Существенным недостатком является токсичность хлордифенилов, что усложняет технологию производства конденсаторов и их эксплуатацию в закрытых помещениях, а также утилизацию отходов.

Для пропитки конденсаторов из синтетических пленок (полистирол, полипропилен, полиэтилен, фторопласт-4) применяются жидкие кремнийорганические диэлектрики. Кремнийорганические пропитывающие диэлектрики используются в конденсаторах с расширенным диапазоном рабочих температур. Основными их достоинствами являются: низкая температура застывания и низкое значение вязкости в широком температурном диапазоне; незначитель-

ное изменение электрических характеристик в большом диапазоне температур; высокая термическая стабильность; совместимость со многими конденсаторными материалами. Существенными недостатками большинства кремнийорганических пропиточных диэлектриков является низкая газостойкость, горючесть и высокая стоимость.

Рабочие напряженности в конденсаторах промышленной частоты составляют 12—14 кВ/мм при пропитке конденсаторным маслом и 15—20 кВ/мм при пропитке синтетическими жидкостями.

Специалисты ОАО «СКЗ «КВАР» (г. Серпухов) опубликовали результаты своих работ по созданию силовых конденсаторов с чисто пленочными диэлектриками с экологически безопасными пропитывающими жидкостями. По их данным удалось создать на этой основе и благодаря внедрению новых технологических и конструктивных решений конденсаторы, удельные характеристики которых в 1,5—2 раза превышают показатели ранее выпускаемой продукции. В качестве примера приводится конденсатор КЭКФ-6,6-300 мощностью 300 квар.

Отметим, что цилиндрические корпуса конденсаторов, изготовленные из изоляционного материала, используются и как несущая высоковольтная изоляционная конструкция для других элементов электрической схемы.

3.3.6. Изоляции вращающихся электрических машин

К вращающимся машинам относятся генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели. Несмотря на то, что номинальные напряжения вращающихся машин относительно малы по сравнению с номинальными напряжениями остального электрооборудования устройств электроснабжения, изготовление и эксплуатация их изоляции связана со значительными трудностями. Ни в каком другом высоковольтном устройстве (за исключением конденсаторов) нет такого жесткого ограничения по размеру изоляционного промежутка, как в отношении толщины изоляции статорных обмоток в машинах переменного тока и якорных обмоток машин постоянного тока.

Медь обмотки и сталь статора или якоря работают в электрических машинах при больших нагрузках, поэтому потери в этих материалах получаются высокими. Тепло от меди отводится через изо-

ляцию, что обуславливает необходимость высоких допустимых температур и высокой теплопроводности изоляции. Поэтому используется изоляция, относящаяся по нагревостойкости к классам *B* (130 °C), *F* (155 °C) и *H* (180 °C). В изоляции этих классов в качестве исходных материалов используются слюда, асбест и стекловолокно с различными связующими и пропиточными составами.

В качестве основного изоляционного материала, воспринимающего электрические и механические нагрузки, является клеевые слюдяные изделия — миканиты, микаленты и слюдинитовая бумага. Все они состоят из лепестков слюды, наклеенной на подложку из бумаги или ткани.

Особенно сложные условия эксплуатации электрических машин — на электроподвижном составе (тяговые и вспомогательные двигатели). Несмотря на то, что номинальное напряжение двигателей, применяемых на электровозах, не превышает 3 кВ, к их изоляции предъявляются повышенные требования, выполнение которых должно обеспечивать надежную работу этих машин:

- высокая электрическая прочность и малые диэлектрические потери в широком диапазоне рабочих температур, а также при механических воздействиях, вызванных вибрациями электрических машин и изменением частоты вращения;
- высокая нагревостойкость и теплопроводность при длительном воздействии рабочих температур и кратковременных перегревах;
- высокая механическую прочность и гибкость при периодических колебаниях температуры и воздействия вибрации;
- высокая морозостойкость при низких температурах (до –50 °C);
- технологичность изготовления и невысокая стоимость материалов.

Устройство изоляции вращающихся электрических машин определяется конструкцией обмоток, состоящих из секций. Определенная часть секций обмоток находится в пазах статора или ротора и ограничена размерами паза. На выходе из пазов секции образуют лобовую часть. Конструкция изоляции этих частей обмоток различна. В машинах постоянного тока одна из лобовых частей секции обмоток якоря присоединена к коллектору. Изоляция коллектора от вала электрической машины выполняется из формовочного миканита.

