

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

П.Н. Цылёв

**ЭЛЕКТРОПРИВОД
И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

*Утверждено
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2015

УДК 622.32-83(075.8)
Ц94

Рецензенты:
канд. техн. наук *В.А. Русов*
(ООО «Димрус»);
канд. техн. наук, доцент *А.Д. Коротаев*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет)

Цылёв, П.Н.
Ц94 Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли : учеб. пособие / П.Н. Цылёв. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2015. – 192 с.

ISBN 978-5-398-01458-7

Кратко изложены вопросы производства, передачи, распределения и преобразования электрической энергии. Дано описание основного электрооборудования электрических станций, трансформаторных подстанций, распределительных устройств. Приведены базовые положения теории электропривода, вопросы пуска, торможения и регулирования частоты вращения электромеханических преобразователей энергии, а также требования к электроприводам производственных механизмов технологических объектов нефтегазовой отрасли.

Предназначено для студентов очной и заочной форм, обучающихся по направлению 131000.62 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки 01 «Бурение нефтяных и газовых скважин», 02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», 04 «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», а также может быть рекомендовано студентам направления 151000.62 «Технологические машины и оборудование», профиль подготовки «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов».

УДК 622.32-83(075.8)

ISBN 978-5-398-01458-7

© ПНИПУ, 2015

ВВЕДЕНИЕ

Использование электрической энергии на буровых установках, предприятиях добычи и транспортировки нефти, на газоперерабатывающих станциях способствует повышению технических и экономических показателей производства. Так, себестоимость проходки скважин при бурении их установками с электрическим приводом на 15–20 % ниже, а скорость проходки выше, чем при бурении установками с дизельным приводом.

Дальнейшее увеличение добычи нефти, успешное выполнение производственных и экономических задач зависят от технического уровня нефтяной электроэнергетики, от совершенства электроприводов и электрооборудования, используемых в технологических установках.

В учебном пособии «Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли» приводятся сведения по производству электрической энергии на электрических станциях, о распределении произведённой электрической энергии между собственными нуждами электростанций и внешними объектами энергопотребления, о преобразовании напряжения и тока на повышающих и понижающих трансформаторных подстанциях, о передаче электрической энергии по линиям электропередач. Рассматривается конструкция и принцип работы основного электрического оборудования распределительных устройств электрических станций и трансформаторных подстанций.

Важное место в учебном пособии отводится рассмотрению механических характеристик электромеханических преобразователей энергии постоянного и трёхфазного переменного тока, а также механических характеристик производственных объектов нефтегазовой отрасли. Приводятся сведения об электроприводе производственных машин и механизмов, структурных звеньях электропривода, по расчёту момента инерции системы электропривода. Рас-

смаатриваются особенности режимов запуска в работу электроприводов постоянного и переменного тока, условия работы электроприводов в установившемся режиме и режимах торможения. Анализируются возможные способы регулирования частоты вращения электроприводов. Описываются требования к основным электроприводам бурильных установок, установкам для насосной добычи нефти, промысловых компрессорных станций.

Часть I

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

Глава 1. Основные элементы электрических цепей и их назначение

Электрические установки предприятий нефтяной и газовой отраслей представляют собой совокупность большого или малого числа сложных или простых электрических цепей. Поэтому изучение дисциплины «Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли» целесообразно начать с рассмотрения понятия электрической цепи.

Электрическая цепь представляет собой совокупность устройств, предназначенных для производства, передачи, распределения и преобразования электрической энергии в другие виды энергии, например механическую, тепловую, световую и т.д. В состав электрических цепей входят следующие элементы: источники электрической энергии, приёмники (потребители) электрической энергии, коммутационная аппаратура, защитная аппаратура, электроизмерительные комплексы и приборы.

Источники электрической энергии предназначены для преобразования различных видов энергии не электрического происхождения в электрическую энергию. Так, с помощью электрических генераторов осуществляется преобразование механической энергии, подводимой к валу генератора от первичного двигателя (паровой, гидравлической, газовой турбин, дизельного двигателя), в электрическую энергию. В аккумуляторах в процессе их разряда происходит преобразование химической энергии в электрическую энергию. С помощью солнечных батарей производится преобразование энергии солнца в электрическую энергию и т.д.

Производство электрической энергии осуществляется на электрических станциях с помощью электрических машин – синхронных генераторов. Важнейшее значение в выработке электри-

ческой энергии в России имеют тепловые электрические станции (ГРЭС – государственная районная электрическая станция, КЭС – конденсационная электрическая станция, ТЭЦ – теплоэлектроцентраль), атомные электрические станции (АЭС) и гидравлические электрические станции (ГЭС).

Процесс производства электрической энергии на тепловых электрических станциях заключается в последовательном преобразовании энергии сжигаемого топлива (каменный уголь, газ, мазут, торф, древесные отходы) в тепловую энергию водяного пара, приводящего во вращение турбоагрегат (паровую турбину, соединённую с синхронным генератором). Крупнейшей тепловой электростанцией в Пермском крае является Пермская ГРЭС в городе Добрянка, работающая на природном газе. Проектная мощность Пермской ГРЭС составляет 4,8 млн кВт (шесть турбогенераторов мощностью по 800 тыс. кВт). В настоящее время в эксплуатации на Пермской ГРЭС находятся три турбогенератора и, следовательно, мощность электростанции на сегодня составляет 50 % от проектной мощности. Второй по значимости тепловой электрической станцией Пермского края является ГРЭС в посёлке Яйва. Установленная мощность синхронных генераторов этой ГРЭС на сегодня составляет 1 млн 25 тыс. кВт. ГРЭС возводятся в местах сосредоточения электрических нагрузок (потребителей электрической энергии). Конденсационные электрические станции (КЭС), в отличие от ГРЭС, строятся в местах расположения больших запасов топлива. Электрическая энергия, выработанная на КЭС, по трёхфазным линиям электропередач сверх высокого напряжения 500, 750, 1150 кВ передаётся в центры значительных по величине электрических нагрузок, расположенных на больших расстояниях от КЭС, например, из Сибири в центральные районы России. Основное предназначение ТЭЦ – выработка тепловой энергии, необходимой для производственных и бытовых нужд. Кроме тепловой энергии на ТЭЦ вырабатывается и электрическая энергия. В оптимальном режиме производства тепловой и электрической энергий коэффициент полезного действия (КПД) ТЭЦ достигает 60 %. Для сравнения – КПД современных ГРЭС и КЭС не превышает 40 %.

Атомные электрические станции отличаются от ГРЭС, КЭС и ТЭЦ тем, что здесь в качестве источника тепла, необходимого для превращения воды в пар, используется тепло, которое выделяется в атомных реакторах в процессе деления ядер радиоактивных элементов (уран, плутоний, торий). Атомные электростанции имеют КПД той же величины, что ГРЭС и КЭС.

На гидравлических электрических станциях осуществляется процесс преобразования энергии падающей воды в электрическую энергию. Это преобразование производится посредством гидроагрегатов, в состав каждого из которых входят гидравлическая турбина и синхронный генератор. Мощность ГЭС определяется значением напора и количеством воды, проходящей через гидравлические турбины в единицу времени. Для создания напора необходимой величины в ходе строительства ГЭС по всему створу реки возводится плотина. Уровень воды перед плотиной (верхний бьеф) выше уровня воды после плотины (нижний бьеф). Чем выше плотина, тем больше напор воды и мощность ГЭС. В Пермском крае в эксплуатации находятся две крупные гидравлические станции: Воткинская ГЭС в городе Чайковский, синхронные генераторы которой имеют суммарную номинальную мощность 1 млн 100 тыс. кВт, и Камская ГЭС в городе Перми мощностью 528 тыс. кВт.

Потребители электрической энергии осуществляют преобразование электрической энергии в другие виды энергии. Например, электрические двигатели преобразуют электрическую энергию преимущественно в механическую энергию и частично в тепловую энергию. При работе сварочных агрегатов электрическая энергия преобразуется в тепловую энергию и частично в световую энергию. В лампах накаливания, используемых для освещения производственных участков и бытовых помещений нефтепромыслов, электрическая энергия преобразуется в тепловую энергию и световую энергию и т.д. Основными потребителями электрической энергии на предприятиях нефтяной отрасли являются трёхфазные асинхронные и синхронные двигатели, сварочное оборудование, устройства для нагревания различной мощности, электрическое освещение.

Проводники электрического тока являются своего рода мостом, связывающим источники электрической энергии с потребителями электрической энергии. В качестве материала проводников используются преимущественно алюминий и медь. Проводники электрического тока, посредством которых осуществляется передача электрической энергии от электрических станций на предприятия нефтяной отрасли, выполняются, как правило, без нанесения на них изоляции, т.е. являются голыми. Распределение электрической энергии на территориях нефтяных предприятий выполняется с использованием силовых кабелей, голых и изолированных проводов.

Коммутационная аппаратура предназначена для включения и отключения электрических цепей в различных режимах их работы. Коммутационные аппараты часто называют просто выключателями. Тип, исполнение и габариты коммутационных аппаратов определяются родом тока (постоянный ток, однофазный синусоидальный ток, трёхфазный синусоидальный ток), величиной напряжения установки, в которой используются аппараты, значением мощности, которую аппараты должны включать и отключать, местом размещения (внутри или снаружи помещений). В электрических установках напряжением выше 1000 В, которые относятся к электрическим установкам высокого напряжения, широкое применение получили вакуумные, масляные, воздушные выключатели, выключатели нагрузки, отделители, короткозамыкатели, разъединители, высоковольтные вакуумные контакторы. В электроустановках напряжением до 1000 В, являющимися электроустановками низкого напряжения, коммутация электрических цепей осуществляется автоматическими выключателями, контакторами, магнитными пускателями, рубильниками, контроллерами.

Защитные аппараты (автоматические выключатели, плавкие предохранители, тепловые реле, реле максимального тока, реле минимального напряжения, газовые реле, разрядники и т.д.) осуществляют прямой или косвенный контроль значений параметров элементов электрических цепей и воздействуют на сигнализацию или от-

ключение при отклонении параметров от установленных допустимых величин. Так, например, автоматические выключатели отключают защищаемый элемент от источника питания, если ток, проходящий по элементу, становится больше номинального (паспортного) значения. Реле минимального напряжения реагируют на уменьшение напряжения на защищаемых элементах ниже допустимого значения. Газовые реле срабатывают при прохождении через них газов, которые образуются в результате разложения масла, содержащегося в баках трансформаторов, при возникновении неисправностей обмоток трансформаторов. Типы аппаратов защит, схемные решения, элементная база, используемая при их выполнении, определяются ответственностью данного элемента в системе электроснабжения нефтяного предприятия. Например, для защиты силовых трансформаторов главных понижающих подстанций нефтяных предприятий одновременно применяются следующие виды защит: максимальная токовая с выдержкой времени, максимальная токовая без выдержки времени (токовая отсечка), дифференциальная, газовая.

Электроизмерительная аппаратура позволяет осуществлять визуальное наблюдение за основными параметрами электрооборудования электрических установок, что необходимо для обеспечения его правильной эксплуатации.

На производственных участках предприятий нефтяной отрасли для наблюдения за нагрузкой технологического оборудования широко применяются амперметры, включённые в цепи вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока. Для контроля величины напряжения используются вольтметры, включённые в цепи вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения. Учёт потребления активной и реактивной энергии нефтегазовыми предприятиями и их производственными участками производится счётчиками активной и реактивной энергии, обмотки тока и напряжения которых включены соответственно через измерительные трансформаторы тока и напряжения. Информация о частоте питающего напряжения поступает от частотомеров, установленных на щитах управления главных понижающих подстанций и т.д.

Глава 2. Система электроснабжения предприятий нефтегазовой и газовой отраслей и используемое в ней электрооборудование

2.1. Система внешнего электроснабжения

2.1.1. Производство электрической энергии на электрических станциях

Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего и внутреннего электроснабжения.

Системы внешнего электроснабжения предприятий нефтегазовой отрасли располагаются, образно говоря, снаружи территории предприятий и включают в себя электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний. Электрическая сеть представляет собой совокупность трансформаторных подстанций и линий электропередач различного напряжения, соединяющих электрическую станцию и главную понижающую подстанцию нефтегазового предприятия, которая является приёмным пунктом электрической энергии на территории нефтегазового предприятия.

Системы внутреннего электроснабжения предприятий нефтегазовой отрасли включают в себя главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий.

Ответственность за исправную работу электрооборудования электрических сетей систем внешнего электроснабжения и надёжность обеспечения нефтегазовых предприятий электрической энергией лежит на сетевых компаниях. За исправность электрооборудования систем внутреннего электроснабжения и надёжность обеспечения приёмников предприятий электрической энергией отвечает электротехнический персонал нефтегазовых предприятий. Граница раздела ответственности за обеспечение

исправной работы электрооборудования систем внешнего и внутреннего электроснабжения чётко оговаривается и зарисовывается в договорах на поставку электрической энергии, которые ежегодно заключаются между предприятиями нефтегазовой отрасли и сетевыми компаниями.

Знакомство с системой внешнего электроснабжения нефтегазового предприятия целесообразно начать с рассмотрения процесса производства электрической энергии электрическими станциями и краткого обзора электрооборудования, которое устанавливается на электрических станциях.

Агрегат, с помощью которого осуществляется преобразование механической энергии первичного двигателя в электрическую энергию, схематично представлен на рис. 1.

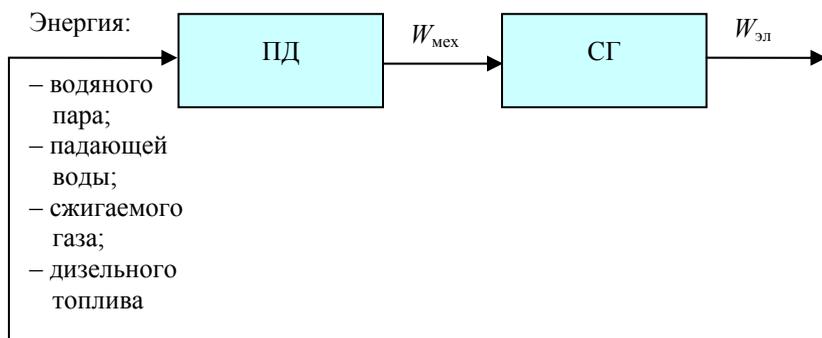


Рис. 1. Агрегат для производства электрической энергии на электрических станциях в схематичном изображении:

ПД – первичный двигатель; СГ – синхронный генератор

В качестве первичного двигателя на тепловых и гидравлических электрических станциях применяются паровые и гидравлические турбины, а в газотурбинных установках – газовые турбины. При разведочном бурении и на начальной стадии освоения новых месторождений в районах, удалённых от электрических сетей, в качестве первичного двигателя автономных электрических станций используются дизельные двигатели.

Преобразование механической энергии $W_{\text{мех}}$ первичных двигателей в электрическую энергию $W_{\text{эл}}$ трёхфазного переменного напряжения частотой 50 Гц осуществляется синхронными генераторами (рис. 2).

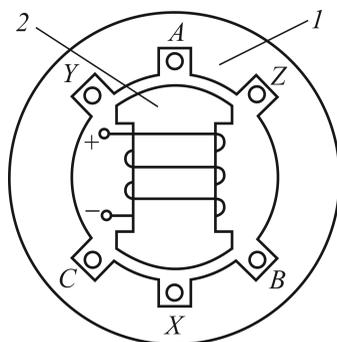


Рис. 2. Схематичный вид синхронного генератора

Трёхфазный синхронный генератор содержит статор I и ротор 2 . В пазах статора, который является неподвижной частью генератора, с пространственным сдвигом в 120° размещаются три фазные обмотки (фазы). Начала обмоток фаз — A, B, C , а концы — X, Y, Z . На рис. 2 каждая фазная обмотка условно показана в виде одного витка. В синхронных генераторах, выпускаемых промышленностью, количество пазов на статоре выполняется кратным шести, а фазные обмотки образуются рядом многовитковых катушек, выполненных медным изолированным проводом. Катушки каждой фазы соединяются между собой по определённой схеме, причём схемы соединения катушек всех фаз идентичны.

Ротор является подвижной (вращающейся) частью генератора. Конструктивно ротор представляет стальной сердечник, на котором размещается обмотка возбуждения, выполненная медным изолированным проводом. Начало и конец обмотки возбуждения с помощью проводов, проходящих через центральное отверстие в валу ротора, подключаются к двум контактными кольцам. Кольца выполняются из меди, жёстко закрепляются на валу, изолируются

от вала и изолируются друг от друга. С кольцами соприкасаются медно-графитовые щётки, которые устанавливаются в специальных держателях, закреплённых неподвижно на статоре. Через скользящий контакт, образованный щётками и контактными кольцами, в обмотку возбуждения от источника постоянного напряжения подводится ток. Вал ротора жестко соединяется с валом первичного двигателя.

Работа синхронного генератора осуществляется следующим образом. Ротор синхронного генератора с помощью первичного двигателя приводится во вращение. В обмотку возбуждения от источника постоянного напряжения подаётся ток. Постоянный ток, проходя по обмотке возбуждения, создаёт неподвижное относительно ротора магнитное поле. При вращении ротора первичным двигателем вместе с ротором вращается и его магнитное поле. Силовые линии этого поля пересекают неподвижные проводники обмоток фаз статора, в результате чего в них наводятся электродвижущие силы (ЭДС). Так как обмотки фаз статора размещаются в пазах с пространственным сдвигом в 120° , то ЭДС, наведённые в обмотках статора, изменяются во времени со сдвигом по фазе также на 120° :

$$\begin{aligned}e_A &= E_m \sin \omega t, \\e_B &= E_m \sin(\omega t - 120^\circ), \\e_C &= E_m \sin(\omega t + 120^\circ),\end{aligned}$$

где e_A, e_B, e_C – мгновенные значения ЭДС фаз; E_m – амплитудные значения ЭДС фаз, одинаковые по величине вследствие идентичности конструктивного выполнения обмоток фаз; $\omega t, (\omega t - 120^\circ), (\omega t + 120^\circ)$ – фазовые углы ЭДС.

Кривые изменения ЭДС фаз в функции фазового угла изображены на рис. 3.

В режиме холостого хода синхронного генератора, когда приёмники электрической энергии отключены, токи по обмоткам фаз статора не проходят и поэтому напряжения u_A, u_B, u_C между нача-

лами и концами фаз (фазные напряжения) равны ЭДС соответствующих фаз:

$$u_A = e_A, \quad u_B = e_B, \quad u_C = e_C.$$

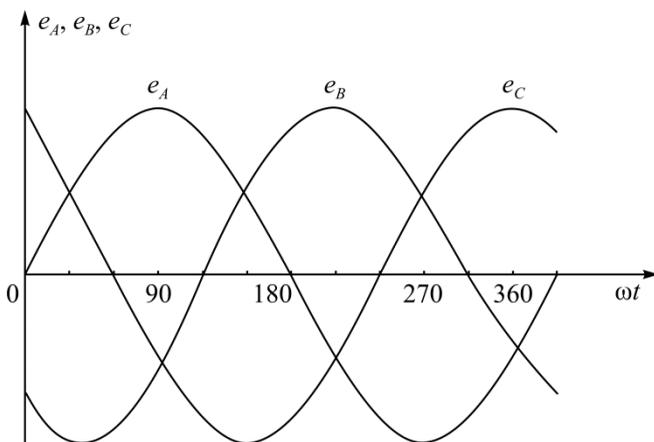


Рис. 3. Зависимости ЭДС фаз синхронного генератора от фазового угла

Если к генератору подключить нагрузку, например потребителей электрической энергии нефтегазового предприятия, то по обмоткам фаз статора будут проходить токи и на активном и индуктивном сопротивлениях обмоток фаз возникнут падения напряжения. Вследствие этого напряжения фаз становятся меньше их ЭДС. Зависимость действующего значения напряжения фаз синхронного генератора U_ϕ от действующего значения тока в его обмотках I_ϕ в графическом виде представлена на рис. 4. Номинальному значению тока в обмотках фаз $I_{\phi,ном}$ соответствует номинальное значение напряжения $U_{\phi,ном}$ на внешних зажимах обмоток.

Напряжения между началами двух обмоток фаз принято называть линейными напряжениями. Для действующих значений линейных напряжений устанавливаются следующие обозначения:

U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} . Действующие значения линейных напряжений синхронного генератора равны между собой. Тепловые электрические станции России осуществляют выработку электрической энергии при следующих значениях линейных напряжений [1]: 3,15; 6,3; 10,5; 15,75; 20; 24 кВ. Величина линейного напряжения синхронных генераторов зависит от их номинальной мощности: с увеличением мощности напряжение увеличивается. Для примера приведём такие данные: синхронные генераторы номинальной мощностью 3200; 110 000; 800 000 кВт вырабатывают электрическую энергию на напряжении соответственно 6,3; 10,5; 24 кВ.

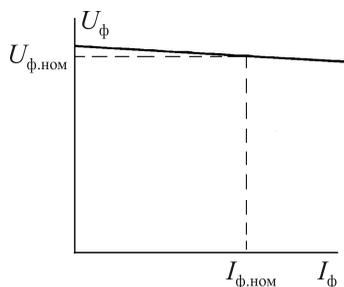


Рис. 4. Зависимость действующего значения напряжения фаз синхронного генератора от действующего значения тока фаз

2.1.2. Распределительные устройства электрических станций, их назначение и конструктивное выполнение

Электрическая энергия, выработанная синхронными генераторами, передаётся посредством шин (неизолированные проводники прямоугольной формы большого сечения) или кабелей в распределительное устройство (РУ) электрической станции.

Распределительное устройство предназначено для приёма электрической энергии, выработанной генераторами, и последующего её распределения между потребителями самой электрической станции (собственные нужды электростанции) и внешними пунктами приёма электрической энергии.