Изоляция обмоток подразделяется на главную (корпусную), продольную (витковую или межвитковую) и покровную.

На рис. 3.53 представлена схема изоляции пазовой части. Толщина корпусной изоляции обмоток определяется рабочим напряжением относительно земли, которое на электроподвижном составе постоянного тока равно напряжению на токоприемнике. Корпусная изоляция выполняется на основе слюдяных изоляционных материалов. Витковая изоляция может состоять из слоев микаленты, стеклоленты, лавсановой пленки и дельта-асбестовой изоляции. Обмотки в пазах закрепляются трапециидальными клиньями из гетинакса или стеклотекстолита.

В качестве примера выполнения пазовой изоляции обмотки на рис. 3.54 представлена изоляция обмотки якоря тягового двигателя. Корпусная изоляция может быть изготовлена из нескольких слоев слюдинитовой ленты, фторопластовой ленты и стеклоленты, которые пропитываются лаком вакуумно-нагревательным способом.

Рис. 3.54. Разрез паза якоря тягового двигателя:

1 — витковая изоляция (микалента ЛСФЧ толщиной 0,075 мм, один слой в полуприкрышку); 2 — корпусная изоляция (микалента ЛСФ толщиной 0,13 мм, семь слоев в полуприкрышку); 3 — покровная изоляция (стеклолента толщиной 0,2 мм, один слой встык); 4 — прокладка из гибкого миканита толщиной 0,3 мм; 5 — прокладка из электрокартона 0,3 мм; 6 — клин из гетинакса

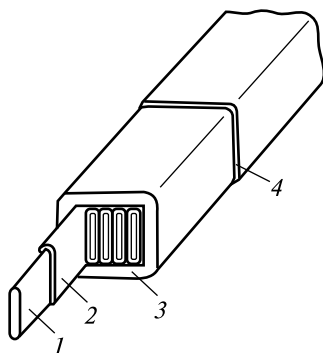
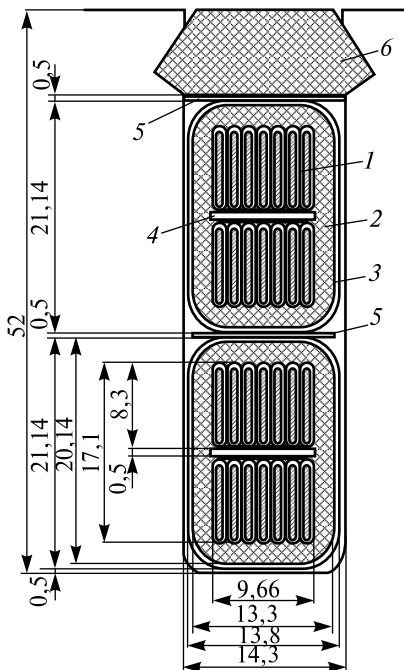


Рис. 3.53. Схема изоляции пазовой части катушки якорной обмотки:

1 — проводник; 2 — витковая изоляция; 3 — корпусная изоляция; 4 — покровная изоляция



Для предупреждения от механических повреждений на лобовые части обмоток накладывается дополнительная электрическая изоляция (в основном миканитовые прокладки) и бандажи из стеклобандажной ленты.

Изоляция катушек главных и дополнительных полюсов состоит из асбестоцементной ленты, слоев микаленты и слоев стеклоленты или киперной ленты. Для повышения влагостойкости изоляции катушек главных и дополнительных полюсов их покрывают электроизоляционными эмалями класса нагревостойкости *F*.

На рис. 3.55 приведен эскиз изоляции главного полюса тягового двигателя. Витки обмотки 1 изолированы друг от друга прокладками из асбестовой бумаги 2 толщиной 0,2—0,3 мм. Катушка для лучшего использования обмоточного пространства сделана многослойной, а слои из токопроводящих шин 4 и 5 разделены прокладкой из асбеста или миканита 3. Позиции 6, 7, 8 и 9 составляют корпусную изоляцию.

Изоляция дополнительных полюсов тяговых двигателей выполняется аналогично.

Технология изготовления изоляции высоковольтных двигателей постоянно совершенствуется. На основе материалов из слюды существует много разновидностей изоляции, которые отличаются технологией изготовления пластин или пленок из слюды и пропиточных материалов. Длительное время применяется изоляция, состоящая из микаленты или слюдинитовой бумаги, с последующей пропиткой под вакуумом связующим составом и прессованием.

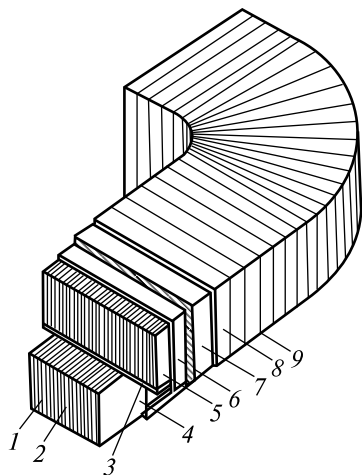


Рис. 3.55. Эскиз изоляции главного полюса тягового двигателя:

1 — витки обмотки; 2 — прокладки из асбестовой бумаги толщиной 0,2—0,3 мм; 3 — прокладка из асбеста или миканита; 4, 5 — слои токопроводящих шин; 6 — асбестовая лента толщиной 0,4 мм; 7 — шесть слоев микаленты толщиной 0,13 мм; 8 — два слоя стеклоленты толщиной 0,2 мм; 9 — миканитовая прокладка толщиной 0,3—0,5 мм

Если в качестве пропиточного материала используются маслобитумные или маслоглифталевые лаки, то после пропитки под вакуумом и прессовки получается изоляция, которую назвали компаундированной. Основным ее недостаток в размягчении при нагреве.

Изоляция, которая не размягчается при нагреве, создана при использовании в качестве пропиточных составов эпоксидных и полиэфирных смол. Такая изоляция названа термореактивной; по сравнению с компаундированной она имеет в 1,5—2 раза более высокую электрическую прочность и в 3—4 раза меньшие диэлектрические потери.

Дальнейшее повышение электрических свойств изоляции вращающихся машин связано с улучшением характеристик основной составляющей — слюдяной бумаги. Новые технологии позволили значительно повысить качество выпускаемых слюдяных бумаг. Внедрение технологии производства слюдопластовых бумаг позволяет увеличить содержание слюды в ленте. По утверждению специалистов АО «Холдинговая компания «Элинар» в изготовленной по новой технологии слюдопластовой ленте «Элмикапор» содержание слюды в 1,5—2,5 раза больше, чем в серийно выпускаемой слюдинтовой.

Изоляция на основе слюдопластовых лент позволит снизить толщину изоляции на 15—20 % и упростить технологический процесс изготовления изоляции обмоток вращающихся машин.

Необходимость в разработке электроизоляционных материалов, обеспечивающих повышенные механические, электрические и тепловые нагрузки на изоляционную систему высоковольтных двигателей, продолжает оставаться актуальной.

Основными причинами, приводящими к снижению электрической прочности изоляции вращающихся машин, являются дефекты механического характера, увлажнение изоляции и ЧР, возникающие в крупных газовых включениях или развивающиеся по поверхности изоляции в местах выхода обмоток из паза, где электрическое поле резконеоднородное. Возникновение ЧР внутри изоляции чаще всего связано с расслоением изоляции, которое возникает в результате механических воздействий на нее в процессе эксплуатации.

Уменьшение возможности возникновения ЧР в пазовой части осуществляется за счет покрытия этой части изоляции полупрово-

дящими покрытиями, шунтирующими газовые включения и воздушные зазоры между изоляцией и стенками паза.

Для предупреждения возникновения поверхностных ЧР применяются методы снижения коэффициента неоднородности электрического поля в местах выхода обмоток из паза, уголков и головок обмоток. Снижение неоднородности электрического поля достигается применением полупроводниковых покрытий в виде лент, пропитанных проводящим составом, или лаками, содержащими карбид кремния, сажу или графит.

Контрольные вопросы

1. Каковы типы опор ВЛ и из каких материалов они изготавливаются?
2. Каковы основные требования к материалам изоляторов?
3. Какие твердые диэлектрики применяются для изготовления изоляторов, их преимущества и недостатки?
4. Каково назначение различных типов опорных изоляторов?
5. Каковы основные конструкции опорных изоляторов и их обозначение?
6. Каковы основные конструкции проходных изоляторов и их обозначение?
7. Каковы отличия конструкций проходных изоляторов внутренней и наружной установки?
8. Как контролируется распределение напряжения по элементам гирлянды изоляторов?
9. Какие изоляторы гирлянды считаются дефектными и подлежат замене?
10. Какие изоляционные материалы применяются в кабелях высокого напряжения?
11. В чем конструктивное отличие соединительных, концевых и стопорных кабельных муфт?
12. Какие изоляционные материалы применяются для изготовления кабельных муфт?
13. Каковы основные конструктивные решения по созданию изоляции высоковольтных вводов?
14. Каковы основные конструктивные решения по созданию изоляции высоковольтных выключателей?