Распределительное устройство электрической станции конструктивно представляет собой закрытое помещение, в котором устанавливаются металлические шкафы (ячейки) с размещённым в них высоковольтным электрооборудованием (шины, опорные

и проходные изоляторы, шинные и линейные разъединители, выключатели мощности, выключатели нагрузки, измерительные трансформаторы тока и напряжения, предохранители, разрядники). На лицевой стороне ячеек закрепляются приводы – органы управления выключателями мощности и нагрузки, шинными и линейными разъединителями, а также электроизмерительные приборы. Ячейки в РУ устанавливаются в один ряд вплотную к стене или с проходом по отношению к стене шириной в 1 м. Возможно также двухрядное размещение ячеек. Ширина прохода между рядами в данном варианте РУ составляет 1,2 м.

Внутреннее пространство ячеек посредством металлических перегородок разбивается на ряд отсеков, в каждом из которых,

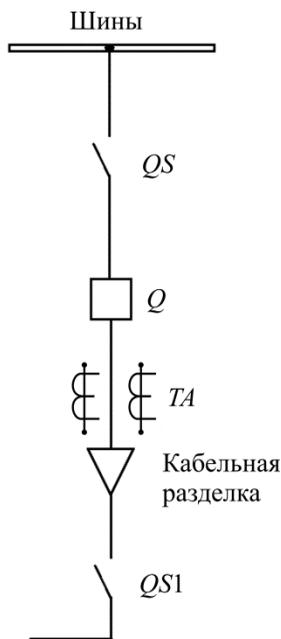


Рис. 5. Однолинейная электрическая схема ячейки ввода распределительного устройства

в зависимости от назначения ячейки, размещается соответствующее электрооборудование. Например, ячейка, через которую электрическая энергия от генератора подводится в РУ (ячейка ввода), состоит из трёх отсеков (рис. 5). В верхнем отсеке ячейки на опорных изоляторах устанавливаются шины и шинный разъединитель QS . В среднем отсеке ячейки размещается выключатель мощности Q , а в нижнем – измерительные трансформаторы тока TA , разделка высоковольтного кабеля и линейный разъединитель $QS1$. Соединение электрооборудования различных отсеков выполняется шинами, изолированными относительно металлических перегородок фарфоровым корпусом проходных изоляторов.

По одной ячейке в каждом ряду отводится под измерительные трансформаторы напряжения TV , которые подключаются к сборным шинам РУ посредством выключателя нагрузки QW и высоковольтных предохранителей FU . В этих же ячейках устанавливаются, как правило, вентильные разрядники F . Электрическая схема такой ячейки показана на рис. 6.

В случаях, когда на электростанции установлены высоковольтные электродвигатели, рассчитанные для работы при напряжении, равном генераторному напряжению, ряд ячеек отводится под электрооборудование, с помощью которого осуществляется управление работой этих двигателей (рис. 7).

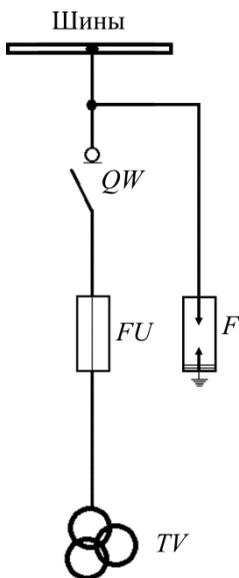


Рис. 6. Однолинейная электрическая схема ячейки распределительного устройства с измерительным трансформатором напряжения



Рис. 7. Однолинейная электрическая схема ячейки управления работой высоковольтного синхронного электродвигателя

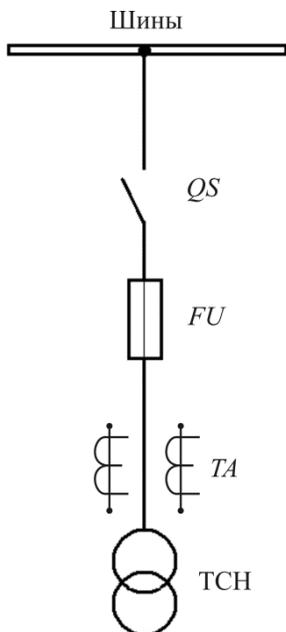


Рис. 8. Однолинейная электрическая схема ячейки управления работой трансформатора собственных нужд

В работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. Напряжение такой величины обеспечивается понижающими трансформаторами собственных нужд (ТСН). Мощность ТСН определяется количеством и установленной мощностью приёмников низкого напряжения электрической станции. Трансформаторы собственных нужд совместно с коммутационными и защитными аппаратами в их цепи размещаются, в ряде случаев, в ячейках РУ. Электрическая схема такой ячейки показана на рис. 8. Используется в РУ и другая компоновка ячеек.

2.1.3. Основное электрооборудование распределительных устройств, его назначение, конструктивное исполнение и принцип работы

Сборные шины предназначены для приёма электрической энергии от генераторов через ячейки ввода и последующего её распределения по отходящим от РУ кабельным и воздушным линиям между предприятиями промышленности, транспорта, сельского и коммунального хозяйства, в том числе самой электрической станции. Изготавливаются сборные шины, как правило, из алюминия. Крепление шин к металлоконструкции ячеек и изоляция шин относительно металлоконструкций осуществляется с помощью опорных

изоляторов. Для повышения надёжности электроснабжения потребителей электрической энергией шины в РУ выполняются состоящими из двух секций, которые при необходимости могут быть соединены между собой с помощью секционных разъединителей $QS1$, $QS2$ и секционного выключателя мощности Q (рис. 9). Включение секционных разъединителей выполняется вручную, а управление секционным выключателем может осуществляться автоматически или же электротехническим персоналом электростанции.

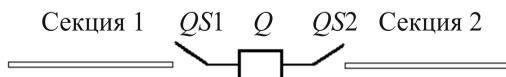


Рис. 9. Секционированная система сборных шин распределительного устройства

Изоляторы служат для крепления шин и токоведущих частей электрических аппаратов и для изоляции их от заземлённых частей РУ. Изоляторы, используемые в РУ, выполняются, как правило, из фарфора. Устройство фарфорового опорного изолятора для РУ закрытого типа напряжением до 10 кВ показано на рис. 10.

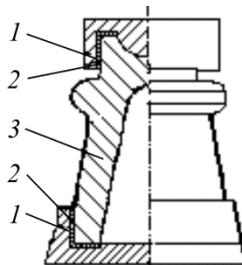


Рис. 10. Опорный фарфоровый изолятор внутренней установки на напряжение 10 кВ: 1 – арматура; 2 – замазка; 3 – фарфор

Функцию изоляции выполняет фарфор. Сверху и снизу к фарфору закрепляется металлическая арматура, предназначенная для крепления шин и токоведущих частей аппаратов и для крепления самих изоляторов.

Арматура соединяется с фарфором при помощи цементной замазки. В распределительных устройствах находят применение также опорные изоляторы, в которых металлическая арматура утоплена в теле изоляционного материала (рис. 11).

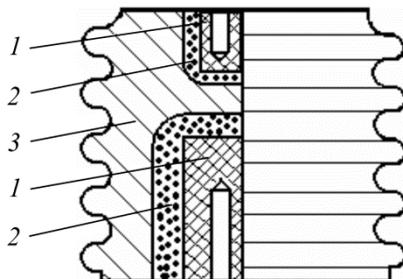


Рис. 11. Опорный фарфоровый изолятор внутренней установки с утопленной арматурой:
1 – арматура; 2 – замазка; 3 – фарфор

Токоведущие части электрооборудования РУ при переходе из одного отсека ячеек в другой отсек изолируются относительно металлических перегородок с помощью проходных изоляторов. Конструкция проходного изолятора с фланцем овальной формы изображена на рис. 12.

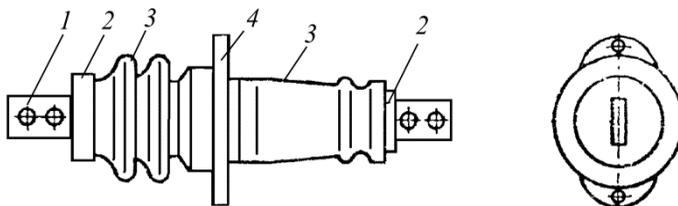


Рис. 12. Проходной фарфоровый изолятор с овальной формой фланца: 1 – токоведущая шина; 2 – чугунные колпачки; 3 – фарфор; 4 – фланец

Разъединитель представляет собой электрический аппарат, в конструкции которого не предусматриваются устройства для гашения электрической дуги, поэтому с помощью разъединителей осуществляется включение и отключение электрических цепей без тока. В отключённом состоянии разъединителя создаётся хорошо видимый визуально разрыв электрической цепи, что необходимо для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего электротехнического персонала на отключённой части электроустановки.

Разъединитель внутренней установки на напряжение 10 кВ в трёхполюсном исполнении с перемещением подвижных контактов в вертикальной плоскости показан на рис. 13.

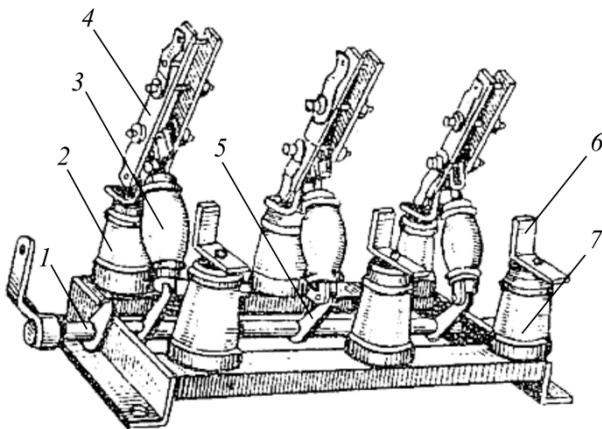


Рис. 13. Разъединитель внутренней установки на напряжение 10 кВ

Подвижные контакты (ножи) 4 укрепляются на арматуре опорных изоляторов 2 и управляются тягами, которые выполняются в виде качающихся изоляторов 3, соединённых рычагами 5 с валом 1. Вал с помощью системы рычагов соединяется с рукояткой ручного привода, которая выводится на лицевую панель ячейки (на рис. 13 рычаги и рукоятка не показаны). Неподвижные контакты 6 закреплены на арматуре опорных изоляторов 7.

Различают шинные и линейные разъединители. Шинные разъединители устанавливаются в верхнем шинном отсеке ячеек, их неподвижные контакты соединяются с шинами, а подвижные контакты – с аппаратом, размещённым в отсеке, следующим за шинным отсеком. Линейные разъединители включаются в цепь подходящей или отходящей кабельной линии и размещаются в нижнем отсеке ячеек.

Выключатель нагрузки (рис. 14) предназначен для включения и отключения электрических цепей, по которым проходит рабочий ток, т.е. ток, величина которого не превышает номинальное значение тока

выключателя. При коммутации электрических цепей с помощью выключателей нагрузки между неподвижными и подвижными контактами возникает электрическая дуга, действие которой может привести к оплавлению контактов выключателя. Для уменьшения времени горения дуги и количества тепла, выделяющегося в зоне расхождения контактов, в конструкции выключателей нагрузки предусматриваются дугогасительные контакты, дугогасительные камеры с вкладышами из органического стекла и отключающие пружины.

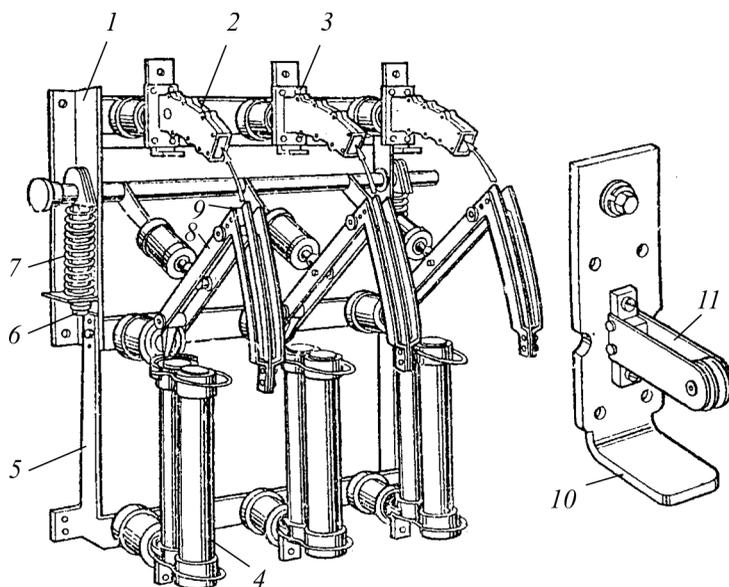


Рис. 14. Выключатель нагрузки на напряжение 10 кВ с плавкими предохранителями: 1 – стальная рама; 2 – щелевая камера для гашения дуги; 3 – зажимы для присоединения шин; 4 – плавкий предохранитель; 5 – металлический кронштейн; 6 – амортизатор; 7 – отключающая пружина; 8 – подвижный рабочий контакт; 9 – дугогасительный подвижный контакт (нож); 10 – неподвижный рабочий контакт; 11 – неподвижный дугогасительный контакт

Защита от токов перегрузки и токов короткого замыкания электрических цепей, в которых в качестве коммутационных аппаратов используются выключатели нагрузки, осуществляется с по-

мощью высоковольтных плавких предохранителей, устанавливаемых в отсеке с выключателем нагрузки.

В последних модификациях выключателей нагрузки предусматривается механизм подачи команды на отключение выключателя, если произошло перегорание одного из предохранителей. Этим исключается работа трёхфазных приёмников, питаемых по данной линии, в двухфазном режиме, который для большинства трёхфазных приёмников является недопустимым из-за их перегрузки и возможного выхода из строя.

Высоковольтные предохранители используются для защиты линий и измерительных трансформаторов напряжения от токов перегрузки и токов короткого замыкания.

В распределительных устройствах генераторного напряжения нашли применение предохранители с кварцевым наполнением (рис. 15).

Патрон предохранителя представляет собой тонкую фарфоровую трубку, ограниченную сверху и снизу колпаками, выполненными из латуни. Колпаки имеют крышки. Полость трубки заполняется мелким кварцевым песком высокой чистоты. Плавкая вставка из медной проволоки, покрытой серебром, наматывается на керамическое основание. Возможен конструкция предо-

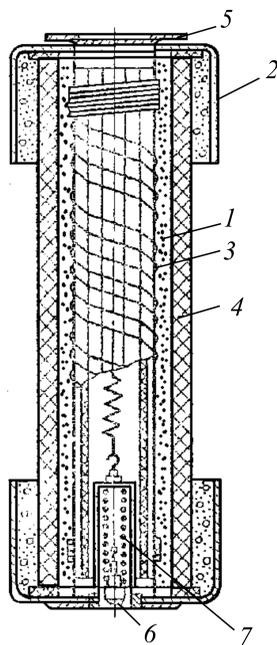


Рис. 15. Высоковольтный предохранитель с кварцевым наполнителем: 1 – песок; 2 – колпак; 3 – плавкая вставка; 4 – патрон; 5 – крышка; 6 – стержнеобразный указатель срабатывания; 7 – пружина

хранителя, в которой плавкая вставка в форме пружины свободно размещается в патроне. Снизу предохранителя размещается стержнеобразный указатель срабатывания. При перегорании плавкой вставки освобождается пружина, и указатель выходит из крышки колпака.

Высоковольтные выключатели мощности предназначены для включения и отключения электрических цепей в рабочих режимах, а также для отключения электрических цепей в режимах перегрузки и при коротких замыканиях, т.е. эти выключатели являются основными коммутационными аппаратами распределительных устройств.

В распределительных устройствах электрических станций широкое применение получили малообъёмные масляные выключатели. В РУ вновь строящихся электростанций устанавливаются вакуумные выключатели.

Малообъёмный масляный выключатель ВМПП-10 с пружинным приводом на напряжение 10 кВ (рис. 16) предназначен для установки в вертикальной плоскости на стене или рамной конструкции и содержит три полюса.

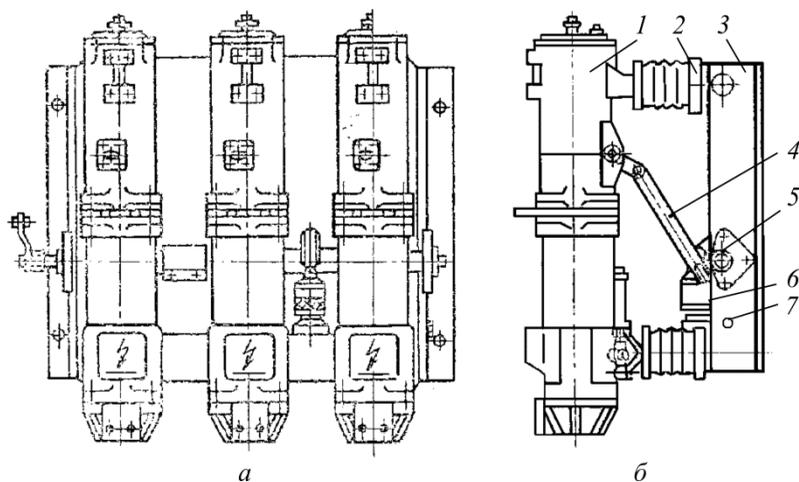


Рис. 16. Вид высоковольтного масляного выключателя типа ВМПП-10 спереди (а) и сбоку (б): 1 – корпус выключателя; 2 – изолятор; 3 – рама; 4 – изоляционная штанга привода подвижных контактов; 5 – вал привода подвижных контактов; 6 – масляный буфер; 7 – болт для заземления

Каждый из полюсов (рис. 17) состоит из прочного изоляционного цилиндра, на торцах которого закреплены металлические фланцы, образующие его днище и крышку. В нижней части изоляционного цилиндра, которая заполняется трансформаторным маслом, размещается камера для гашения дуги. Под камерой в днище цилиндра располагается неподвижный розеточный контакт. Над ним устанавливается подвижный контакт, выполненный из меди и имеющий вид стержня круглого сечения. Подвижный контакт закрепляется в корпусе, который выполняется из алюминиевого сплава и смонтирован на верхнем фланце. В этом же корпусе располагаются направляющие стержни с роликовыми токоёмными контактами и приводной выключающий механизм. Посредством роликов и направляющих стержней осуществляется электрическая связь подвижного контакта с верхним выводом выключателя. Камера для гашения дуги собирается из пластин изоляционных материалов: фибры, гетинакса, картона.

В пластинах выполняются отверстия, образующие щели, каналы и полости для гашения дуги. Воздушный буфер выполняет две функции:

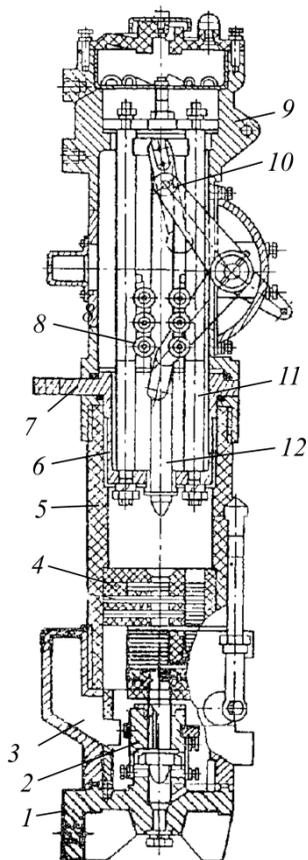


Рис. 17. Разрез полюса высоковольтного масляного выключателя типа ВМП-10: 1, 9 – металлические фланцы; 2 – неподвижный розеточный контакт; 3 – воздушный буфер; 4 – камера; 5 – изоляционный цилиндр; 6 – корпус; 7 – верхний вывод выключателя; 8 – роликовый токоёмный контакт; 10 – приводной выключающий механизм; 11 – направляющие стержни; 12 – подвижный контакт

- 1) ограничивает давление газов при коммутации больших токов;
- 2) создаёт необходимое давление газов при коммутации токов, близких к нулю.

Реализация второй функции становится возможной за счёт использования газов, накопленных при предшествующих коммутациях больших токов.

Работа выключателя при его отключении осуществляется следующим образом. Средствами автоматики или электротехническим персоналом РУ на обмотку отключающего электромагнита пружинного привода выключателя подаётся напряжение. Электромагнит срабатывает и своим сердечником воздействует на защёлку, с помощью которой пружины удерживаются в заведённом состоянии. Потенциальная энергия заведённой пружины после её освобождения преобразуется с помощью выключающего механизма в механическую энергию движения подвижного контакта. Во время выхода подвижного контакта из неподвижного розеточного контакта возникает электрическая дуга, под действием высокой температуры которой масло разлагается и испаряется. Газы, образующиеся при разложении и испарении, создают в камере давление. В момент открытия первой щели камеры, а всего их три, образуется газовое дутьё поперёк ствола дуги, которое в момент прохождения тока через нуль может сделать возможным погасание дуги.

Однако практика показывает, что процесс гашения дуги при коммутации больших токов заканчивается, как правило, после открытия двух первых щелей. При коммутации малых токов давление газов в камере небольшое и их дутьё в поперечном направлении в области щелей не может привести к погасанию дуги. Для окончательного гашения дуги в этом случае применяется продольное дутьё в масляных карманах, которые располагаются в верхней части камеры.

Вакуумные высоковольтные выключатели мощности отличаются от масляных выключателей тем, что в них процесс гашения дуги происходит в вакууме и не сопровождается ионизацией среды

герметичной оболочки, в которой располагаются контакты выключателя. Процесс гашения дуги заканчивается, когда мгновенное значение тока в электрической цепи, в которой установлен выключатель, становится равным нулю, т.е. за время не более 0,01 с. Вакуумные выключатели, по сравнению с масляными выключателями, характеризуются более высокой надёжностью работы в течение длительного срока их эксплуатации. Однако стоимость их выше стоимости масляных выключателей.

Измерительные трансформаторы напряжения и тока. Приборы, посредством которых осуществляются измерения электрических параметров, а также аппараты релейной защиты, автоматики и сигнализации в электроустановках напряжением выше 1000 В включаются через измерительные трансформаторы напряжения и тока.

Основная цель применения измерительных трансформаторов – обеспечение безопасности и хороших условий обслуживания измерительных приборов и цепей их питания, снижение габаритов и массы контрольно-измерительной аппаратуры, уменьшение сечения и стоимости контрольных кабелей и проводов.