15. Для каких целей в силовых трансформаторах применяется масло?

16. Из каких изоляционных материалов состоит главная и продольная изоляция трансформаторов?

17. Каковы преимущества и недостатки силовых трансформаторов с газовой и литой изоляцией?

18. Какие диэлектрические материалы применяются при изготовлении силовых конденсаторов?

19. Преимущества и недостатки пропиточных диэлектриков, используемых при изготовлении конденсаторов.

20. Какие изоляционные материалы применяются в изоляции вращающихся машин и почему?

Приложение 1

Основные характеристики высоковольтных изоляторов, применяемых на контактной сети и воздушных линиях электропередачи

Тип изолятора	Длина пути утечки тока, мм	Электромеханические характеристики				Масса, кг, не более
		Сухо- разряд- ное на- пряже- ние, кВ	Мокрораз- рядное на- пряжение в вертикаль- ном поло- жении, кВ	Про- бивное на- пряже- ние, кВ	Механи- ческая сила на разрыв, кН	
1	2	3	4	5	6	7
I. Подвесные та- рельчатые						
ПФ6-А	295	75	40	110	60	6,5
ПФ6-Б	275	75	40	110	60	6,0
ПФ6/1с серьгой	295	75	40	110	60	6,5
ПФ6-В	324	75	40	110	60	5,3
ПТФ70- 3,5/5	324	75	40	110	50	5,4
ПТФ70	340	—	40	130	70	5,6
СФ70-А	303	—	40	130	70	5,6
ПФ70-Ж	340	—	45	130	70	4,6
ПФ70-А	303	110	40	130	70	4,6
ПФ70-В	330	—	40	140	70	5,0
ПФ70-Д	303	—	40	130	70	4,6
ПФГ5-А	455	110	48	110	50	10,4
ПФГ6-А	470	107	50	110	60	8,1

1	2	3	4	5	6	7
ПФГ8	480	110	62	110	80	13,5
ПС6-А	255	58	37	90	60	4,1
ПС6-Б	295	65	40	90	60	4,1
ПС70-Д	303	—	40	130	70	3,4
ПС70-Е*	303	—	40	130	70	3,5
ПСД70-Е*	411	110	40	130	70	4,4
ПСС70-А	310	80	40	130	70	4,0
ПС120-А	340	—	45	130	120	5,4
ПС120-Б*	320	—	45	130	120	3,9
ПСВ120-Б*	442	125	50	130	120	5,6
ПСС120-А	330	75	45	130	120	4,8
ПСС120-Б	330	80	45	130	120	5,0
II. Фиксаторные тарельчатые						
ФФ40-А*	303	—	40	130	40; 2**	4,7
ФТФ-3,3/3	295	70	35	110	40; 2**	5,34
ФТФ-40	340	—	40	130	40; 2**	5,25
Фиксаторные стержневые						
ФСФ70-3,0/0,5*	500	80	50	—	70; 2,5**	11,6
ФСФ100-3/0,6*	600	80	50		100; 3,5**	16,5
ФСФ70-25/0,95*	950	145	50		70; 3,5**	20,6
ФСПКр 70-3/0,6*	600	80	50		70; 3,5**	3,3
ФСПКр 120-3/0,6*	600	80	50		120; 6**	4,9
ФСПКр 70-25/0,95*	950	145	70		70; 3,5**	4,1
ФСПКр 120-25/0,95*	950	145	70		120; 6**	5,9
ФСПКр 120-25/1,5*	1500	145	70		120; 6**	7,0
ФСПКр 120-25/1,1*	1100	145	70		120; 6**	6,0

1	2	3	4	5	6	7
Натяжные стержневые						
НСФ 70-3/0,5*	500	80	50		70; 2,5**	11,5
НСФ 100-3/0,6*	600	80	50		100; 3,5**	16
НСФ 70-25/0,95*	950	145	50		70; 3,5**	20,5
НСПКр 120-3/0,6*	600; 837***	80	50		120; 1,0**	2,6
НСПКр 120-3/0,6*	600; 430***	80	50		120; 1,0**	2,4
НСПК 120-25/1,2*	1200; 1437***	145	70		120; 1,0**	3,3
НСПКр 120-25/1,2*	1200; 673***	145	70		120; 1,0**	2,9
III. Консольные стержневые						
КСФ 70-3/0,5*	500	80	50		70; 2,5**	12,5
КСФ 100-3/0,6*	600	80	50		100; 3,5**	16,5
КСФ 70- 25/0,95*	950	145	50		70; 3,5**	20
КСПКр 70- 3/0,6*	600	80	50		70; 3,5**	5,7
КСПКр 70-25/0,95*	950; 620***	145	70		70; 3,5**	6,2
КСПКр 70-25/1,5*	1500; 720***	145	70		70; 3,5**	7,1
КСПКр 70-25/1,1*	1100; 620***	145	70		70; 3,5**	6,4
IV. Подвесные стержневые						
ПСФ 70-3/0,5-01*	500	80	50		70	10,0
ПСФ 70-3/0,5-06*	500	80	50		70	11,5
ПСПКр 70-3/0,6*	600	80	50		70; 1,0**	2,2
ПСПКр 70-25/0,95*	950	145	70		70; 1,0**	2,7
ПСПКр 70-25/1,5*	1500	145	70		70; 1,0**	3,2

1	2	3	4	5	6	7
ПСПКр 70-25/1,1*	1100	145	70		70; 1,0**	2,3
ЛК 70/10-IV*	500	50	40		70	1,55
LS 70/24*	650	70	60		70	1,6
ЛК 70/35-IV*	1400	95	80		70	2,8
ЛК 70/110-IV*	3800	380	360		70	4,7
ЛК 120/110-IV*	3800	380	360		120	4,9
ЛК 70/220-IV*	7900	500	460		70	7,5
ЛК 120/220-IV*	7900	500	460		120	8,9
ЛК 160/220-IV*	7900	500	460		160	10

Примечание. 1. Типы изоляторов, обозначенные знаком «*» в настоящее время серийно выпускаются в России; знаком «**» обозначен механический разрушающий момент на изгиб, кН·м; знаком «***» обозначена строительная высота изолятора, мм.

2. При составлении этой таблицы и в тексте использовались данные, приведенные в [7], Каталоге изоляторов для контактной сети и ВЛ электрифицированных железных дорог и Каталоге продукции ЗАО «НПО Изолятор».

**Характеристика участков железной дороги по степени
загрязненности атмосферы**

Степень загрязненности атмосферы (СЗА)	Характеристика железнодорожных участков
III	Участки железных дорог со скоростью движения до 120 км/ч при отсутствии характеристик, указанных для — VII степени загрязнения атмосферы. Вблизи (до 500 м) мест добычи, постоянной погрузки и выгрузки угля; производства цинка, алюминия; ТЭС, работающих на сланцах и углях с зольностью свыше 30 %. С перевозками в открытом виде угля, сланца, песка, щебня организованными маршрутами
IV	Со скоростью движения поездов 120—160 км/ч. Проходящие по местности с сильнозасоленными и дефлирующими почвами или вблизи (до 1 км) морей и соленых озер со средnezасоленной водой (10—20 г/л) или далее 1 км (до 5 км) с сильнозасоленной водой (20—40 г/л)
V	Вблизи (до 500 м) мест производства, постоянной погрузки и выгрузки цемента. Со скоростью движения поездов более 160 км/ч. Проходящие по местности с очень засоленными и дефлирующими почвами или вблизи (до 1 км) морей и соленых озер с сильнозасоленной водой (20—40 г/л). В тоннелях со смешанной ездой на тепловозах и электро-возах
VI	Вблизи (до 500 м) мест расположения предприятий нефтехимической промышленности, постоянной погрузки и выгрузки ее продукции. Места постоянной стоянки и остановки работающих тепловозов. В промышленных центрах с интенсивным выделением смога
VII	Вблизи (до 500 м) мест расположения градирен, предприятий химической промышленности и по производству редких металлов, постоянной погрузки и выгрузки минеральных удобрений и продуктов химической промышленности