Измеряемая величина тока с помощью измерительного трансформатора тока и измеряемая величина напряжения с помощью измерительного трансформатора напряжения понижаются до значений, установленных ГОСТом. Так, номинальное значение тока вторичных обмоток трансформаторов тока составляет 5 или 1 А. Номинальное значение линейного напряжения на зажимах вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения составляет 100 В.

Измерительные трансформаторы напряжения (рис. 18) состоят из замкнутого сердечника, набранного из листов электротехнической стали, и обмоток, размещённых на сердечнике, изолированных относительно сердечника и изолированных друг от друга. Сердечник с обмотками устанавливаются в стальном баке, который заливается трансформаторным маслом. Зажимы обмоток посредством проходных изоляторов выводятся на крышку бака.

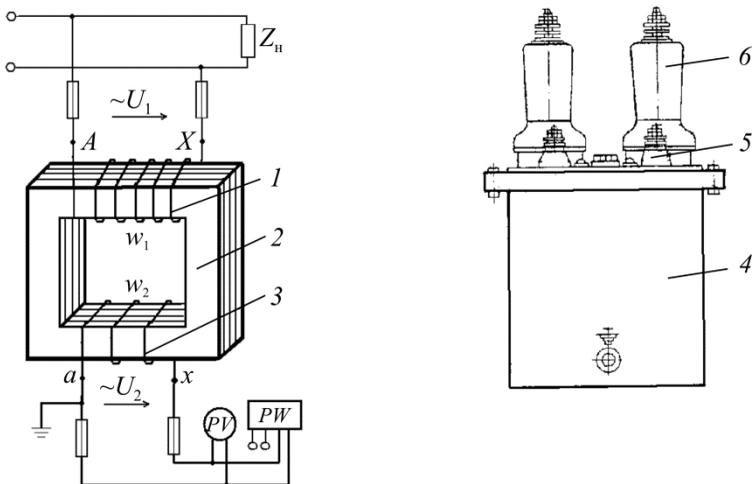


Рис. 18. Однофазный масляный измерительный трансформатор НОМ-10 на напряжение 10 кВ: 1, 3 – обмотка; 2 – замкнутый сердечник; 4 – стальной бак; 5, 6 – проходные изоляторы

Обмотка 1 называется первичной обмоткой трансформатора. Она выполняется тонким медным изолированным проводом, имеет w_1 количество витков и подключается своими зажимами A, X к электрической сети с измеряемым напряжением U_1 .

Обмотка 3 является вторичной обмоткой измерительного трансформатора напряжения. Она, как и первичная обмотка, также выполняется медным изолированным проводом, но количество её витков w_2 меньше числа витков w_1 . К зажимам a, x вторичной обмотки, номинальное напряжение между которыми $U_{2ном}$ составляет, как отмечалось ранее, 100 В, подключаются вольтметры, обмотки напряжения ваттметров, счётчиков электрической энергии, обмотки реле напряжения и т.д.

Трансформаторы напряжения характеризуются коэффициентом трансформации, значение которого определяется по выражению

$$K_{U_{\text{ном}}} = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}} = \frac{w_1}{w_2},$$

где $U_{1\text{ном}}, U_{2\text{ном}}$ – номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток. Так, например, если $U_{1\text{ном}} = 6000 \text{ В}$, $U_{2\text{ном}} = 100 \text{ В}$, то коэффициент трансформации равен 60 и, следовательно, количество витков первичной обмотки в 60 раз превышает число витков вторичной обмотки.

Трансформаторы напряжения вносят определённую погрешность в измерения, которая определяет их класс точности. Промышленность осуществляет выпуск трансформаторов напряжения следующих классов точности: 0,2; 0,5; 1,0; 3,0. Наименьшую погрешность в измерения вносят трансформаторы с классом точности 0,2, наибольшую – с классом точности 3,0.

В распределительных устройствах применяются однофазные и трёхфазные измерительные трансформаторы напряжения. Два однофазных трансформатора, включённые по схеме «открытый треугольник», позволяют производить измерения всех трёх линейных напряжений, а три однофазных трансформатора, включённые по схеме «звезда» с выведенной нейтральной точкой, дают возможность измерения линейных и фазных напряжений.

Измерительные трансформаторы тока (рис. 19) состоят из замкнутого сердечника 2, набранного из листов электротехнической стали, и обмоток 1, 3, размещённых на сердечнике, изолированных относительно сердечника и изолированных друг от друга.

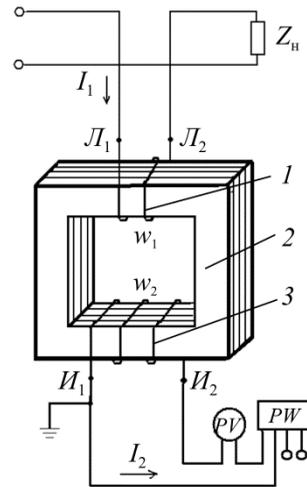


Рис. 19. Электрическая схема подключения измерительного трансформатора тока: 1, 3 – обмотки; 2 – замкнутый сердечник

Обмотка I называется первичной обмоткой трансформатора тока. Она имеет небольшое число витков w_1 (у некоторых типов трансформаторов всего один виток) и включается последовательно с сопротивлением Z_n элемента электрической цепи, ток в котором предстоит измерять. Выполняется первичная обмотка, как правило, медным изолированным проводом, сечение которого определяется максимальным током в сопротивлении Z_n . Зажимы первичной обмотки принято обозначать начальной буквой слова «линия»: L_1, L_2 .

Обмотка 3 является вторичной обмоткой измерительного трансформатора тока. Она, как и первичная обмотка, выполняется медным изолированным проводом. Количество её витков w_2 больше числа витков первичной обмотки w_1 . Зажимы вторичной обмотки маркируются начальной буквой слова «измерять»: I_1, I_2 . Нагрузкой трансформаторов тока являются токовые обмотки амперметров, ваттметров, счётчиков электрической энергии, обмотки токовых реле, которые включаются последовательно с вторичной обмоткой трансформатора тока.

Трансформаторы тока характеризуются коэффициентом трансформации, значение которого определяется по выражению

$$K_{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}} = \frac{w_2}{w_1},$$

где $I_{1\text{ном}}, I_{2\text{ном}}$ – номинальные значения токов первичной и вторичной обмоток. Так, например, у трансформатора тока типа ТПЛ-10 (трансформатор тока проходной с литой изоляцией для электроустановок напряжением 10 кВ) $I_{1\text{ном}} = 1000$ А, $I_{2\text{ном}} = 5$ А, коэффициент трансформации $K_{I_{\text{ном}}} = 200$ и, следовательно, количество витков вторичной обмотки в 200 раз превышает число витков первичной обмотки.

Трансформаторы тока вносят определённую погрешность в измерения тока, которая определяет их класс точности. Промышленность производит трансформаторы тока следующих клас-

сов точности: 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 10. Наименьшую погрешность в измерения вносят трансформаторы тока, имеющие класс точности 0,2, а наибольшую – трансформаторы тока с классом точности 10. Трансформаторы тока с классом точности 3,0; 10 используются для питания обмоток токовых реле.

Конструктивные исполнения трансформаторов тока весьма разнообразны. В закрытых распределительных устройствах электрических станций наиболее широко применяются проходные одновитковые трансформаторы тока, которые одновременно выполняют функцию проходных изоляторов. Разновидностью одновитковых трансформаторов являются трансформаторы тока типа ТВВ, которые встраиваются в выключатели мощности, и типа ТВТ, встроенные во втулки силовых трансформаторов.

Разрядники применяются для защиты электрического оборудования распределительных устройств от перенапряжений, которые могут возникать во время грозовых разрядов вблизи воздушных линий электропередач, подходящих к РУ и отходящих от РУ электрических станций.

В распределительных устройствах закрытого типа получили применение вентильные разрядники (рис. 20).

Провод одной из фаз трёхфазной сети (на рис. 20 не показан) с помощью контактного болта соединяется с вводом разрядника. В фарфоровом корпусе, который снабжается ребрами, устанавливаются многократный

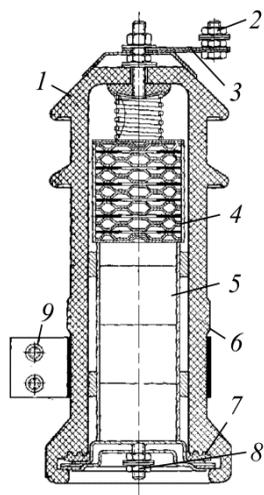


Рис. 20. Вентильный разрядник типа РВП: 1 – ребра; 2 – контактный болт; 3 – ввод разрядника; 4 – многократный искровой промежутки; 5 – диски рабочего сопротивления; 6 – фарфоровый корпус; 7 – резиновые прокладки; 8 – контактный болт; 9 – хомут

искровой промежуток и диски рабочего сопротивления. Диски выполняются из материала, обладающего нелинейным сопротивлением, например вилита, и соединяются последовательно с искровым промежутком. Нижний диск контактирует с заземляющим устройством (на рис. 20 устройство не показано), которое подключается к разряднику посредством контактного болта. Резиновые прокладки предотвращают попадание влаги внутрь фарфорового корпуса. Крепление разрядника к несущей его конструкции осуществляется хомутом.

Работа разрядника протекает следующим образом. При возникновении перенапряжения происходит импульсный пробой искрового промежутка и через диски рабочего сопротивления проходит импульсный ток в землю. После импульсного пробоя через разрядник проходит сопровождающий ток частотой 50 Гц. Ограничение величины тока сопровождения осуществляется сопротивлением дисков. Характерным свойством материала дисков является то, что его электрическое сопротивление не остаётся постоянным, а значительно возрастает по мере уменьшения напряжения. Возрастание сопротивления материала дисков по мере уменьшения напряжения приводит к снижению величины тока сопровождения, который при первом переходе через нулевое значение прерывается искровым промежутком.

В распределительных устройствах разрядники устанавливаются во все три фазы.

Приводы разъединителей, выключателей нагрузки и мощности. Для управления трёхполюсными разъединителями в закрытых распределительных устройствах генераторного напряжения преимущественно применяются ручные рычажные приводы (рис. 21). Управление работой однополюсных разъединителей на номинальные токи 400–600 А возможно с помощью оперативной штанги, которая представляет собой прочный изоляционный стержень с металлическим пальцем на конце (рис. 22).

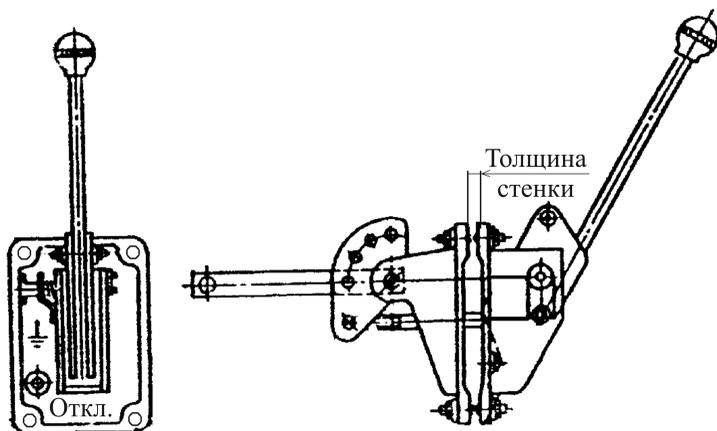


Рис. 21. Ручной рычажный привод

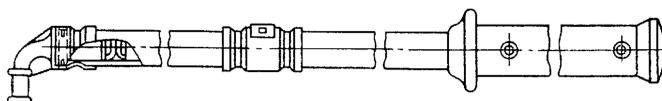


Рис. 22. Оперативная штанга для управления работой однополюсных разъединителей

Управление работой выключателей нагрузки осуществляется посредством ручных приводов типов ПР-17, ПРА-17. Привод типа ПР-17 позволяет производить включение и отключение выключателя нагрузки вручную. Включение выключателя нагрузки приводом типа ПРА-17 осуществляется вручную, а отключение – автоматически. В последнем случае в привод встраивается электромагнит отключения, а в конструкции выключателя предусматриваются пружины. При ручном включении выключателя пружины сжимаются и удерживаются в этом положении с помощью защёлки. Отключение выключателя нагрузки осуществляется посредством освобождение защёлки при воздействии на неё электромагнита отключения. Привод типа ПРА-17 имеет также механизм свободного расцепления, который позволяет при необходимости осуществить отключение выключателя в период его включения. Выключатели мощности,

как правило, снабжаются встроенными пружинами, которые в некоторых типах выключателей при включении сжимаются, в других типах растягиваются и в этих состояниях удерживаются специальными запирающими механизмами. Для отключения выключателей мощности оказывается воздействие на запирающий механизм с целью освобождения пружин и использования запасённой в них энергии для перемещения подвижных контактов.

В распределительных устройствах электрических станций применяются электромагнитные, пружинные и грузовые приводы выключателей мощности, имеющие в своём составе механизмы свободного расцепления.

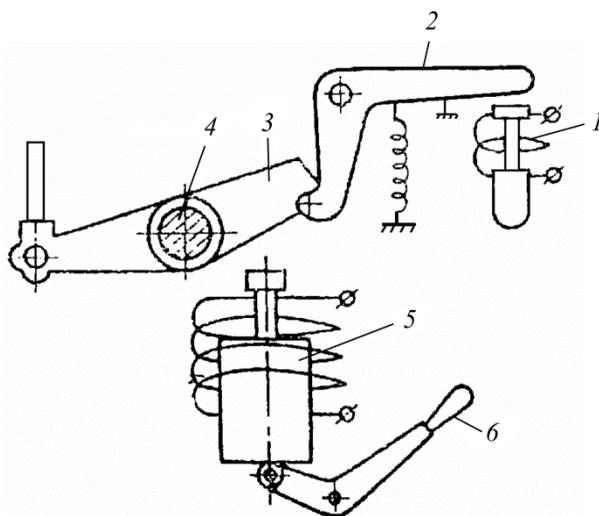


Рис. 23. Электромагнитный привод в схематичном представлении: 1 – катушка электромагнита отключения; 2 – запорная защёлка; 3 – рычаг; 4 – вал привода; 5 – сердечник включающего электромагнита; 6 – рукоятка

В электромагнитном приводе (рис. 23) для отключения выключателя в катушку электромагнита отключения кратковременно подаётся постоянный ток. Электромагнит срабатывает и его сердечник ударяет по запорной защёлке. При этом освобождается рычаг, за-

креплённый на валу привода, и за счёт энергии пружин, сжатых (растянутых) во время включения, происходит отключение выключателя. В отключённом состоянии выключателя рычаг располагается на сердечнике включающего электромагнита.

Для включения выключателя подаётся постоянный ток в катушку включающего электромагнита. Сердечник электромагнита при срабатывании поднимает рычаг до захвата его запорной защёлкой. Вал привода поворачивается и осуществляется включение выключателя.

Ручное включение выключателя производится рукояткой.

Электромагнитные приводы работают на постоянном токе, для получения которого в РУ используются аккумуляторные батареи или полупроводниковые выпрямители.

В пружинных приводах предварительно перед включением выключателя с помощью электрического двигателя небольшой мощности через редуктор осуществляется растягивание спиральной пружины и подъём груза. Энергия, запасённая в растянутых пружинах и поднятом грузе, используется, при освобождении удерживающей защёлки, для включения выключателя. Ручное включение и отключение выключателей производятся кнопками управления, а автоматическое и дистанционное – посредством подключения намагничивающих катушек включающего и отключающего электромагнитов к источникам постоянного тока.

В пружинных приводах предусматриваются также ручной завод пружины и подъём груза. Для осуществления этих операций в конструкции привода имеется специальная рукоятка.

2.1.4. Повышающие подстанции, их назначение и структура

Электрическая энергия, выработанная на электростанции, за вычетом электроэнергии, идущей на собственные нужды электростанции, с помощью распределительного устройства распределяется между промышленными, сельскохозяйственными, коммунальными, транспортными предприятиями, расположенными на

различных расстояниях от электростанции. Для того чтобы сделать передачу электрической энергии от электростанции к местам её потребления экономичной, осуществляется преобразование величины напряжения в сторону его увеличения. При определении величины рационального напряжения, на котором предполагается передача электрической энергии, используется формула

$$U = U_y l,$$

где U_y – напряжение на 1 км расстояния, кВ/км; l – расстояние от электростанции до пункта приёма электрической энергии, км.

Величина U_y может быть принята равной 1 кВ/км [2]. Следовательно, если номинальное напряжение генераторов электростанции составляет 10,5 кВ, то на этом напряжении электроэнергия экономично может доставляться объектам, расположенным на расстоянии порядка 10 км. Если же номинальное напряжение генераторов электростанции равняется 24 кВ, то на этом напряжении экономичная поставка электрической энергии может осуществляться объектам, удалённым от электростанции на расстояние 20–25 км.

Предприятия нефтегазовой отрасли располагаются часто от электростанций на расстоянии, величина которого превышает величину номинального напряжения генераторов. Поэтому выполнение требования экономичной передачи электроэнергии от электростанций к объектам нефтедобычи делает необходимой увеличение напряжения, на котором осуществляется поставка электрической энергии на нефтепромыслы. Преобразование величины напряжения в сторону его увеличения производится с помощью повышающих подстанций, которые сооружаются вблизи от электростанций.

Повышающая подстанция электрической станции (рис. 24) представляет собой электроустановку, в состав которой входит три узла: распределительное устройство генераторного (низшего) напряжения 1, повышающие трансформаторы 2 и распределительное устройство высшего напряжения 3.

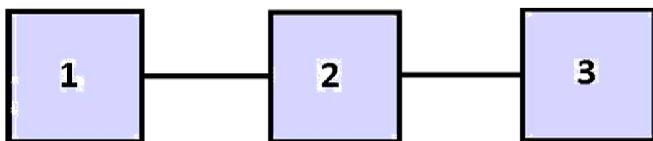


Рис. 24. Блочное представление повышающей подстанции

Распределительное устройство низшего напряжения осуществляет приём электрической энергии, поступающей из РУ электростанции, и её передачу к повышающим трансформаторам. Конструкция распределительного устройства низшего напряжения подстанции и электрооборудование, установленное в его ячейках, не отличаются от конструкции РУ и установленного электрооборудования электростанции и поэтому здесь не рассматриваются. Отметим, что при расположении повышающей подстанции в непосредственной близости от электростанции в качестве РУ низшего напряжения подстанции может быть использовано РУ самой электростанции.

Трансформаторы – электромагнитные устройства, предназначенные для преобразования величины переменного напряжения и величины переменного тока. Полная мощность на входе трансформатора и полная мощность на выходе из трансформатора практически равны друг другу, т.е. величина мощности в трансформаторах не преобразуется.

Трёхфазные трансформаторы содержат стальной шихтованный сердечник и две трёхфазные обмотки, которые выполняются из медного изолированного провода. Одна из трёхфазных обмоток называется первичной, обмотки её фаз имеют w_1 количество витков. Другая трёхфазная обмотка называется вторичной. Обмотки её фаз имеют w_2 количество витков. В трансформаторах, которые устанавливаются на подстанциях электрических станций, первичная обмотка трансформатора через соответствующую ячейку РУ подключается к генераторному напряжению. На зажимах вторичной обмотки трансформатора при этом действует напряжение U_2 , которое по величине больше напряжения U_1 . Отношение

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2} = k$$

представляет коэффициент трансформации трансформатора. У повышающих трансформаторов $U_1 < U_2$, т.е. $w_1 < w_2$ и $k < 1$. Например, если $U_1 = 10,5$ кВ, $U_2 = 110$ кВ, то $k = 0,095$ и $w_2 = 10,5 w_1$.

Полная мощность, подводимая к первичной обмотке трансформатора, рассчитывается по выражению

$$S_1 = \sqrt{3}U_1I_1.$$

Полная мощность, отводимая от вторичной обмотки трансформатора, определяется по формуле

$$S_2 = \sqrt{3}U_2I_2.$$

Вследствие того, что величина полной мощности трансформатором не преобразуется, можно записать

$$S_1 = S_2.$$

Из последнего равенства следует

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{U_1}{U_2} = k.$$

В условиях примера, приведённого выше, $k = 0,095$ и, следовательно, ток $I_2 = 0,095I_1$.

Полученные данные показывают, что повышение напряжения в 10,5 раза, на котором энергия передаётся потребителям, по сравнению с напряжением, на котором энергия вырабатывается генераторами электростанции, позволяет в 10,5 раза уменьшить величину передаваемого потребителям тока.

Потери электрической энергии в проводах трёхфазной линии электропередач (ЛЭП), посредством которой осуществляется передача электрической энергии на нефтепромыслы, определяются выражением, отражающим закон Джоуля–Ленца:

$$Q = 3rI^2t,$$

где r – активное сопротивление одного провода линии; I – сила тока в проводе; t – время прохождения тока.

Из приведённого выражения следует, что величина потерь энергии в проводах ЛЭП при передаче от электростанции на нефтепромыслы, определяется квадратом силы тока. В случае уменьшения тока в 10,5 раза за счёт увеличения напряжения в 10,5 раза, потери электрической энергии в линии уменьшаются в 110 раз.

Необходимо также иметь в виду, что от величины тока, при котором электрическая энергия передаётся потребителям, зависит сечение проводов линии. Действительно, сечение проводов линии электропередач и ток, который по ним проходит, связаны между собой соотношением

$$s = \frac{I}{j},$$

где s – площадь поперечного сечения провода; j – плотность тока, допустимая величина которой зависит от материала, из которого выполнены провода. Например, для алюминия $j = 1,8 \text{ А/мм}^2$. Увеличение напряжения и соответствующее уменьшение тока, при котором электрическая энергия передаётся на нефтепромыслы, способствуют, как показано выше, не только снижению потерь, но и позволяют уменьшить сечение проводов, расход цветного металла, стоимость по изготовлению проводов и их монтажу.

Распределительное устройство высшего напряжения подстанции предназначено для приёма электрической энергии от трансформаторов и её распределения по линиям, по которым осуществляется электроснабжение объектов нефтедобычи и других хозяйственных объектов. В отличие от РУ генераторного напряжения, которые располагаются в закрытых помещениях, распределительные устройства высшего напряжения повышающих подстанций выполняются на открытом воздухе. Это позволяет

отказаться от дорогостоящих помещений, упростить монтаж электрооборудования и сократить время на сооружение, расширение и реконструкцию.

Электрооборудование, которое устанавливается в РУ высшего напряжения, предназначено для выполнения тех же функций, что и электрооборудование РУ низшего напряжения. Отличие заключается в том, что электрооборудование РУ высшего напряжения устанавливается на открытом воздухе и работает в более тяжёлых условиях, так как подвергается действию атмосферных осадков (дождь, снег, ветер, гололёд). Вследствие этого приходится существенно усиливать изоляцию электрооборудования, увеличивать расстояния между токоведущими частями различных фаз, между фазами и землёй или заземлёнными частями оборудования.

Площадку под открытое РУ высшего напряжения планируют с уклоном для стока ливневых вод, а оборудование размещается с учётом противопожарных расстояний и требований техники безопасности. Трансформаторы, выключатели мощности и другое тяжёлое электрооборудование устанавливается на фундаментах, выступающих над уровнем планировки не менее чем на 100 мм, а разъединители, измерительные трансформаторы, разрядники монтируют на железобетонных стойках с оголовками. Молниеотводы устанавливаются на порталах или на отдельных стойках. Территория подстанции ограждается забором высотой не менее 2,4 м.

2.1.5. Воздушные линии электропередач, основные элементы линии, их назначение

Электрическая энергия с повышающей подстанции на напряжении 110, 220, в ряде случаев 35 кВ передаётся на нефтепромыслы с помощью воздушных линий электропередач.

Основными элементами ЛЭП являются: опоры, провода, защитные тросы, изоляторы, арматура для крепления проводов на изоляторах и изоляторов на опорах.

Опоры предназначены для подвешивания проводов на высоте, безопасной для населения, транспорта, животных. Поэтому опоры должны иметь определённую высоту, а также быть устойчивыми к внешним воздействиям (ветер, гололёд).

Опоры ЛЭП выполняются из дерева, железобетона и стали.

Деревянные опоры характеризуются простотой и невысокой стоимостью. Однако вследствие гниения древесины срок их службы невелик и составляет 5–10 лет. Пропитка опор антисептиком позволяет увеличить срок службы до 15–20 лет.

Опоры из железобетона долговечны и просты в обслуживании и в последнее время являются основным типом опор при строительстве воздушных линий электропередач.

Металлические опоры при установке требуют сооружения железобетонных фундаментов, а при эксплуатации периодической покраски. Стоимость их выше стоимости деревянных и железобетонных опор.

Различают следующие виды опор: промежуточные, анкерные, концевые, угловые, специальные.

Промежуточные опоры – самый распространённый вид опор. Они предназначены для поддержания проводов на определённой высоте. Провода на промежуточных опорах закрепляются таким образом, чтобы в случае обрыва они могли проскальзывать в зажимах. Такое техническое решение позволяет устранить действие на промежуточные опоры односторонних сил и изгибающего момента, созданного этими силами. Промежуточные опоры, по сравнению с другими типами опор, несут наименьшую механическую нагрузку и поэтому имеют самую простую конструкцию. Расстояние между двумя промежуточными опорами называется пролётом. Величина пролёта для промежуточных опор составляет 50–70 м.

Анкерные опоры предназначены для жёсткого закрепления проводов ЛЭП. Расстояние между соседними анкерными опорами называется анкерным пролётом. Длина анкерных пролётов, например в линиях напряжением 10,5 кВ, составляет 3–5 км. При аварии, вызванной обрывом проводов внутри анкерного пролёта, авария

локализуется пределами данного анкерного пролёта. Анкерные опоры пролёта, где произошёл обрыв, по причине жёсткого закрепления проводов подвергаются действию сил натяжения проводов предшествующего и последующего анкерных пролётов. При проведении механических расчётов анкерных опор исходят из возможности обрыва одновременно двух проводов, так как в этом случае силы натяжения проводов и изгибающие моменты, ими обусловленные, максимальны по величине. Вариант одновременного обрыва всех трёх проводов анкерного пролёта маловероятен и при выполнении механических расчётов анкерных опор не рассматривается.

Концевые опоры устанавливаются в начале и конце линии. Такие опоры с одной стороны нагружены проводами пролёта нормальной длины, а с другой стороны нагрузка практически отсутствует, так как провода на вводе в подстанцию и на выходе с подстанции, у которых начинается и заканчивается линия, значительно короче проводов в пролёте. С целью уравнивания усилий, действующих на концевые опоры, к опорам закрепляются подкосы или оттяжки.

Угловые опоры устанавливаются в местах, где ЛЭП изменяет своё направление.

При малых углах поворота ЛЭП в качестве угловых могут использоваться промежуточные опоры. Если же угол поворота значителен, то необходимо применять опоры специальной конструкции, способные выдерживать усилия односторонней направленности. Для разгрузки угловых опор от действия сил односторонней направленности используются подкосы и оттяжки, которые, как правило, выполняются стальным тросом. Угловые опоры обычно выполняют и роль анкерных опор, так как провода на них крепятся глухими зажимами.

К группе опор специальных конструкций относятся: переходные опоры, опоры для осуществления ответвлений и транспозиционные опоры.

Переходные опоры устанавливаются на переходах через дороги, реки, ущелья и другие препятствия. Конструкция их значи-

тельно сложнее обычных опор. Они изготавливаются по специальным проектам, на разработку которых расходуются значительные средства.

Выполнение ответвлений от магистральных линий осуществляется на специальных опорах, которые устанавливаются в начале ответвлений. После этих опор идут обычные промежуточные и анкерные опоры. Конструкция опор для производства ответвлений аналогична конструкции анкерных или концевых опор.

Транспозиционные опоры предназначены для выполнения замены местами линейных проводов трёхфазной системы напряжений.

Провода воздушных линий электропередач предназначены для передачи по ним электрического тока.

По конструктивному исполнению различают следующие виды проводов:

- провода сплошного сечения из меди или стали, выполненные из одной проволоки;

- провода из меди, алюминия или стали, состоящие из 7, 19 или 37 проволок, скрученных между собой;

- провода, скрученные из ряда проволок, одна часть из которых выполнена из одного металла, а другая часть – из другого металла. Так, например, провода марки АС имеют стальной сердечник из одной, 7 или 19 проволок, вокруг которого располагается алюминиевая часть из 6 или 28 проволок. Алюминиевые проволоки обладают высокой электрической проводимостью и являются токоведущей частью этих проводов. Электропроводимость стальных проволок мала и поэтому в электрических расчётах таких проводов не учитывается. Механическую нагрузку проводов марки АС воспринимают алюминиевые и стальные проволоки. Так, при отношении сечения алюминиевых проволок к сечению стальных проволок 5,5–6,0 алюминиевые проволоки воспринимают 50–60 % нагрузки [3]. Остальная часть нагрузки приходится на стальной сердечник.

На практике при сооружении воздушных линий электропередач в подавляющем большинстве случаев применяются многопроволочные неизолированные провода из алюминия (марка А) или из

алюминия со стальным сердечником (марка АС). Предприятия электротехнической промышленности осуществляют производство проводов следующих сечений: 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 600; 700 мм².

Защитные тросы. Наиболее частой причиной выхода ЛЭП из работы являются грозовые поражения. В линиях электропередач напряжением 110 кВ и выше, проложенных на металлических и железобетонных опорах, для защиты от грозовых поражений используются стальные тросы, которые прокладываются по верхним частям опор и крепятся к ним при помощи изоляторов. Изоляторы шунтируются искровыми промежутками размером 40 мм. Стальной трос заземляется на всех опорах.

Изоляторы и линейная арматура. Изоляторы ЛЭП изготавливаются из фарфора или закалённого стекла. Данные материалы характеризуются высокой электрической и механической прочностью и обладают необходимой стойкостью к атмосферным воздействиям.

При сооружении линий электропередач применяются штыревые и подвесные изоляторы.

Штыревые изоляторы типа ШС–6, ШС–10 выполняются из стекла и используются в линиях электропередач напряжением 6 и 10 кВ. Штыревые изоляторы типа Ш–20, ШД–35 изготавливаются из фарфора и применяются в ЛЭП напряжением 20 и 35 кВ.

Для линий электропередач напряжением 35 кВ и выше применяются подвесные изоляторы типов ПФ и ПС. Из отдельных подвесных изоляторов собираются поддерживающие и натяжные гирлянды. Поддерживающие гирлянды монтируют на промежуточных опорах, а натяжные – на анкерных опорах. Количество изоляторов в гирлянде зависит от рабочего напряжения ЛЭП, степени загрязнённости атмосферы, материала опор, типа применяемых изоляторов. Например, гирлянды ЛЭП напряжением 110 кВ включают 7 изоляторов в случае применения металлических и железобетонных опор и 6 изоляторов при использовании деревянных опор.

Штыревые изоляторы крепятся на опорах при помощи крюков или штырей. На стержни крюков и штырей наносятся насечки,

накручивается слой пакли, после чего на паклю по резьбе, имеющейся в фарфоре или стекле, навёртываются изоляторы.

Провода к штыревым изоляторам привязываются отожжённой проволокой из того же материала, что и провод.

Поддерживающие гирлянды изоляторов закрепляются на траверсах промежуточных опор при помощи серёг, которые вставляются в шапку верхних изоляторов. К нижним изоляторам гирлянд за ушко крепятся поддерживающие зажимы, в которых помещаются провода. По конструкции поддерживающие зажимы выполняются глухими, выпускающими и с заделкой ограниченной прочности.

Натяжные гирлянды с одной стороны закрепляются на анкерных опорах наглухо при помощи натяжных зажимов. К другому концу гирлянд с помощью арматуры крепятся провода ЛЭП. Гирлянды находятся практически в горизонтальном положении; провода одной и той же фазы на переходе через опору соединяются электрически отрезком провода в виде петли. Петли свободно висят под гирляндами.

Различают одно- и двухцепные линии электропередач. В одноцепной ЛЭП на опорах прокладываются три провода одной трёхфазной системы передачи электрической энергии. В двухцепных ЛЭП на одних и тех же опорах прокладываются провода двух трёхфазных систем передачи электрической энергии.

2.2. Система внутреннего электроснабжения

2.2.1. Главная понижающая подстанция

Электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ, на котором осуществляется работа высоковольтных асинхронных и синхронных электрических двигателей. На ряде нефтепромыслов ряд центров электрических нагрузок, например буровые установки, с помощью

которых производится бурение кустов скважин, располагается на расстоянии 30–50 км от ГПП. В этом случае распределение электрической энергии внутри нефтепромысла должно осуществляться на двух напряжениях: 6(10) и 35 кВ.

Главная понижающая подстанция нефтепромысла состоит, как и повышающие подстанции электрических станций, из следующих узлов: распределительного устройства высшего напряжения, трансформаторов и распределительного устройства низшего напряжения. При распределении электрической энергии внутри нефтепромысла на двух напряжениях 6(10) и 35 кВ к упомянутым трём узлам добавляется четвёртый узел: распределительное устройство среднего по величине напряжения.

Отличие ГПП нефтяного предприятия от повышающих подстанций электрических станций заключается в следующем.

На ГПП приём электрической энергии производится РУ высшего напряжения открытого типа, а распределение электрической энергии внутри нефтепромысла осуществляется, в общем случае, через распределительные устройства низшего и среднего напряжений, первое из которых выполняется закрытого типа, а второе – открытого типа или в закрытых шкафах, установленных на открытом воздухе. Кроме того, трансформаторы ГПП нефтепромыслов являются понижающими, т.е. их коэффициент трансформации $k > 1$ и, следовательно, количество витков первичной обмотки w_1 больше количества витков вторичной обмотки w_2 . В трёх обмоточных трансформаторах $w_1 > w_2 > w_3$, где w_2, w_3 – число витков обмоток среднего и низшего напряжений. Электрооборудование, которое устанавливается и эксплуатируется в распределительных устройствах ГПП нефтяных предприятий, то же, что и в распределительных устройствах электрических станций и повышающих подстанций.

На рис. 25 в качестве примера приведена упрощённая принципиальная схема главной понижающей подстанции нефтепромысла, на которой электрическая энергия при высшем напряжении U_1 преобразуется в энергию низшего напряжения U_2 .

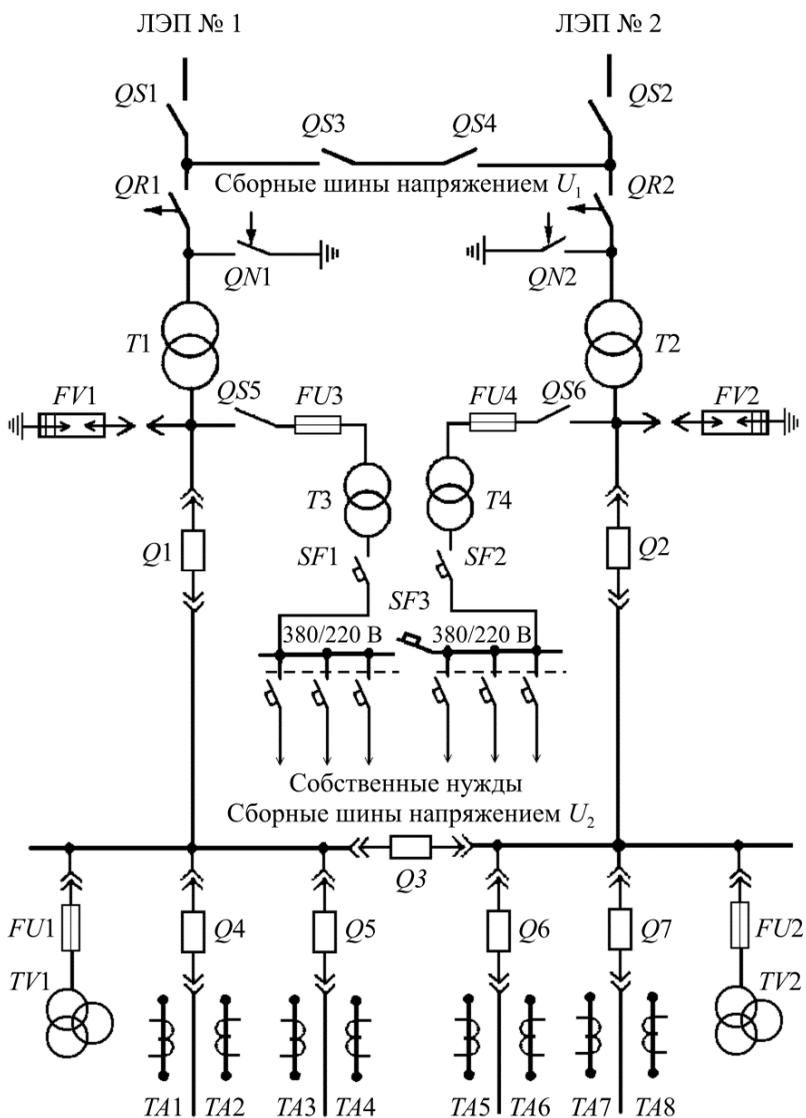


Рис. 25. Принципиальная электрическая схема главной понижающей подстанции нефтепромысла

Электрическая энергия трёхфазного переменного напряжения U_1 поступает на главную понижающую подстанцию по двум воздушным линиям электропередач ЛЭП № 1, ЛЭП № 2. Энергия от линий электропередач через разъединители $QS1, QS2$ подаётся на сборные шины подстанции.

Сборные шины выполнены в виде двух секций, между которыми включены секционные разъединители – $QS3, QS4$. Включение разъединителей $QS3, QS4$ может потребоваться, например, в случае аварии на одной из линий электропередач для осуществления работы трансформаторов подстанции по оставшейся в работе линии.

Обмотки высшего напряжения трансформаторов подключаются к сборным шинам напряжением U_1 посредством отделителей $QR1, QR2$ и короткозамыкателей $QN1, QN2$. Отделители в совокупности с короткозамыкателями заменяют собой дорогостоящие выключатели мощности и позволяют отключать трансформаторы в случае возникновения незначительных повреждений в процессе их работы.

Обмотки низшего напряжения трансформаторов соединены со сборными шинами низшего напряжения U_2 посредством выключателей мощности $Q1, Q2$.

Сборные шины низшего напряжения U_2 выполнены в виде двух секций, между которыми установлен секционный выключатель мощности $Q3$. В нормальном режиме работы выключатель мощности $Q3$ находится в отключённом состоянии и напряжение на одну секцию шин подаётся от трансформатора $T1$, а на другую секцию от трансформатора $T2$. При аварии или при проведении плановых работ на одном из трансформаторов секционный выключатель $Q3$ включается и обе секции шин низшего напряжения U_2 оказываются подключёнными к оставшемуся в работе трансформатору.

К шинам секций низшего напряжения U_2 через выключатели мощности $Q4, Q5, Q6, Q7$ подключаются кабельные линии, по которым осуществляется передача электрической энергии отдель-

ным высоковольтным потребителям или в центры электрических нагрузок, например на буровые установки, к кустам скважин и т.д. В последних двух случаях кабели при выходе с подстанции подключаются к воздушным линиям, по которым и осуществляется доставка электрической энергии на буровые, к кустам скважин и другим центрам электрических нагрузок. В две фазы каждой из отходящих линий включены первичные обмотки измерительных трансформаторов тока $TA1, TA2; TA3, TA4; TA5, TA6; TA7, TA8$. К секциям шин низшего напряжения U_2 через плавкие предохранители $FU1, FU2$ присоединяются первичные обмотки измерительных трансформаторов напряжения $TV1, TV2$. Разрядники $FV1, FV2$ осуществляют защиту электрических цепей низшего напряжения U_2 от перенапряжений.

Распределительное устройство низшего напряжения в рассматриваемой схеме выполнено из ячеек, в которых выключатели установлены на тележках и подключаются к электрической сети посредством разъёмных контактов. Такая конструкция ячеек позволяет легко осуществлять замену выключателя, а его осмотр производить в проходе между рядами ячеек. Разъёмные контакты в таких ячейках выполняют функции разъединителей.

В качестве источников электрической энергии напряжением 380/220 В, которое необходимо для питания потребителей собственных нужд подстанции (освещение, вентиляция, защита, сигнализация, отопление), используются трансформаторы собственных нужд $T3$ и $T4$. Первичные обмотки этих трансформаторов через разъединители $QS5, QS6$ и предохранители $FU3, FU4$ присоединяются к вторичным обмоткам трансформаторов $T1, T2$. Вторичные обмотки трансформаторов собственных нужд через автоматические выключатели $SF1, SF2$ подключаются к шинам напряжением 380/220 В. Шины выполнены в виде двух секций, между которыми устанавливается секционный автоматический выключатель $SF3$.

Следует подчеркнуть, что использование в схеме электропитания двух ЛЭП, двух трансформаторов, секционирование

шин напряжением U_1 , U_2 , применение секционных разъединителей $QS3$, $QS4$ и секционного выключателя мощности $Q3$ позволяет существенно повысить надёжность снабжения потребителей нефтепромысла электрической энергией. Так, при аварии на одной из воздушных линий электроснабжение всех приёмников нефтепромысла будет осуществляться по второй линии электропередач. Выход из строя или проведение плановых профилактических работ на одном из трансформаторов не приводит к нарушению работы приёмников, подключённых к этому трансформатору, так как их питание будет осуществляться от второго трансформатора. Обратим внимание и на то, что при исправном состоянии электрооборудования, установленного на главной понижающей подстанции нефтепромысла, секционные разъединители $QS3$, $QS4$ и секционный выключатель мощности $Q3$ находятся в отключённом состоянии и электрическая энергия на нефтепромысел поступает по двум независимым каналам. Такое схемное решение позволяет, в частности, уменьшить токи, которые возникают при коротких замыканиях на линиях, отходящих от шин напряжением U_2 .

2.2.2. Системы электроснабжения потребителей электрической энергии буровых установок

Будем считать, что буровая установка расположена на расстоянии 5–10 км от ГПП и снабжение электрической энергией её потребителей производится на напряжении 6 кВ по одной из отходящих от ГПП линий.

Для распределения электрической энергии между потребителями буровой установки применяются комплектные распределительные устройства типа КРНБ-6М (комплектное распределительное устройство наружной установки для буровых установок на напряжение 6 кВ). Внешний вид КРНБ-6М показан на рис. 26, а схема электрических соединений его электрооборудования приведена на рис. 27.