Рекомендуемая литература

1. Электрофизические основы техники высоких напряжений: учебник / И.М. Бортник и др.; под ред. И.П. Верещагина. — 2-е изд., перераб и доп. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 704 с.
2. Чемоданов В.И., Бобылева Н.В., Утц Н.Н. Развитие Единой национальной электрической сети в современных экономических условиях // Электричество. — 2010. — №2.
3. Котельников А.В. Электрификация железных дорог. Мировые тенденции и перспективы. — М.: Интекст, 2002. — 104 с.
4. ГОСТ 1516.1. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Требования к электрической прочности изоляции. — М.: Госстандарт России, 1997. — 31 с.
5. ГОСТ 1516.2. Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции. — М.: Госстандарт России, 1997. — 31 с.
6. Правила устройств электроустановок. — 7-е изд. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
7. Контактная сеть и воздушные линии. Нормативно-методическая документация по эксплуатации контактной сети и высоковольтным линиям: справочник / Департамент электрификации и электроснабжения ОАО «РЖД». — М.: Трансиздат, 2004. — 568 с.
8. Серебряков А.С. Электротехническое материаловедение. Электроизоляционные материалы: учеб. пособие. — М.: Маршрут, 2005. — 280 с.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. — 304 с.
10. Мещанов Г.И., Пешков И.В. Инновационные решения в отечественной кабельной технике // Электротехника. — 2010. — № 1.

Оглавление

Предисловие	3
Введение	5
<i>Контрольные вопросы</i>	13
Глава 1. ВНЕШНЯЯ ИЗОЛЯЦИЯ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	14
1.1. Воздушные промежутки	14
1.2. Электрофизические процессы в воздухе в сильных электрических полях	16
1.2.1. Общие сведения	16
1.2.2. Возникновение и нейтрализация заряженных частиц	19
1.2.3. Лавина электронов и условие самостоятельности разряда	22
1.3. Разряды в воздушных промежутках	29
1.4. Разряды в воздухе вдоль поверхности твердого диэлектрика	43
1.4.1. Разряд в воздухе по сухой поверхности изолятора	43
1.4.2. Разряд в воздухе по увлажненной и загрязненной поверхности изолятора	51
1.5. Меры, повышающие электрическую прочность внешней изоляции	64
<i>Контрольные вопросы</i>	71
Глава 2. ВНУТРЕННЯЯ ИЗОЛЯЦИЯ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	72
2.1. Общая характеристика внутренней изоляции	72
2.2. Основные виды внутренней изоляции и их электрическая прочность	74
2.2.1. Твердая изоляция	74
2.2.2. Жидкая изоляция	89
2.2.3. Газовая и вакуумная изоляция	98
2.2.4. Бумажно-масляная изоляция	106

2.2.5. Маслобарьерная изоляция	108
2.3. Меры, повышающие электрическую прочность и надежность внутренней изоляции	110
<i>Контрольные вопросы</i>	113
Глава 3. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ КОНСТРУКЦИИ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	114
3.1. Изоляционные конструкции воздушных линий и контактной сети	114
3.1.1. Общие характеристики изоляции воздушных линий и контактной сети	114
3.1.2. Общие требования к материалам изоляторов	117
3.1.3. Конструкции и типы изоляторов	118
3.1.4. Изоляционные конструкции воздушных линий и контактной сети	133
3.2. Изоляционные конструкции силовых кабелей	138
3.3. Изоляционные конструкции аппаратов и устройств	150
3.3.1. Высоковольтные вводы	150
3.3.2. Изоляция выключателей	154
3.3.3. Изоляция измерительных трансформаторов тока и напряжения	163
3.3.4. Изоляция силовых и тяговых трансформаторов	166
3.3.5. Изоляция силовых конденсаторов	170
3.3.6. Изоляции вращающихся электрических машин	175
<i>Контрольные вопросы</i>	180
<i>Приложение 1. Основные характеристики высоковольтных изоляторов, применяемых на контактной сети и воздушных линиях электропередачи</i>	182
<i>Приложение 2. Характеристика участков железной дороги по степени загрязненности атмосферы</i>	186
Рекомендуемая литература	187

Учебное издание

Харченко Александр Федосеевич

**ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ.
ИЗОЛЯЦИЯ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ**

Учебное пособие

Подписано в печать 17.10.2011 г.
Формат 60×84 1/16. Печ. л. 12,0. Тираж 500 экз. Заказ
ФГБОУ «Учебно-методический центр по образованию
на железнодорожном транспорте»
105082, Москва, ул. Бакунинская, д. 71
Тел.: +7 (495) 739-00-30, e-mail: info@umczdt.ru;
<http://www.umczdt.ru>

Для заметок

Для заметок