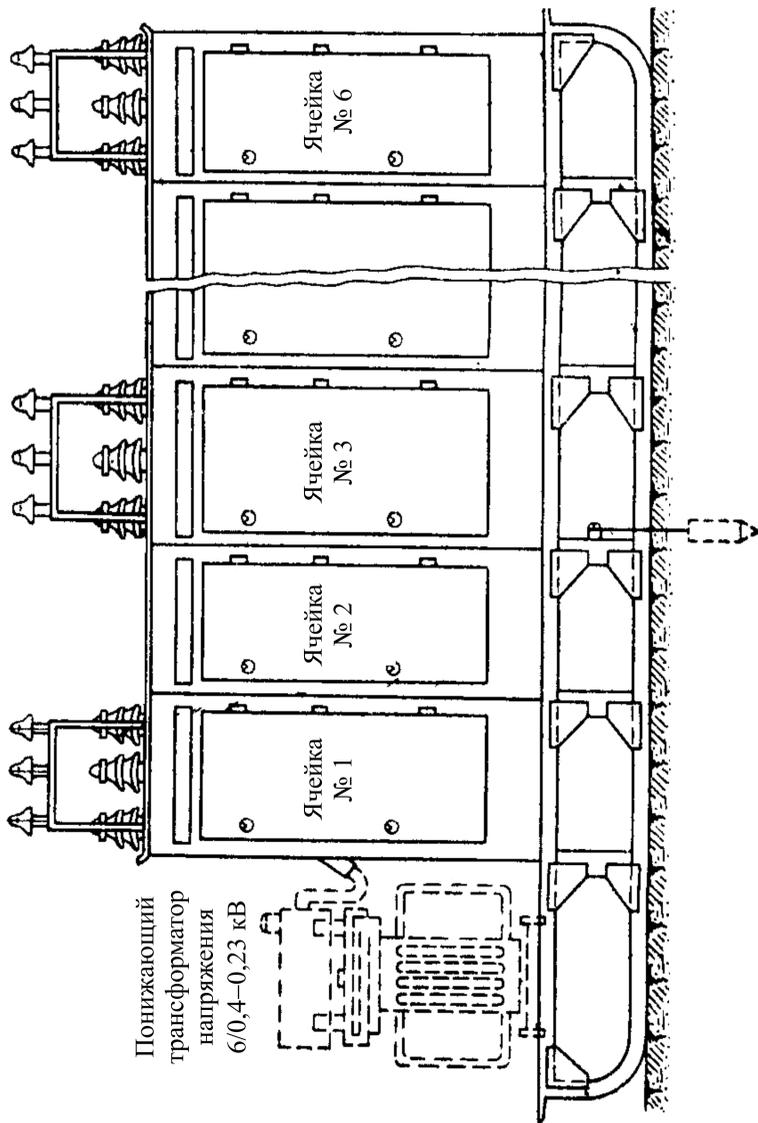


Рис. 26. Внешний вид комплектного распределительного устройства типа КРНБ-6М

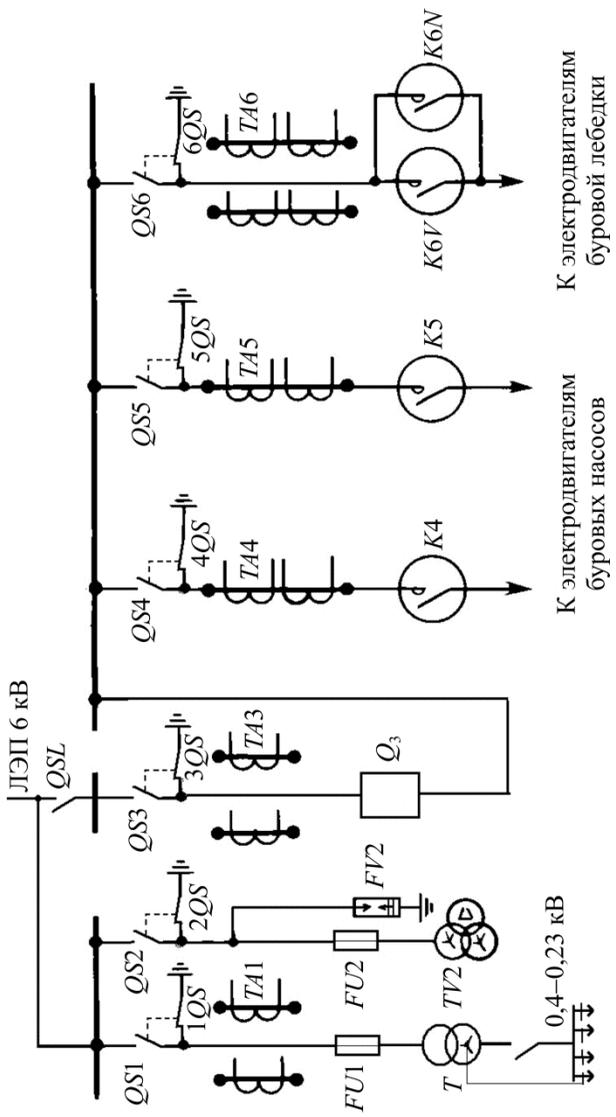


Рис. 27. Схема электрических соединений электрооборудования распределительного устройства типа КРНБ-6М

Комплектное распределительное устройство КРНБ-6М состоит из шести ячеек, каждая из которых представляет металлический шкаф с установленным в ней высоковольтным электрическим оборудованием.

Посредством электрооборудования, размещённого в ячейке № 1, осуществляется работа бурового трансформатора T , который предназначен для преобразования трёхфазного переменного напряжения 6 кВ в трёхфазное переменное напряжение 380/220 В. Напряжение 380 В необходимо для работы асинхронных электрических двигателей вспомогательных механизмов буровой установки. Напряжение 220 В используется для питания ламп электрического освещения и работы электрифицированного инструмента.

Электрическая энергия к ячейке № 1 подводится по проводам воздушной ЛЭП напряжением 6 кВ. Для подключения линии на крыше ячейки № 1 устанавливаются три проходных изолятора. Внутри ячейки размещаются разъединитель $QS1$, предохранители $FU1$ и два трансформатора тока $TA1$. Разъединитель и предохранители устанавливаются на опорных изоляторах, которые посредством болтов прикрепляются к металлическому корпусу ячейки. Измерительные трансформаторы тока являются проходными. Крепление трансформаторов тока на металлической перегородке между отсеками ячейки осуществляется с помощью фланца и болтов.

В ячейке № 2, электрическая энергия к которой подводится из ячейки № 1 посредством шин, размещаются разъединитель $QS2$, предохранители $FU2$, измерительный трёхобмоточный трансформатор напряжения $TV2$, а также разрядники $FV2$.

С помощью измерительного трёхобмоточного трансформатора $TV2$ осуществляется преобразование напряжения 6 кВ в напряжение 100 В. Напряжение 100 В требуется для питания обмоток напряжения вольтметров, счётчиков учёта потребления электрической энергии, реле систем защиты и т.д. Разъединитель $QS2$ обеспечивает безопасность обслуживающего персонала при проведении профилактических и ремонтных работ на трансформаторе

$TV2$, а предохранители $FU2$ защищают трансформатор от перегрузки и коротких замыканий. Разрядники $FV2$ осуществляют защиту электрооборудования буровой установки от перенапряжений, которые могут возникать во время грозы.

Ячейка № 3 отводится под выключатель мощности $Q3$ (масляный или вакуумный), с помощью которого производится управление потоком электрической энергии, идущим к электродвигателям, рассчитанным для работы от сети напряжением 6 кВ. Электрическая энергия в ячейку № 3 подводится из питающей сети напряжением 6 кВ через линейный разъединитель QSL , который устанавливается на опоре ЛЭП, ближайшей к месту размещения распределительного устройства. Ввод электрической энергии в ячейку № 3 осуществляется через проходные изоляторы, закреплённые на крыше ячейки. Внутри ячейки, помимо выключателя мощности, устанавливаются шинный разъединитель $QS3$ и два измерительных трансформатора тока $TA3$.

Из ячейки № 3 электрическая энергия по шинам поступает в ячейки № 4, 5, 6.

Через ячейки № 4, 5 производится управление работой электродвигателей буровых насосов. В этих ячейках размещаются шинные разъединители $QS4, QS5$, измерительные трансформаторы тока $TA4, TA5$ и магнитные или вакуумные контакторы $K4, K5$.

Контакторы $K4, K5$ рассчитаны на работу от сети напряжением 6 кВ. Они предназначены для оперативных включений и отключений электродвигателей буровых насосов, что требуется по условиям технологического процесса. Контакторы допускают до 200 включений и отключений электродвигателей в час в режиме работы электродвигателей с номинальной нагрузкой.

С помощью электрооборудования, установленного в ячейке № 6 (шинный разъединитель $QS6$, два измерительных трансформатора тока $TA6$, контакторы $K6V, K6N$), производится управление работой электродвигателя буровой лебёдки. Контактёр $K6V$

осуществляет подключение электродвигателя буровой лебёдки к питающему напряжению для реализации режима подъёма колонны труб, а контактор *K6N* – для спуска.

На ряде буровых установок работа буровой лебёдки осуществляется от двух электрических двигателей. В этом случае для управления работой второго электродвигателя рядом с ячейкой № 6 устанавливается пусковое устройство. Электрооборудование пускового устройства и его электрическая схема идентичны электрооборудованию и электрической схеме ячейки № 6.

Электродвигатели буровых насосов и буровой лебёдки подключаются к электрооборудованию ячеек с помощью шланговых кабелей.

При бурении электробуром распределительное устройство КРНБ-6М дополняется понижающим трансформатором для питания электробура.

На буровых установках, перерыв в электроснабжении которых недопустим, сооружаются два распределительных устройства типа КРУБГ-6М. Отличие КРУБГ-6М от КРНБ-6М состоит в том, что они оснащаются дополнительной ячейкой, в которой установлен разъединитель для возможности соединения двух распределительных устройств между собой.

2.2.3. Электроснабжение потребителей электрической энергии установок для насосной добычи нефти

Остановка скважин, связанная с нарушением подачи электрической энергии наземному или подземному электрооборудованию, приводит в большинстве случаев только к потере объёмов добываемой жидкости и не вызывает серьёзных осложнений при дальнейшей эксплуатации скважин. Поэтому снабжение электрооборудования одиночных скважин и их кустов электрической энергией осуществляется, как правило, от одного источника электрической энергии. Таким источником в системе внутреннего электроснабжения нефтепромысла является главная понижающая подстанция.

На рис. 28 в упрощённом виде показана схема электроснабжения электродвигателей, которые используются в приводе штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ).

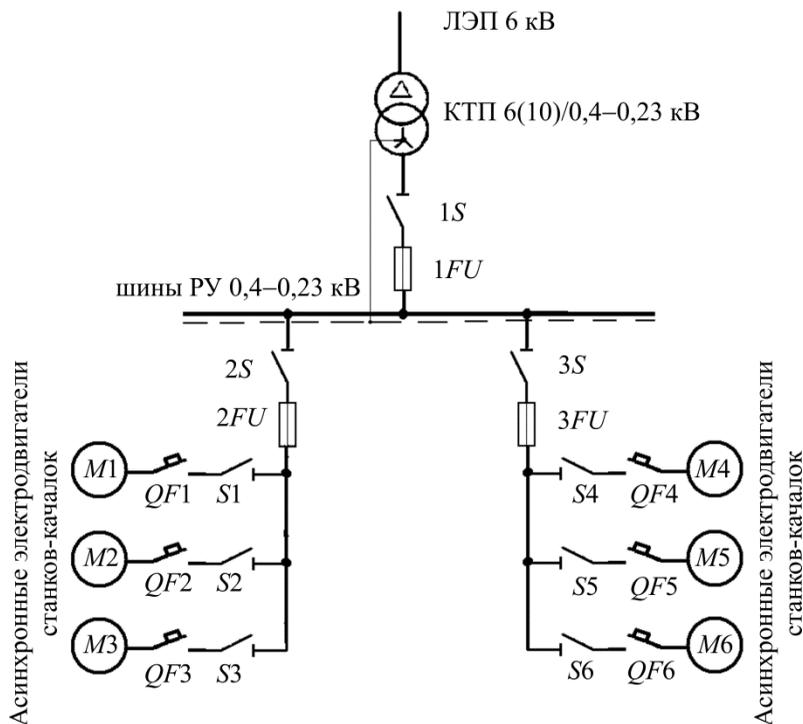


Рис. 28. Упрощённая схема электроснабжения электродвигателей штанговых скважинных насосных установок

В соответствии с этой схемой распределение электрической энергии между отдельными скважинными насосными установками производится на напряжении 0,4 кВ.

Для получения напряжения 0,4 кВ используются комплектные трансформаторные подстанции (КТП) напряжением 6(10)/0,4–0,23 кВ. Фазы вторичных обмоток трансформаторов КТП соединяются по схеме «звезда» с выведенной нейтральной точкой, что позволяет, наряду с напряжением 0,4 кВ, получить напряжение 0,23 кВ.

Распределительное устройство напряжением 0,4–0,23 кВ подключается к вторичной обмотке трансформатора КТП через рубильник 1S и плавкие предохранители 1FU.

Подключение магистральных линий, отходящих от распределительного устройства напряжением 0,4–0,23 кВ, осуществляется с помощью рубильников 2S, 3S и плавких предохранителей 2FU, 3FU.

Асинхронные электрические двигатели М1–М6, установленные на станках-качалках, подключаются к магистральным линиям через рубильники S1–S6 и автоматические выключатели QF1–QF6.

Для питания погружных электродвигателей привода УЭЦН применяются комплектные понижающие трансформаторные подстанции типа КТПНД. Общий вид комплектной трансформаторной подстанции типа КТПНД приведён на рис. 29, а схема электрических соединений её электрооборудования – на рис. 30.

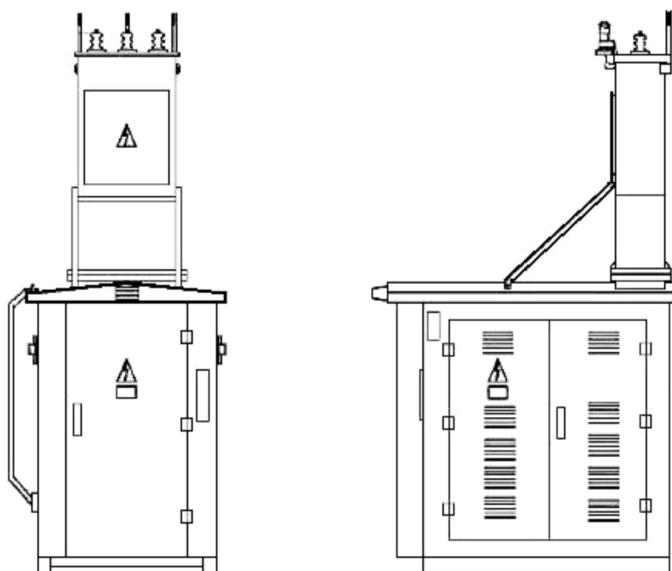


Рис. 29. Общий вид комплектной трансформаторной подстанции типа КТПНД

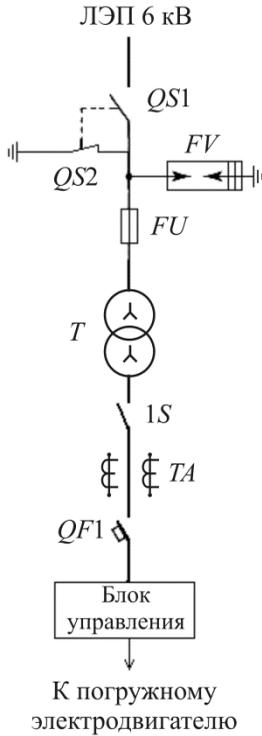


Рис. 30. Электрическая схема соединений электрооборудования подстанции типа КТПНД

Электрическая энергия подводится к подстанции по воздушной линии электропередач напряжением 6 кВ. На конечной опоре ЛЭП перед подстанцией устанавливается линейный разъединитель $QS1$, от которого провода ЛЭП идут к проходным изоляторам, закреплённым на крыше подстанции. Через проходные изоляторы электрическая энергия подаётся на высоковольтные предохранители FU и далее на первичную обмотку понижающего трансформатора T . Защита электрооборудования подстанции от атмосферных перенапряжений осуществляется разрядниками FV . Безопасность проведения ремонтных и профилактических работ на подстанции осуществляется посредством заземляющего разъединителя $QS2$, который заблокирован с линейным разъединителем $QS1$.

Погружной электрический двигатель УЭЦН подключается к вторичной обмотке трансформатора через рубильник $1S$, автоматический выключатель $QF1$ и блок управления.

Возможен второй вариант схемы электроснабжения погружных электродвигателей привода УЭЦН (рис. 31).

В данном случае распределение электрической энергии между скважинными установками осуществляется на напряжении 0,4 кВ. Для получения такого напряжения используется комплектная понижительная трансформаторная подстанция напряжением 6(10)/0,4 кВ.

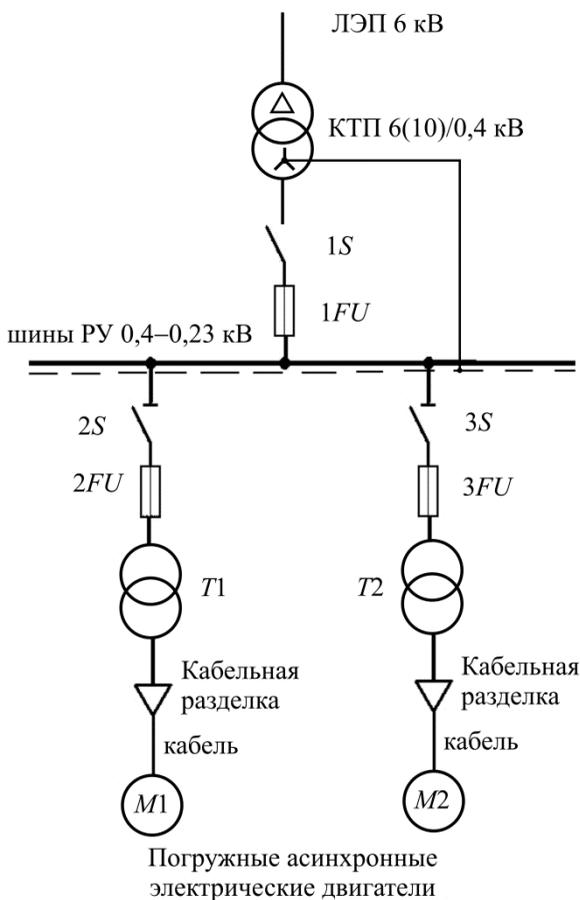


Рис. 31. Схема электроснабжения погружных электрических двигателей от подстанции типа КТП 6(10)/0,4 кВ

Работа электродвигателей УЭЦН осуществляется, как правило, при напряжениях более высоких, по сравнению с напряжением 0,4 кВ. Для получения напряжений, необходимых для работы погружных электрических двигателей, возле каждой скважины устанавливается повышающий трансформатор (на рис. 31 – трансформаторы $T1$, $T2$).

Первичные обмотки повышающих трансформаторов подключаются к шинам распределительного устройства напряжением

0,4–0,23 кВ через рубильники 2S, 3S и плавкие предохранители 2FU и 3FU.

Величина рабочего напряжения на погружных электродвигателях УЭЦН устанавливается путём регулирования коэффициента трансформации повышающих трансформаторов T1, T2. При установке величины напряжения на вторичных обмотках трансформаторов учитываются потери напряжения в кабелях, по которым осуществляется подвод электрической энергии к двигателям УЭЦН.

В ряде случаев в электрической схеме (см. рис. 30) вместо двухобмоточного трансформатора применяется трёхобмоточный трансформатор.

Первичная обмотка трансформатора является обмоткой высшего напряжения и подключается к проводам воздушной ЛЭП напряжением 6 кВ.

К обмотке среднего по величине напряжения трансформатора через блок управления и кабельную линию подключается погружной электродвигатель привода ЭЦНУ.

Обмотка низшего напряжения трансформатора рассчитана на напряжение 0,4–0,23 кВ и предназначена для обеспечения электрической энергией электродвигателя привода кабельного барабана, цепей управления работой двигателя ЭЦНУ, систем сигнализации, освещения и подогрева.

2.2.4. Система электроснабжения потребителей электрической энергии газокompрессорных станций

Компрессоры, устанавливаемые на компрессорных станциях, приводятся в работу синхронными электрическими двигателями, номинальное напряжение статора которых составляет 6 или 10 кВ. Напряжение такой величины получают на понижающих подстанциях напряжением 35/6(10) или 110/6(10) кВ, которые сооружаются вблизи компрессорных станций. В тех случаях, когда к компрессорной станции могут быть подведены воздушные или ка-

бельные линии напряжением 6, 10 кВ от главной понижающей подстанции нефтепромысла, сооружается только распределительный пункт напряжением 6 или 10 кВ.

Схема питания электрооборудования компрессорных станций по линиям, отходящим из РУ напряжением 6 кВ ГПП нефтепромысла, приведена на рис. 32.

Распределительный пункт 6 кВ компрессорной станции питается по двум вводам напряжением 6 кВ через ячейки ввода, в которых установлены линейные $1QS, 2QS$ и шинные $QS1, QS2$ разъединители и выключатели мощности $Q1, Q2$.

Шины распределительного пункта состоят из двух секций, соединённых перемычкой, в которой установлены шинные разъединители $QS3, 3QS$ и секционный выключатель мощности $Q3$.

Синхронные электродвигатели, от которых осуществляется работа компрессоров, подключаются к секциям шин кабельными линиями через отведённую для каждого двигателя ячейку. Оснастка этих ячеек одинакова и включает шинный разъединитель, выключатель мощности и измерительные трансформаторы тока. Шинные разъединители на схеме обозначены $QS4-QS7$, а выключатели мощности – $Q4-Q7$. Измерительные трансформаторы тока, которыми оснащаются ячейки двигателей, а также ячейки ввода и ячейка секционного выключателя, на рис. 32 не показаны.

Кроме ячеек, через которые осуществляется управление работой синхронных электродвигателей компрессоров, в распределительном пункте предусматриваются две ячейки для подключения понижающих трансформаторов $T1, T2$ напряжением 6/0,4 кВ и две ячейки для размещения измерительных трансформаторов напряжения $TV1, TV2$. Напряжение 0,4–0,23 кВ вторичных обмоток трансформаторов $T1, T2$ необходимо для работы вспомогательного электрооборудования компрессорных станций: двигателей насосов охлаждения синхронных электродвигателей, двигателей систем вентиляции, освещения, цепей сигнализации и управления.

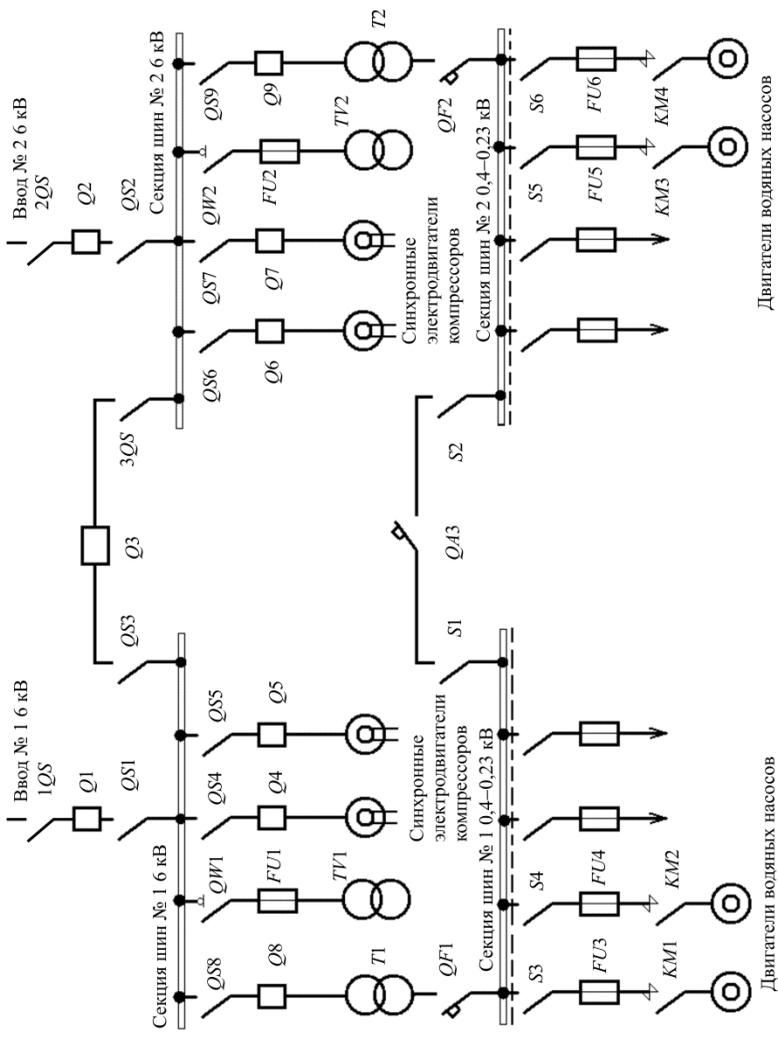


Рис. 32. Схема электроснабжения компрессорной станции

Трансформаторы $T1$, $T2$ со стороны напряжения 6 кВ подключаются к шинам посредством шинных разъединителей $QS8$, $QS9$ и выключателей мощности $Q8$, $Q9$. Вторичные обмотки трансформаторов $T1$, $T2$ подключаются к шинам напряжением 0,4–0,23 кВ автоматическими выключателями $QF1$, $QF2$. Измерительные трансформаторы напряжения $TV1$, $TV2$ подключаются к секциям шин напряжением 6 кВ посредством выключателей нагрузки $QW1$, $QW2$ и плавких предохранителей $FU1$, $FU2$.

Шины распределительного устройства напряжением 0,4–0,23 кВ выполняются в виде двух секций. Секции шин соединяются между собой перемычкой, в которую включены рубильники $S1$, $S2$ и секционный автоматический выключатель $QA3$. Электродвигатели, рассчитанные для работы от сети напряжением 0,4 кВ, подключаются к шинам через рубильники $S3$ – $S6$ предохранители $FU3$ – $FU6$ и контакторы $KM1$ – $KM4$. Применение контакторов позволяет осуществлять дистанционное управление работой электродвигателей водяных насосов.

Схема электроснабжения (см. рис. 32) обеспечивает питание всех синхронных электродвигателей компрессоров в случае выхода из строя одной из питающих линий, а также работу всего вспомогательного электрооборудования при отключении одного из трансформаторов, вызванного его неисправностью или плановым ремонтом. Следовательно, схема электроснабжения характеризуется высокой надёжностью питания электрической энергией всех потребителей компрессорных станций, которые относятся к ответственным, в ряде случаев особо ответственным, объектам нефтепромыслов.

Часть II ЭЛЕКТРОПРИВОД

Глава 3. Основы механики электропривода

3.1. Уравнение движения электропривода

Электропривод представляет комплекс электрических машин, аппаратов и систем управления, в котором электродвигатели конструктивно связаны с исполнительным механизмом. Параметры элементов электропривода выбираются таким образом, чтобы была обеспечена возможность выполнения требуемого производственного процесса.

Электроприводы бывают индивидуальными, групповыми и многодвигательными.

При индивидуальном электроприводе каждый производственный механизм имеет собственный электрический двигатель. Примером индивидуального электропривода могут служить электроприводы плунжерных и центробежных насосов.

При групповом электроприводе с помощью одного электродвигателя осуществляется работа нескольких механизмов. В качестве примера группового электропривода может рассматриваться электропривод лебёдки и роторного стола буровой установки БУ–80БрЭ.

Многодвигательный электропривод включает в себя несколько двигателей, каждый из которых приводит в движение отдельный рабочий орган производственного механизма. Характерным примером механизмов, в которых применяется многодвигательный электропривод, являются мостовые и башенные краны, металлообрабатывающие станки.

В нефтегазовой отрасли наибольшее распространение получили индивидуальные электроприводы механизмов.

Работа производственных механизмов с приводом от электрических двигателей часто сопровождается изменением скорости движения его звеньев. Причинами изменения скорости являются

колебания механической нагрузки, непостоянство напряжения питающей сети, регулирование частоты напряжения и т.д. Особенно большие изменения скорости имеют место в режимах пуска и торможения электропривода.

Время, затрачиваемое на осуществление процессов пуска и торможения, является непроизводительным. В производственных механизмах с частыми пусками и торможениями, например в буровых лебёдках, общее время пусковых и тормозных режимов является достаточно большим, что негативно сказывается на производительности буровых установок. Очевидна необходимость мер по сокращению времени, затрачиваемого на осуществление процессов пуска и торможения.

Исследование характера движения рабочего агрегата и его отдельных органов может быть произведено на основе решения уравнения движения, которое получается из рассмотрения энергетического баланса системы электродвигатель – рабочая машина:

$$P_d - P_c = P_{\text{дин}}, \quad (1)$$

где P_d – мощность, развиваемая движущими силами; P_c – мощность, затрачиваемая на преодоление сил сопротивления в системе; $P_{\text{дин}}$ – динамическая мощность, характеризующая изменение кинетической энергии системы.

Электрические двигатели, с помощью которых осуществляется преобразование электрической энергии в механическую энергию, в своём большинстве обеспечивают вращательное движение вала ротора. Значительная часть производственных механизмов также имеет вращающиеся рабочие органы. Для данного случая уравнение энергетического баланса системы, вращающейся с угловой частотой ω , может быть преобразовано к виду

$$M_d - M_c = M_{\text{дин}}, \quad (2)$$

где M_d – момент, развиваемый движущими силами; M_c – статический момент исполнительного механизма, обусловленный силами сопротивлений; $M_{\text{дин}}$ – динамический момент.

Для расчёта динамического момента в общем случае используется выражение

$$M_{\text{дин}} = J \frac{d\omega}{dt} + \frac{\omega^2}{2} \frac{dJ}{d\alpha}, \quad (3)$$

где J – момент инерции системы электропривода; α – угол поворота рабочего органа исполнительного механизма.

Уравнение (2) называется уравнением движения электропривода.

В частном случае, когда момент инерции системы электропривода не зависит от угла поворота рабочего органа, уравнение движения приводится к следующей форме записи:

$$M_{\text{д}} - M_{\text{с}} = J \frac{d\omega}{dt}. \quad (4)$$

Равенство (4) обычно относится к угловой скорости и угловому ускорению электродвигателя. Однако это уравнение может быть отнесено к угловой скорости и угловому ускорению любого звена исполнительного механизма. При этом к соответствующим скоростям должны быть отнесены моменты $M_{\text{д}}$, $M_{\text{с}}$ и приведённый момент инерции J .

3.2. Виды механических характеристик электрических двигателей и производственных механизмов

Вращающий (движущий) момент электродвигателя, развиваемый электромагнитными силами, определяется по формуле

$$M_{\text{д}} = 9550 \frac{P}{n} = 1000 \frac{P}{\omega},$$

где P – мощность на валу электродвигателя, кВт; n – частота вращения вала двигателя, мин^{-1} ; ω – угловая частота вала электродвигателя, с^{-1} .

Зависимость частоты n (угловой частоты ω) вращения вала электродвигателя от момента $M_{\text{д}}$ на его валу называется механической характеристикой двигателя.

Механические характеристики различных типов электродвигателей, применяемых для привода производственных механизмов нефтяной и газовой отраслей, представлены на рис. 33.

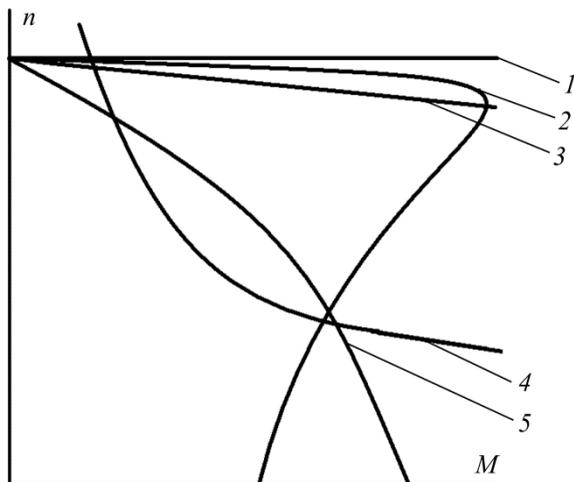


Рис. 33. Механические характеристики электрических двигателей и электромагнитных муфт

Синхронные электрические двигатели, с помощью которых осуществляется работа лебёдок ряда типов буровых установок, компрессоров газокompрессорных станций, насосов кустовых насосных станций, обладают абсолютно жёсткой механической характеристикой (см. рис. 33, поз. 1). Частота вращения вала ротора синхронных электродвигателей не зависит от момента на валу. Следовательно, производственные механизмы с приводом от синхронных электрических двигателей обеспечивают постоянную производительность в процессе работы.

Механические характеристики асинхронных электрических двигателей в пределах рабочего участка являются жёсткими (см. рис. 33, поз. 2). При изменении момента на валу от нуля до номинального значения частота вращения вала уменьшается на 2–6 %.

Поэтому производительность механизмов с приводом от асинхронных электрических двигателей не будет постоянной, а будет несколько снижаться по мере роста величины момента на валу ротора. Данное обстоятельство следует рассматривать как недостаток асинхронных двигателей, по сравнению с синхронными двигателями. Вместе с тем асинхронные электрические двигатели обладают, в сравнении с синхронными двигателями, рядом существенных преимуществ: меньшая стоимость, более простая конструкция, более высокая надёжность в работе. Отмеченные преимущества асинхронных двигателей являются более значимыми, чем присущие им недостатки. Это способствует тому, что асинхронные двигатели являются основой электропривода установок насосной добычи нефти, установок подготовки нефти, перекачки нефти внутри промысла, вспомогательных механизмов буровых установок, насосов охлаждения на компрессорных станциях и т.д.

Жёсткость механической характеристики двигателей постоянного тока независимого и параллельного возбуждения несколько меньше, чем у асинхронных электродвигателей (см. рис. 33, поз. 3). Поэтому, при одинаковой с асинхронными двигателями нагрузке на валу, производительность работы механизмов с приводом от двигателей постоянного тока будет несколько меньше. К недостаткам двигателей постоянного тока, по сравнению с асинхронными двигателями, следует отнести также большую сложность конструкции и более высокую их стоимость. Перечисленные выше недостатки являются главной причиной, из-за которой применение двигателей постоянного тока на технологических объектах нефтегазовой отрасли ограничено механизмами, требующими глубокого и плавного регулирования частоты вращения.

Двигатели постоянного тока последовательного возбуждения имеют мягкую механическую характеристику (см. рис. 33, поз. 4). Характерным в работе этих двигателей является то, что по мере увеличения момента на валу частота вращения якоря существенно уменьшается.

Электромагнитные муфты скольжения, широко применяемые на буровых установках для бесконтактного соединения и разъединения

вала электродвигателя и вала редуктора буровой лебёдки, также обладают мягкой механической характеристикой (см. рис. 33, поз. 5).

Под статическим моментом исполнительного механизма понимается момент на его входном валу, обусловленный силами полезных и вредных сопротивлений. Данный момент, пересчитанный на частоту вращения вала электрического двигателя, называется приведённым статическим моментом (M_c).

Статический момент производственных механизмов, препятствующий движению, называется реактивным моментом. Если статический момент производственных механизмов способствует движению, то такой момент называется потенциальным.

Характерным примером статического реактивного момента исполнительных механизмов является момент, обусловленный силами трения. Знак реактивного момента определяется направлением движения исполнительного механизма: при изменении направления движения знак реактивного момента изменяется (рис. 34).

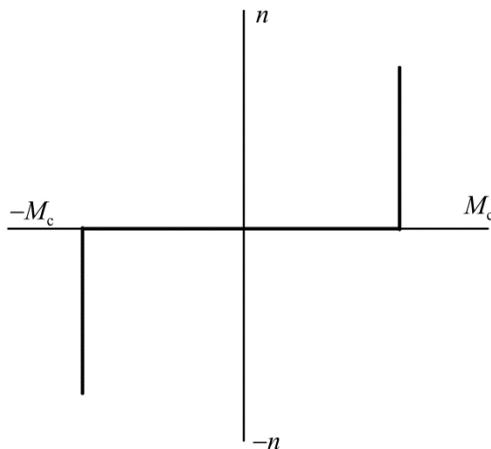


Рис. 34. Зависимость реактивного статического момента производственного механизма от частоты и направления вращения

Статические моменты от веса, растяжения, сжатия, скручивания упругих тел являются потенциальными моментами, так как

действие их связано с изменением потенциальной энергии отдельных элементов системы. Потенциальные моменты, в отличие от реактивных моментов, сохраняют направление своего действия при изменении направления движения. Так, статический момент, который создаётся колонной бурильных труб на валу барабана подъёмной лебёдки, сохраняет свой знак и при подъёме труб и при их опускании. На рис. 35 приведен график, который показывает зависимость потенциального статического момента на валу барабана подъёмной лебёдки от направления вращения барабана.

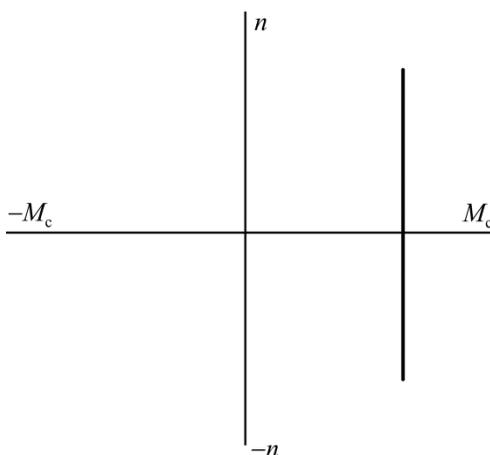


Рис. 35. Зависимость потенциального статического момента производственного механизма от частоты и направления вращения

Механическая характеристика большого числа производственных механизмов математически описывается следующим выражением [4]:

$$M_c = M_0 + (M_n - M_0) \left(\omega / \omega_n \right)^q,$$

где M_c – момент сопротивления механизма при частоте вращения ω ; M_0 – момент трения или холостого хода; M_n – момент сопротивления при номинальной частоте вращения ω_n ; q – показатель степени.

Для различных групп производственных механизмов коэффициент q принимает одно из следующих значений: 0; 1; 2.

При $q = 0$ $M_c = M_{н\bar{}}$, т.е. момент сопротивления остаётся постоянным, а его величина равна значению момента при номинальной частоте вращения. Мощность производственных механизмов, для которых $q = 0$, возрастает линейно по мере увеличения частоты вращения.

В производственных механизмах, для которых $q = 1$, момент сопротивления возрастает линейно с ростом частоты вращения. Мощность производственных механизмов, относящихся к этой группе, пропорциональна квадрату частоты вращения.

Для вентиляторов, центробежных насосов, турбокомпрессоров $q = 2$. Следовательно, момент сопротивления данных механизмов зависит от квадрата частоты вращения, а мощность – от куба частоты вращения.

Механические характеристики рассмотренных групп механизмов в графической форме приведены на рис. 36.

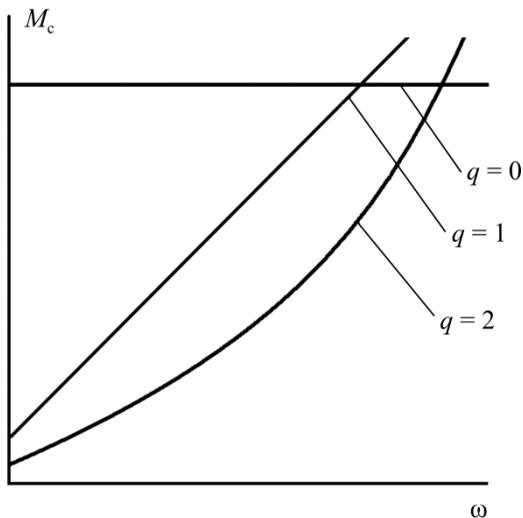


Рис. 36. Зависимости моментов сопротивления производственных механизмов от частоты вращения

Динамический момент $J \frac{d\omega}{dt}$, который входит в правую часть

уравнения движения (4), в зависимости от величин и знаков момента M_d и момента M_c , может быть положительным, отрицательным или равным нулю.

Если динамический момент является положительной величиной, то звенья, входящие в систему электропривода, ускоряются и происходит их разгон.

При отрицательном знаке динамического момента звенья электропривода замедляются, т.е. происходит их торможение.

В случае, когда выполняется условие $M_d = M_c$, динамический момент равен нулю. Звенья электропривода при этом вращаются с постоянной частотой, т.е. в системе электропривода имеет место установившийся режим работы.

Наряду с системами, в которых звенья, образующие электропривод, при работе совершают вращательное движение, приходится встречаться с системами, движущимися поступательно. Примером является электропривод, включающий в себя линейный вентильный двигатель и сочленённый с двигателем плунжерный насос [5].

Исследование движения системы электропривода с поступательным движением входящих в него звеньев следует производить с использованием уравнения сил:

$$F_d - F_c = m \frac{dv}{dt} + \frac{v^2}{2} \frac{dm}{dL},$$

где F_d – движущая сила; F_c – сила статических сопротивлений; m – приведённая масса; v – линейная скорость; L – путь, проходимый системой.

В частном случае, когда приведённая масса движущихся звеньев системы не зависит от пути, уравнение сил упрощается и приводится к виду

$$F_d - F_c = m \frac{dv}{dt}.$$

3.3. Приведение статических моментов и усилий производственных механизмов к валу электрических двигателей

Рассмотрим метод приведения момента производственного механизма M_m к валу электродвигателя для случая простейшей системы, в которую входят электродвигатель, производственный механизм и одноступенчатая зубчатая передача (рис. 37).

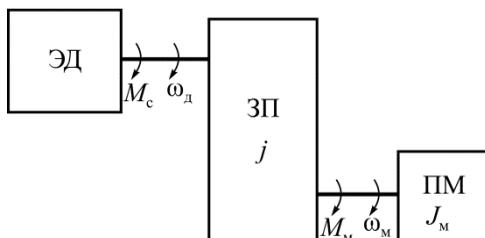


Рис. 37. Схема, поясняющая принцип приведения момента сопротивления производственного механизма к валу электрического двигателя: ЭД – электрический двигатель; ЗП – зубчатая передача; ПМ – производственный механизм

Для данной системы электропривода, если пренебречь потерями в зубчатой передаче, справедливо выражение

$$M_c \omega_d = M_m \omega_m, \quad (5)$$

где M_c – статический момент механизма, приведённый к валу электродвигателя; M_m – статический момент механизма на его валу; ω_d, ω_m – угловая частота вращения вала электродвигателя и вала производственного механизма.

Равенство (5) может быть преобразовано к следующему виду:

$$M_c = M_m / j,$$

где j – передаточное число зубчатой передачи, $j = \omega_d / \omega_m$.

При наличии между электродвигателем и производственным механизмом нескольких передач с передаточными числами j_1, j_2, \dots, j_n статический момент механизма, приведённый к валу электродвигателя, рассчитывается по выражению

$$M_c = M_m / j_1 j_2 \dots j_n.$$

Если рабочий орган производственного механизма движется поступательно со скоростью v_m под действием силы F_m , то значение приведённого к валу электродвигателя статического момента M_c определяется из условия равенства мощностей этих указанных видов движения:

$$M_c \omega_d = F_m v_m.$$

Данное равенство путём преобразования приводится к виду

$$M_c = F_m \frac{v_m}{\omega_d} = \frac{60 F_m v_m}{2\pi n_d}.$$

Приведение статического усилия F_m механизма, рабочие органы которого движутся поступательно со скоростью v_m , к линейной скорости электродвигателя v_d , совершающего поступательное движение, осуществляется по формуле

$$F_c = F_m \frac{v_m}{v_d}.$$

3.4. Приведение моментов инерции звеньев в системе электропривода к одной оси

Момент инерции звена системы электропривода определяется выражением

$$J = m\rho^2,$$

где m – масса звена; ρ – радиус инерции.

Формулы для расчёта радиусов инерции простейших геометрических тел приводятся в учебнике [6]. В частности, для сплошного цилиндра радиусом R радиус инерции

$$\rho = R / \sqrt{2}.$$

Для полого цилиндра с наружным радиусом R и внутренним радиусом r

$$\rho = \sqrt{\frac{R^2 + r^2}{2}}.$$

В уравнение движения (4) входит приведённый момент инерции. При этом под приведённым моментом инерции рассматриваемой системы электропривода понимается момент инерции простейшей системы, состоящей только из элементов, вращающихся с частотой оси, к которой производится приведение и которая обладает запасом кинетической энергии, равным запасу кинетической энергии исходной системы.

На рис. 38 в качестве примера изображена одна из возможных схем электропривода, а на рис. 39 – её приведённая схема.

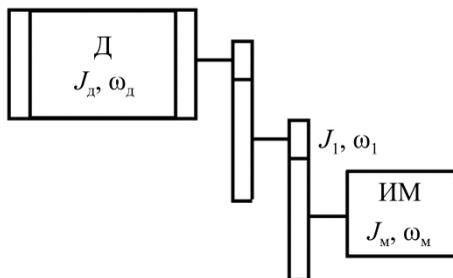


Рис. 38. Приведение моментов инерции звеньев электропривода к валу электрического двигателя: кинематическая схема исходной системы

В соответствии с определением приведённого момента инерции

$$J_{\text{пр}} \frac{\omega_{\text{д}}^2}{2} = J_{\text{дв}} \frac{\omega_{\text{дв}}^2}{2} + J_1 \frac{\omega_1^2}{2} + J_{\text{м}} \frac{\omega_{\text{м}}^2}{2},$$

где $J_{\text{пр}}$ – момент инерции системы электропривода, приведённый к валу двигателя; $J_{\text{дв}}, J_1, J_{\text{м}}$ – моменты инерции двигателя, передачи и исполнительного механизма на соответствующих осях; $\omega_{\text{дв}}, \omega_1, \omega_{\text{м}}$ – угловые частоты вращения двигателя, передачи и исполнительного механизма.

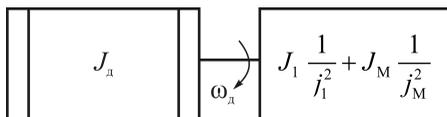


Рис. 39. Приведение моментов инерции звеньев электропривода к валу электрического двигателя: система, приведённая к валу электродвигателя

Исходное уравнение путём несложных преобразований приводится к виду

$$J_{\text{пр}} = J_{\text{дв}} + J_1 \frac{\omega_1^2}{\omega_{\text{дв}}^2} + J_{\text{м}} \frac{\omega_{\text{м}}^2}{\omega_{\text{дв}}^2} = J_{\text{дв}} + J_1 \frac{1}{j_1^2} + J_{\text{м}} \frac{1}{j_{\text{м}}^2},$$

где $j_1, j_{\text{м}}$ – передаточные числа между осью вала двигателя и осями передачи и механизма.

В ряде случаев при определении приведённого момента инерции используется выражение

$$J_{\text{пр}} = \delta J_{\text{дв}} + J_{\text{м}} \frac{1}{j_{\text{м}}^2}.$$

В этом выражении момент инерции передачи J_1 отсутствует, а его влияние на величину приведённого момента инерции учитывается увеличением момента инерции двигателя посредством введения коэффициента δ . Значение коэффициента δ обычно принимается 1,1–1,3.

В теории электропривода часто оперируют не моментами инерции J , а маховыми моментами GD^2 . Переход от момента инерции к маховому моменту осуществляется с использованием формулы

$$GD^2 = 4gJ,$$

где J – момент инерции звена системы электропривода; G – вес звена; D – диаметр инерции; g – ускорение силы тяжести.

Диаметр инерции D и геометрический диаметр звена системы электропривода D_r связаны между собой соотношением

$$D = D_r / \sqrt{2}.$$

Глава 4. Переходные и установившиеся режимы работы электроприводов

4.1. Условия и время запуска в работу

В соответствии с уравнением движения (4) угловое ускорение электропривода производственного механизма

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{M_d - M_c}{J}.$$

Для осуществления успешного запуска системы электропривода из неподвижного состояния необходимо, чтобы угловое ускорение было величиной положительной.

Приведённый момент инерции системы электропривода J является всегда величиной положительной. Поэтому положительному значению углового ускорения отвечает условие

$$M_d - M_c > 0.$$

Данное неравенство выполняется, если момент, развиваемый электродвигателем, по величине будет превышать момент сил сопротивления, т.е. если выполняется условие

$$M_d > M_c.$$

Численные значения ускорения определяются разностью момента электродвигателя и момента сил сопротивления, а также величиной приведённого момента инерции системы электропривода.

В системе электропривода с приведённым моментом инерции J угловое ускорение возрастает с ростом величины разности моментов $M_d - M_c$. Наоборот, уменьшение величины разности моментов $M_d - M_c$ приводит к уменьшению ускорения звеньев системы электропривода.

Рост момента инерции звеньев, входящих в систему электропривода, приводит к увеличению приведённого момента инерции J , что при заданной разности моментов $M_d - M_c$ сопровождается уменьшением величины углового ускорения.

Время запуска системы электропривода из неподвижного состояния до номинальной частоты вращения ω_n находится из решения уравнения движения

$$t = \int_0^{\omega_n} \frac{J d\omega}{M_d - M_c}.$$

Из данного математического выражения следует, что время запуска электропривода из неподвижного состояния до номинальной частоты возрастает с увеличением приведённого момента инерции и номинальной частоты вращения. К увеличению времени запуска приводит также уменьшение разности момента электродвигателя и момента сил сопротивления. Наоборот, увеличение разности моментов $M_d - M_c$ и уменьшение приведённого момента инерции и номинальной частоты вращения способствуют более быстрому разгону системы электропривода.

4.2. Запуск в ход электроприводов с двигателями постоянного тока

Двигатели постоянного тока наиболее часто включаются по схеме, в которой обмотка якоря и обмотка возбуждения включаются параллельно (рис. 40). Преимущественное применение этой схемы

включения электродвигателя во многом объясняется тем, что для работы электродвигателя в данном случае требуется только один источник электрической энергии, в отличие от схемы включения двигателя по схеме с независимым возбуждением, в которой используются два источника. Жёсткость же механических характеристик электродвигателей параллельного и независимого возбуждения практически одинакова. Следовательно, при одинаковом моменте нагрузки на валу электродвигателей их работа будет осуществляться с одинаковой частотой вращения и с одинаковой производительностью работы приводимых производственных механизмов.

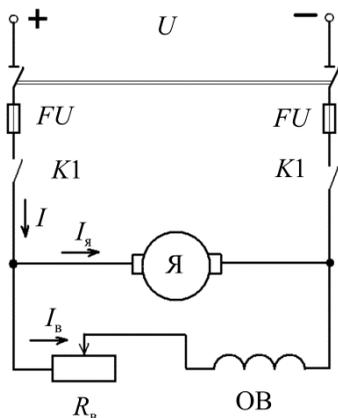


Рис. 40. Схема запуска в ход двигателя постоянного тока параллельного возбуждения

Для двигателя постоянного тока параллельного возбуждения справедливы следующие формулы, которые устанавливают количественные связи между электрическими, магнитными и механическими параметрами:

$$U = E + R_{я} I_{я}, \quad (6)$$

$$I_{я} = \frac{U - E}{R_{я}}, \quad (7)$$

$$E = c_e \Phi_B n_{\text{я}}, \quad (8)$$

$$M_{\text{д}} = c_m I_{\text{я}} \Phi_B, \quad (9)$$

где U – напряжение источника электрической энергии; E – электродвижущая сила, наводимая в обмотке якоря при работе двигателя; $I_{\text{я}}$ – ток в обмотке якоря; $R_{\text{я}}$ – сопротивление цепи якоря; Φ_B – магнитный поток в воздушном зазоре электродвигателя; $n_{\text{я}}$ – частота вращения якоря; $M_{\text{д}}$ – момент, развиваемый двигателем; c_e, c_m – конструктивные постоянные.

Для запуска двигателя из неподвижного состояния необходимо создание вращающего момента $M_{\text{д}}$. Для этого производится включение коммутационного аппарата K (на рис. 40 аппарат не показан), который своими главными контактами K_1 осуществляет подключение обмотки якоря и обмотки возбуждения к напряжению источника электрической энергии постоянного тока. В обмотке якоря и обмотке возбуждения при этом возникают токи $I_{\text{я}}$ и $I_{\text{в}}$. Ток возбуждения $I_{\text{в}}$ создаёт магнитный поток Φ_B , при взаимодействии которого с током якоря $I_{\text{я}}$ и создаётся вращающий (движущий) момент $M_{\text{д}}$.

При выполнении условия $M_{\text{д}} > M_{\text{с}}$ в системе электропривода возникает положительный динамический момент, действие которого обуславливает ускорение всех звеньев электропривода, т.е. будет происходить процесс запуска электропривода.

Остановимся на рассмотрении проблем, с которыми приходится сталкиваться при запуске в работу электроприводов с двигателями постоянного тока.

Для изучения данного вопроса запишем формулы (6)–(9) для состояния электропривода, когда двигатель подключён к источнику электрической энергии, а его якорь, обладая инерционной массой, остаётся неподвижным, т.е. частота его вращения $n_{\text{я}} = 0$:

$$E = c_e \Phi_B n_{\text{я}} = 0,$$

$$I_{\text{я}} = \frac{U - E}{R_{\text{я}}} = \frac{U}{R_{\text{я}}} = I_{\text{я.пуск}},$$

$$M_{\text{д}} = c_{\text{м}} I_{\text{я}} \Phi_{\text{в}} = c_{\text{м}} I_{\text{я.пуск}} \Phi_{\text{в}} = M_{\text{д.пуск}}$$

В неподвижном якоре электродвижущая сила E , наводимая в его обмотке и противодействующая нарастанию тока, равна нулю. При этом ток в обмотке якоря достигает большой величины, которая определяется, как отношение напряжения в питающей сети к сопротивлению якорной цепи. Момент электродвигателя пропорционален току в обмотке якоря и в силу большой величины тока в обмотке якоря также достигает значительных величин.

Протекание по обмотке якоря больших пусковых токов обуславливает возникновение сильного искрения на коллекторе, которое при определённых обстоятельствах может перейти в круговой огонь. Следствием кругового огня является возможное оплавление пластин, из которых выполнен коллектор, и нарушение работы электродвигателя постоянного тока. Протекание пусковых токов по обмотке якоря сопровождается также потерями электрической энергии в сопротивлении якорной цепи, что ведёт не только к нагреву обмотки якоря, но и к снижению коэффициента полезного действия двигателя и системы электропривода в целом.

Большой пусковой момент двигателя обуславливает возникновение значительных угловых ускорений, особенно в электроприводах производственных механизмов с малым моментом сил сопротивления и небольшим моментом инерции. Следствием больших ускорений может явиться поломка механических узлов производственного механизма или промежуточной передачи, установленной между электродвигателем и приводимым механизмом.

Пуск электродвигателя постоянного тока по схеме, представленной на рис. 40, т.е. прямым подключением электродвигателя к напряжению питающей сети, допускается только в электроприводах малой мощности от нескольких сотен ватт до нескольких киловатт.

В электроприводах постоянного тока с двигателями средней и большой мощности принимаются меры по уменьшению пусковых токов.

Одним из способов уменьшения пусковых токов и ограничения величины пускового момента является включение последовательно с обмоткой якоря дополнительного сопротивления R_d . В этом случае в начальный момент пуска двигателя по обмотке якоря будет проходить ток, величина которого находится из выражения

$$I_{\text{я.пуск}} = \frac{U}{R_{\text{я}} + R_d}.$$

Величина сопротивления R_d рассчитывается так, чтобы пусковой ток в момент подключения электродвигателя к питающей сети составлял $2,0-2,5I_{\text{ном}}$, где $I_{\text{ном}}$ – паспортное значение тока якоря. Ограничение тока в обмотке якоря меньшими значениями нецелесообразно, так как одновременно с током уменьшаются момент электродвигателя и угловое ускорение, что приводит к затягиванию во времени процесса пуска.

В ряде случаев сопротивление R_d конструктивно выполняется в виде двух или трёх последовательно включённых резисторов с меньшей величиной сопротивлений. В процессе пуска, когда частота вращения якоря двигателя и электродвижущая сила в обмотке якоря возрастают, а ток в якоре уменьшается, эти сопротивления поочередно выводятся из работы. Такое техническое решение позволяет уменьшить пределы изменения тока в обмотке якоря и момента на валу двигателя в процессе пуска, что приводит к увеличению плавности процесса пуска и сокращению его времени. Управление отдельными резисторами в процессе пуска осуществляется вручную или автоматически.

Уменьшение тока в обмотке якоря и момента двигателя в процессе его запуска из неподвижного состояния возможно также посредством уменьшения напряжения, подводимого к двигателю. С этой целью между питающей сетью и якорем двигателя постоянного тока включается управляемый полупроводниковый выпрямитель УПВ (рис. 41).

В начальный момент запуска, когда частота вращения якоря двигателя и электродвижущая сила в обмотке якоря равны нулю, напряжение на выходе выпрямителя устанавливается минимальным по величине с тем, чтобы ток в обмотке якоря не превышал $2,0-2,5I_{ном}$. В процессе пуска двигателя частота вращения якоря и электродвижущая сила в его обмотке возрастают, а ток в обмотке якоря уменьшается. Для поддержания тока якоря на указанном уровне и сокращения времени разгона электродвигателя напряжение на якоре электродвигателя с помощью выпрямителя плавно увеличивается. По окончании процесса пуска напряжения на якоре двигателя устанавливается равным его номинальному значению.

Для сохранения тока в обмотке возбуждения и магнитного потока в двигателе на уровне своих номинальных значений двигатель в этом случае включается по схеме независимого возбуждения (см. рис. 41).

4.3. Запуск в ход электроприводов с асинхронными электрическими двигателями

Для осуществления процесса пуска асинхронного электродвигателя обмотки фаз статора посредством рубильника S и рабочих контактов K_1 коммутационного аппарата, например, магнитного

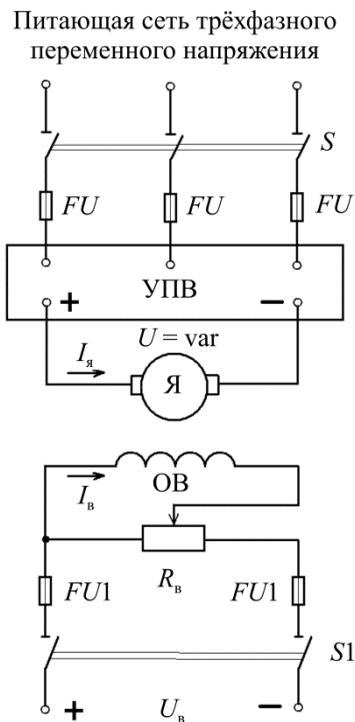


Рис. 41. Электрическая схема, обеспечивающая ограничение пускового тока двигателя постоянного тока независимого возбуждения

пускателя, вакуумного контактора, подключаются к питающей сети трёхфазного переменного напряжения (рис. 42). В обмотках фаз статора под действием напряжения возникают переменные синусоидальные токи, сдвинутые по фазе во времени на 120° . Обмотки фаз статора укладываются в пазы стального сердечника статора по определённой схеме, которая обеспечивает сдвиг осей обмоток фаз в пространстве на 120° . Временной сдвиг по фазе токов в обмотках, а также пространственный сдвиг осей обмоток обеспечивают создание в воздушном зазоре между статором и ротором вращающегося магнитного поля. Это поле при своём вращении пересекает проводники обмотки, размещённой на роторе, и в соответствии

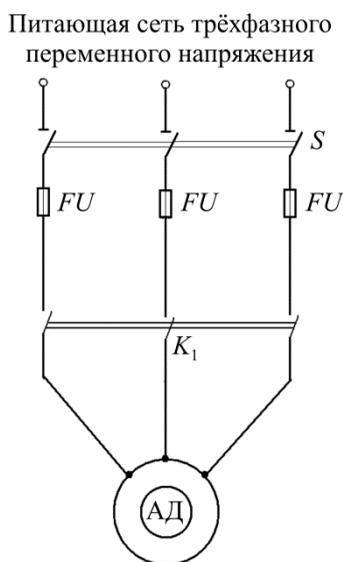


Рис. 42. Электрическая схема запуска в работу асинхронного двигателя с беличьей клеткой ротора

с законом электромагнитной индукции наводит в обмотке ротора электродвижущую силу. Под действием электродвижущей силы в проводниках обмотки ротора возникает электрический ток, который при взаимодействии с вращающимся магнитным полем статора обуславливает создание электромагнитных усилий, действующих на проводники обмотки ротора. Действие электромагнитных сил проводников обмотки ротора приводит к созданию на валу двигателя вращающегося момента. Если вращающий момент по величине превосходит момент, обусловленный силами сопротивления звеньев системы электропривода, будет осуществляться процесс пуска.

Процесс пуска асинхронных электрических двигателей, как и двигателей постоянного тока, связан с рядом проблем.

Для рассмотрения и пояснения сути этих проблем запишем математические выражения, которыми устанавливаются количественные соотношения между электрическими, магнитными и механическими параметрами асинхронных двигателей:

$$n_1 = \frac{60f_1}{p}, \quad n_2 = \frac{60f_1}{p}(1-s),$$

$$s = \frac{n_1 - n_2}{n_1}, \quad f_2 = f_1s,$$

$$E_2 = E_{2к}s, \quad I_2 = \frac{E_{2к}s}{\sqrt{r_2^2 + (x_{2к}s)^2}},$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{10} + \bar{I}'_2, \quad M = c_m \Phi I_2 \cos \varphi_2.$$

В данные формулы входят следующие величины: n_1, n_2 – частота вращения магнитного поля статора и частота вращения ротора; f_1, f_2 – частота тока статора и ротора; s – скольжение; $E_{2к}, E_2$ – электродвижущая сила в обмотке фазы неподвижного и вращающегося ротора; I_1, I_2 – ток фазы статора и фазы вращающегося ротора; I_{10} – ток в фазе статора при работе двигателя без нагрузки на валу; M – электромагнитный момент двигателя; Φ – магнитный поток; $\cos \varphi_2$ – угол сдвига фаз между электродвижущей силой и током фазы ротора; c_m – конструктивная постоянная.

В момент подключения асинхронного двигателя к источнику питания, когда ротор в силу его инерционности остаётся неподвижным,

$$n_2 = 0, \quad s = 1, \quad f_2 = f_1, \quad E_2 = E_{2к},$$

$$I_2 = \frac{E_{2к}}{\sqrt{r_2^2 + (x_{2к})^2}} = I_{2\text{пуск}},$$

$$M = c_m \Phi I_{2\text{пуск}} \cos \varphi_2 = M_{\text{пуск}}, \quad \bar{I}_{1\text{пуск}} = \bar{I}_{10} + \bar{I}'_{2\text{пуск}}.$$

Анализ приведённых данных и выражений показывает, что в момент подключения двигателя частота тока в обмотке ротора равна частоте тока в обмотке статора. При этом в обмотке ротора наводится большая по величине электродвижущая сила $E_{2к}$, под действием которой по обмотке ротора и, как следствие этого, по обмотке статора будут проходить значительные пусковые токи $I_{2пуск}$, $I_{1пуск}$. Для примера, пусковой ток в обмотке статора асинхронных двигателей с беличьей клеткой ротора ряда серий превышает номинальное значение тока статора в 5–8 раз. Пусковой ток в обмотке ротора больше его номинального значения в отношении $1/s_{ном}$, где $s_{ном}$ – номинальное скольжение, $s_{ном} = 0,02 \dots 0,07$.

Протекание значительных по величине пусковых токов по обмоткам ротора и обмоткам статора сопровождается значительными потерями энергии в обмотках и нагревом обмоток. В условиях, когда пуск двигателей оказывается затянутым во времени, что характерно для асинхронных электроприводов с большими приведёнными моментами инерции, температура нагрева обмоток статора может оказаться значительной и явиться причиной оплавления изоляции провода и выхода двигателей из строя.

Кроме того, прохождение пусковых токов асинхронных двигателей по элементам систем внешнего и внутреннего электропитания нефтепромыслов обуславливает потери в них электрической энергии и напряжения. Потери энергии в элементах систем электропитания приводят к снижению коэффициента полезного действия систем передачи электрической энергии, а потери напряжения негативно сказываются на показателях качества электрической энергии. Это негативное влияние процессов пуска асинхронных двигателей особенно сильно проявляется при запуске в ход асинхронных двигателей большой мощности.

Вращающий момент на валу асинхронных двигателей при пуске имеет незначительную величину, что объясняется низкими значениями коэффициента мощности $\cos\varphi_2$. Так, для асинхронных электрических двигателей с беличьей клеткой на роторе пусковой момент равен $1,0-1,2M_{ном}$. Относительно небольшая величина

пускового момента асинхронных двигателей с беличьей клеткой ротора в ряде случаев может явиться причиной, по которой запуск электропривода в работу будет весьма затруднительным или даже невозможным. Особенно это относится к электроприводам производственных механизмов, обладающих значительными инерционными массами входящих в них звеньев, а также к производственным механизмам, создающим на валу электродвигателя большие по величине моменты сопротивления.

В асинхронных электрических двигателях с фазным ротором для уменьшения пускового тока и увеличения пускового момента последовательно с обмотками фаз ротора через контактные кольца и щётки, установленные на кольцах, включаются добавочные сопротивления [7]. Величина добавочного сопротивления рассчитывается таким образом, чтобы в момент времени, соответствующий подключению двигателя к источнику электрической энергии, его вращающий момент составлял не менее $0,8-0,9M_{кр}$, где $M_{кр}$ – критический момент двигателя, $M_{кр} = \lambda M_{ном}$. Коэффициент λ , входящий в правую часть формулы критического момента, представляет перегрузочную способность асинхронного двигателя. Для асинхронных электрических двигателей с фазным ротором, предназначенных для работы в длительном режиме, перегрузочная способность λ составляет $1,7-2,2$.

В асинхронных электроприводах технологических объектов нефтепромыслов добавочное сопротивление в цепи обмотки фазного ротора выполняется в виде трёх или четырёх ступеней сопротивлений меньшей величины. По мере разгона двигателя сопротивления ступеней поочередно выводятся, что позволяет поддерживать ток в обмотке ротора и момент на валу двигателя на определённом более высоком уровне. Рост момента в процессе пуска способствует сокращению непроизводительного времени пуска. Выведение ступеней добавочных сопротивлений в цепи обмотки ротора асинхронных двигателей осуществляется вручную или автоматически.

Для улучшения пусковых характеристик асинхронных двигателей с короткозамкнутой обмоткой ротора используется эффект вытеснения тока в стержнях обмотки ротора. Суть этого эффекта

заключается в неравномерном распределении тока по поперечному сечению стержней обмотки ротора: плотность тока уменьшается в нижней, ближайшей к дну паза, части каждого стержня и увеличивается в верхних частях стержней, обращённых к воздушному зазору. Неравномерное распределение тока по поперечному сечению стержней обуславливает рост электрических потерь в стержнях, что эквивалентно увеличению активного сопротивления обмотки ротора. При этом уменьшаются величины пусковых токов в обмотке ротора и обмотках фаз статора и увеличивается пусковой момент.

Эффект вытеснения тока возрастает с увеличением частоты тока в обмотке ротора и в двигательном режиме работы асинхронных машин становится наибольшим в начальный момент пуска при скольжении $s = 1$, когда частота тока ротора $f_2 = f_1$.

В процессе разгона ротора асинхронного двигателя скольжение и частота тока ротора уменьшаются. Уменьшается также эквивалентное сопротивление обмотки ротора. В номинальном режиме работы асинхронного двигателя его скольжение $s_{\text{ном}} = 0,02 \dots 0,07$, а частота тока ротора $f_2 = 1 \dots 3,5$ Гц. При такой низкой частоте тока в обмотке ротора эффект вытеснения практически не проявляется и ток распределяется равномерно по всему сечению стержней.

Рост сопротивления обмотки ротора под действием эффекта вытеснения тока зависит от высоты стержней обмотки ротора и их конфигурации. Наиболее значительное увеличение сопротивления обмотки ротора достигается в асинхронных двигателях с высокими стержнями обмотки ротора и стержнями фигурной формы, у которых верхняя часть стержней имеет меньшую площадь поперечного сечения по сравнению с нижней.

Улучшение пусковых характеристик асинхронных электродвигателей может быть достигнуто также, если на роторе разместить две обмотки: пусковую и рабочую, каждая из которых выполнена по типу беличьей клетки. Стержни пусковой обмотки располагаются ближе к воздушному зазору и выполняются из материала, обладающего большим удельным электрическим сопротивлением. Стержни рабочей обмотки размещаются в нижней

части пазов ротора и выполняются из материала с малым удельным электрическим сопротивлением. При пуске двигателей в ход частота тока ротора большая и практически весь ток ротора проходит по стержням пусковой обмотки, обладающей большим сопротивлением. При разгоне двигателя частота вращения ротора увеличивается, а частота тока в обмотках ротора уменьшается, что приводит к перераспределению тока между пусковой и рабочей обмотками в соответствии с их активными сопротивлениями.

В асинхронных электрических двигателях с беличьей клеткой ротора, рассчитанных на большие мощности, для уменьшения пусковых токов последовательно с трёхфазной обмоткой статора включаются реакторы или же трёхфазная обмотка статора подключается к сети питающего напряжения через автотрансформатор. В том и другом случаях к обмотке статора при пуске подводится пониженное напряжение, чем и достигается уменьшение пусковых токов. По окончании процесса пуска напряжение на статоре двигателя увеличивается до своего номинального значения.

Вращающий момент асинхронных электрических двигателей пропорционален квадрату величины напряжения, подводимого к обмотке статора. Уменьшение пусковых токов асинхронных двигателей путём включения в цепь статора реакторов и автотрансформаторов сопровождается значительным снижением величины пускового момента двигателя. Поэтому использование реакторов и автотрансформаторов с целью снижения пусковых токов возможно только в электроприводах с малыми по величине моментами от сил сопротивления производственных механизмов.

4.4. Процесс запуска в работу электроприводов с синхронными электрическими двигателями

Основными конструктивными частями синхронных двигателей являются статор и ротор. Статор состоит из корпуса, внутри к которому крепится полый стальной цилиндрический сердечник с пазами на внутренней поверхности. В пазах размещаются катушки трёхфазных обмоток, оси которых сдвинуты в пространстве на

120°. Внутри статора с небольшим воздушным зазором устанавливается ротор. Ротор представляет собой стальной сердечник, на поверхности которого, обращённой к статору, размещаются катушки обмотки возбуждения постоянного тока.

Если трёхфазную обмотку статора подключить к питающей сети трёхфазного переменного тока, а обмотку ротора – к источнику постоянного тока, то при взаимодействии вращающегося магнитного поля статора с постоянным магнитным полем ротора на валу ротора возникнет момент, направление действия которого изменяется с частотой напряжения, питающего обмотку статора. Другими словами, в течение одной половины каждого периода переменного тока, т.е. в течение 0,01 с, момент будет действовать в направлении часовой стрелки, а вторую половину периода – против часовой стрелки. Действие знакопеременного момента на валу ротора, обладающего инерционной массой, не может привести ротор во вращение, т.е. запуск синхронного двигателя в таких обстоятельствах становится невозможным.

Для осуществления запуска синхронных электродвигателей на роторе размещается дополнительная пусковая обмотка, которая выполняется конструктивно по типу беличьей клетки асинхронных двигателей [8]. Укладка на роторе пусковой обмотки превращает синхронный двигатель на период его пуска в асинхронный двигатель с беличьей клеткой ротора. Процесс пуска асинхронных электродвигателей с беличьей клеткой ротора, так же как и проблемы, которые при этом возникают, рассмотрены выше.

Для исключения негативного влияния на процесс пуска знакопеременного момента на валу, создаваемого при взаимодействии вращающегося магнитного поля статора с постоянным магнитным полем ротора, обмотку возбуждения на период разгона до подсинхронной частоты $0,95n_0$, где n_0 – частота вращения магнитного поля статора, отключают от источника постоянного тока. Лишь при достижении ротором частоты вращения $0,95n_0$ в обмотку возбуждения подаётся постоянный ток, обуславливающий при взаимодействии с вращающимся магнитным полем статора элек-

тромагнитный момент и втягивание двигателя в синхронизм. В синхронном режиме работы скольжение ротора относительно магнитного поля статора равно нулю и поэтому электродвижущая сила и ток в пусковой обмотке также равны нулю. Таким образом, беличья клетка на роторе необходима только на время разгона синхронного двигателя до частоты вращения магнитного поля статора n_0 . После втягивания двигателя в синхронизм пусковая обмотка не оказывает влияния на его работу.

Вращающееся магнитное поле статора во время разгона ротора из неподвижного состояния до подсинхронной частоты вращения индуцирует в обмотке возбуждения ротора электродвижущую силу. Вследствие того, что обмотка возбуждения имеет большое количество витков, величина электродвижущей силы может оказаться весьма значительной и явиться причиной пробоя изоляции провода обмотки возбуждения. Во избежание этого обмотку возбуждения ротора на период его разгона до подсинхронной частоты $0,95n_0$ замыкают на разрядный резистор. Величина сопротивления разрядного резистора выбирается из условия обеспечения на обмотке возбуждения напряжения, безопасного для изоляции её провода.

В заключение рассмотрения вопроса пуска синхронных электродвигателей необходимо отметить следующее. Синхронные двигатели приводов механизмов нефтегазовой отрасли имеют номинальные мощности от 800 до десятка тысяч киловатт. Асинхронный пуск таких двигателей с использованием беличьей клетки на роторе связан с прохождением по элементам систем внешнего и внутреннего электроснабжения, а также по обмоткам статора и ротора токов, величины которых, особенно в начальный период пуска, измеряются порой тысячами ампер. Прохождение таких токов по элементам систем внешнего и внутреннего электроснабжения сопровождается падением напряжения на их сопротивлениях, что негативно сказывается на работе потребителей электрической энергии, подключённых к этим системам. Пусковые токи в обмотке статора синхронного двигателя обуславливают возникновение значительных по величине электромагнитных усилий,

действие которых может привести к разрушению элементов обмотки, а протекание пусковых токов в беличьей клетке ротора сопровождается её сильным нагревом и может стать причиной разрушения клетки.

В синхронных электроприводах производственных механизмов с малыми значениями момента сопротивления для уменьшения пусковых токов производят снижение напряжения на статоре на момент пуска с помощью реакторов и автотрансформаторов. Перспективным представляется пуск синхронных электродвигателей с использованием преобразователей частоты [9].

4.5. Условие работы электроприводов с установившейся частотой вращения

Из курса математики известно, что производная от постоянной величины равна нулю. Следовательно, в установившемся режиме работы электроприводов, т.е. в режиме работы с постоянной частотой вращения, выполняется условие

$$\frac{d\omega}{dt} = 0.$$

Данному условию отвечает следующее равенство, вытекающее из уравнения движения:

$$\frac{M_d - M_c}{J} = 0.$$

Момент инерции систем электропривода всегда имеет величину, отличную от нуля. Поэтому работа электропривода с постоянной частотой вращения наступает при соблюдении условия

$$M_d - M_c = 0.$$

Из данного равенства следует

$$M_d = M_c.$$

Следовательно, установившийся режим работы электропривода наступает, когда момент, развиваемый электродвигателем, равен моменту, обусловленному силами сопротивления.

4.6. Регулирование установившейся частоты вращения электроприводов и показателей, характеризующих процесс регулирования

Регулированием называется принудительное изменение частоты вращения звеньев, входящих в систему электропривода, в соответствии с требованиями технологического процесса. В качестве примеров производственных механизмов нефтегазовой отрасли, в которых требуется регулирование частоты вращения, можно назвать буровые лебёдки, буровые насосы, станки-качалки, компрессоры.

Регулировочные свойства электроприводов оцениваются по ряду показателей.

1. *Диапазон регулирования D* , который определяется отношением максимальной частоты вращения к минимальной частоте вращения при данном способе её регулирования, т.е. $D = n_{\max}/n_{\min}$. Величина диапазона регулирования зависит от типа электродвигателя, выбранного способа регулирования частоты и возможностей средств регулирования.

2. *Плавность регулирования*. Она оценивается коэффициентом $K_{\text{пл}}$, представляющим собой отношение частоты вращения на i -й ступени регулирования к частоте вращения на предыдущей $(i-1)$ -й ступени, т.е. $K_{\text{пл}} = n_i/n_{i-1}$. Чем ближе значение коэффициента $K_{\text{пл}}$ к единице, тем выше плавность регулирования.

3. *Стабильность частоты вращения звеньев электропривода*, которая определяется жёсткостью механической характеристики электродвигателя. К примеру, двигатели постоянного тока независимого и параллельного возбуждения, асинхронные электродвигатели при работе на естественных механических характеристиках обеспечивают высокую стабильность частоты вращения. Синхронные двигатели обладают абсолютной стабильностью.

4. *Экономичность регулирования частоты вращения*, зависящая во многом от выбранного способа регулирования. Так, включение резисторов в цепь ротора асинхронного двигателя с контактными кольцами или в цепь якоря двигателей постоянного тока связано с потерями электрической энергии в резисторах. Регулирование частоты вращения асинхронного двигателя с беличьей клеткой ротора изменением частоты напряжения, подводимого к статору, характеризуется небольшими потерями, однако требует для реализации покупки дорогостоящего преобразователя частоты.

5. *Направление регулирования частоты вращения относительно её номинального значения* (может производиться вверх или вниз).

Допустимая нагрузка на электрический двигатель задаётся в паспорте двигателя в виде номинальной мощности и номинального тока. Мощность и ток двигателя, так же как и развиваемый двигателем момент, в процессе регулирования частоты вращения могут изменяться. Однако эти изменения допускаются лишь в пределах, ограниченных паспортными значениями указанных параметров.

Рассмотрим зависимость, которая связывает между собой полезную мощность двигателя, момент на его валу и частоту вращения:

$$P = Mn / 9550.$$

В номинальном (паспортном) режиме работы $M = M_{\text{ном}}$, $n = n_{\text{ном}}$, $P = P_{\text{ном}}$. Работа двигателя в номинальном режиме сопровождается потерями энергии и нагревом его активных частей. При этом температура нагрева активных частей не должна превышать значений, установленных заводом-изготовителем двигателя.

Если требуется регулировать частоту вращения двигателя при условии поддержания момента на валу на уровне $M_{\text{ном}}$, то по мере увеличения частоты вращения от нуля до номинального значения $n_{\text{ном}}$ мощность будет возрастать линейно от нуля до номинальной величины $P_{\text{ном}}$ (рис. 43). Для обеспечения работы двигателя с номинальной мощностью $P_{\text{ном}}$ и частотой вращения, превышающей её номинальное значение, следует уменьшать величину момента (см. рис. 43).

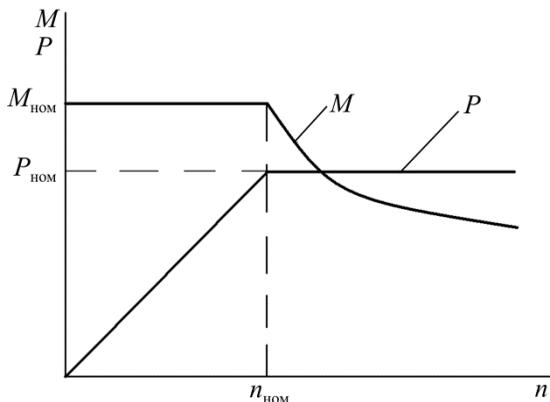


Рис. 43. Режимы работы электропривода с регулированием частоты вращения

Таким образом, работа электропривода с регулированием частоты вращения может осуществляться при постоянном значении момента или при постоянном значении мощности. Режим, при котором обеспечивается постоянство момента, целесообразно использовать, например, в электроприводе буровых насосов, электроприводе станков-качалок. Режим работы с постоянной мощностью используется в электроприводе буровых лебёдок.

Электроприводы вентиляторов, центробежных насосов не допускают регулирования частоты вращения вверх от номинальной частоты, так как мощность, которая требуется для их работы, пропорциональна кубу частоты вращения. Попытка увеличения частоты вращения выше номинальной может привести к значительным перегрузкам электродвигателя и стать причиной выхода его из строя.

4.7. Регулирование частоты вращения электроприводов с двигателями постоянного тока

Запишем уравнение механической характеристики двигателя постоянного тока:

$$n = \frac{U}{c_e \Phi_B} - \frac{R_{\text{я}}}{c_e c_M \Phi_B^2} M,$$

где n – частота вращения якоря; U – напряжение на якоре; $R_{я}$ – сопротивление цепи якоря; $\Phi_{в}$ – магнитный поток; M – момент; c_e , c_m – конструктивные постоянные двигателя. Данное уравнение может быть представлено в следующем виде:

$$n = n_0 - \Delta n,$$

где n_0 – частота вращения якоря двигателя при $M = 0$, т.е. в режиме идеального холостого хода; Δn – изменение частоты вращения, обусловленное наличием момента нагрузки на валу;

$$n_0 = \frac{U}{c_e \Phi_{в}}, \quad (10)$$

$$\Delta n = \frac{R_{я}}{c_e c_m \Phi_{в}^2} M. \quad (11)$$

Из уравнения механической характеристики следует, что частоту вращения якоря двигателя постоянного тока можно регулировать посредством изменения величины одного из следующих параметров: напряжения на якоре U , сопротивления цепи якоря $R_{я}$, магнитного потока $\Phi_{в}$.

Регулирование частоты вращения якоря посредством изменения величины подводимого к якору напряжения. Данный способ осуществляется при следующих условиях: добавочное сопротивление в цепи якоря равно нулю; магнитный поток возбуждения двигателя в процессе регулирования остаётся постоянным, равным своему номинальному значению $\Phi_{в,ном}$.

Практическая реализация данного способа предполагает наличие источника электрической энергии постоянного тока, позволяющего осуществлять регулирование величины вырабатываемого им напряжения.

Одним из возможных источников регулируемого по величине напряжения является генератор постоянного тока (рис. 44).

Питающая сеть
трёхфазного переменного
напряжения

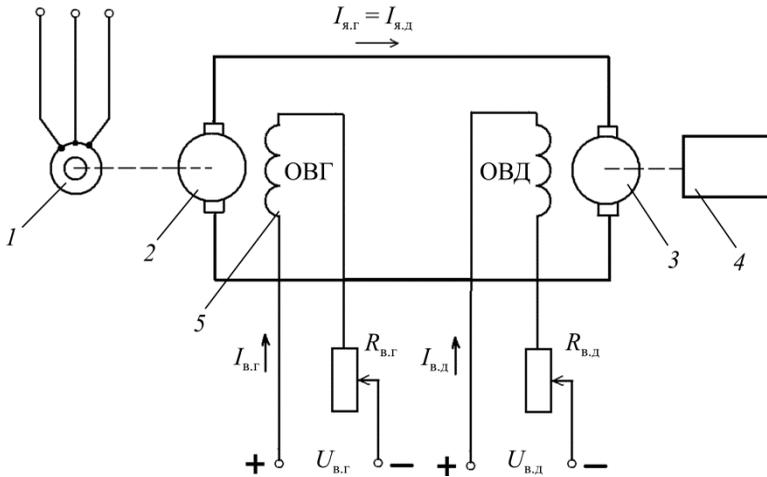


Рис. 44. Регулируемый привод постоянного тока по системе генератор–двигатель: 1 – первичный двигатель; 2 – якорь генератора постоянного тока; 3 – якорь двигателя постоянного тока; 4 – производственный механизм; 5 – обмотка возбуждения генератора

Механическая энергия с вала первичного двигателя, например асинхронного двигателя, передаётся на вал якоря генератора постоянного тока, где происходит её преобразование в электрическую энергию постоянного тока. Электрическая энергия постоянного тока с якоря генератора поступает на якорь двигателя постоянного тока, в котором осуществляется обратный процесс преобразования электрической энергии постоянного тока в механическую энергию. Механическая энергия с вала двигателя передаётся на вал производственного механизма.

Напряжение на якоре двигателя, которое равно напряжению на выходных клеммах якоря генератора, определяется по следующему выражению:

$$U = c_{e,\Gamma} \Phi_{в,\Gamma} n_{\Gamma} - R_{я,\Gamma} I_{я,\Gamma},$$

где $c_{e.г}$ – конструктивная постоянная генератора; $\Phi_{в.г}$ – магнитный поток генератора; $n_г$ – частота вращения якоря генератора, которая равна частоте вращения первичного двигателя; $R_{я.г}$ – сопротивление цепи якоря генератора; $I_{я.г}$ – ток якоря генератора.

Если осуществлять регулирование величины тока $I_{в.г}$ в обмотке возбуждения генератора, то при этом будет изменяться магнитный поток генератора $\Phi_{в.г}$, следовательно, и напряжение на якоре генератора и якоре двигателя. Регулирование величины тока в обмотке возбуждения генератора осуществляется посредством изменения величины сопротивления резистора $R_{в.г}$ (см. рис. 44).

Семейство механических характеристик двигателя постоянного тока, полученных для ряда значений напряжения на якоре двигателя, изображено на рис. 45. На этом же рисунке пунктирной линией приведена механическая характеристика производственного механизма, сочленённого с валом двигателя.

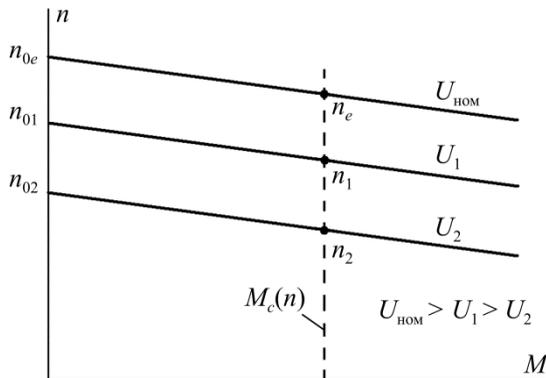


Рис. 45. Механические характеристики двигателя постоянного тока при различных значениях напряжения на якоре

Механическая характеристика двигателя, соответствующая номинальному напряжению на якоре $U_{ном}$, является его естественной механической характеристикой. Характеристики, полученные

при напряжении на якоре, отличном от его номинального значения, являются искусственными механическими характеристиками двигателя.

При номинальном напряжении на якоре двигателя работа электропривода будет осуществляться на естественной механической характеристике с частотой вращения n_e (см. рис. 45). Уменьшение напряжения на якоре двигателя до величины U_1 обуславливает переход двигателя на искусственную механическую характеристику, работа электропривода на которой будет производиться с частотой вращения n_1 , меньшей n_e . Дальнейшее снижение напряжения на якоре двигателя до величины U_2 сопровождается переходом двигателя на вторую искусственную механическую характеристику и уменьшением частоты вращения электропривода до значения n_2 и т.д.

Таким образом, чем меньше напряжение, подводимое к якору двигателя, тем меньше частота вращения якоря двигателя и соединённого с ним производственного механизма. Жёсткость механических характеристик, т.е. их наклон относительно оси момента, при данном способе регулирования частоты вращения двигателя остаётся неизменной. Диапазон регулирования частоты вращения двигателя при постоянном значении момента сил сопротивления на валу составляет 8–10.

Система генератор–двигатель обеспечивает плавность регулирования частоты вращения двигателя и характеризуется высокой экономичностью, так как регулирование осуществляется изменением тока возбуждения генератора, который составляет несколько процентов от номинального тока якоря генератора.

К недостаткам системы генератор–двигатель следует отнести высокую установленную мощность электрических машин, которая равна 3-кратной мощности регулируемого двигателя.

Более совершенной является система, в которой в качестве источника регулируемого напряжения используется выпрямитель, собранный на управляемых полупроводниковых элементах – тиристорах (см. рис. 41). Выпрямитель своим входом подключает-

ся к сети трёхфазного переменного напряжения. К выходным зажимам выпрямителя, между которыми действует постоянное, регулируемое по величине напряжение, подсоединяется якорь двигателя постоянного тока. Обмотка возбуждения двигателя питается от независимого источника постоянного тока.

Механические характеристики двигателя постоянного тока при регулировании напряжения с помощью управляемого выпрямителя практически не отличаются от характеристик, приведённых на рис. 45. Можно лишь указать на несколько большую их жёсткость, что объясняется меньшим сопротивлением выпрямителя по сравнению с сопротивлением цепи якоря генератора постоянного тока.

Использование управляемого полупроводникового выпрямителя взамен генератора постоянного тока и приводного первичного двигателя позволяет уменьшить установленную мощность электрооборудования, увеличить диапазон регулирования частоты вращения двигателя, снизить эксплуатационные расходы, улучшить условия труда персонала производственных объектов за счёт уменьшения шума.

Регулирование частоты вращения двигателя постоянного тока посредством включения в цепь обмотки якоря добавочного сопротивления. Данный способ осуществляется по схеме, приведённой на рис. 46, при соблюдении следующих условий: напряжение на якоре двигателя равно номинальному значению $U_{\text{ном}}$, магнитный поток, созданный током обмотки возбуждения, остаётся постоянным по величине и равным своему паспортному значению $\Phi_{\text{в.ном}}$.

Семейство механических характеристик двигателя постоянного тока, соответствующих различным значениям добавочного сопротивления в цепи якоря, представлено на рис. 47. Пунктиром на рис. 47 изображена механическая характеристика производственного механизма.

Механическая характеристика двигателя постоянного тока при $R_{\text{д}} = 0$ является естественной механической характеристикой. Механические характеристики двигателя постоянного тока, полу-

ченные при введении в цепь якоря добавочных сопротивлений $R_{д1}$, $R_{д2}$, $R_{д3}$, являются его искусственными механическими характеристиками.

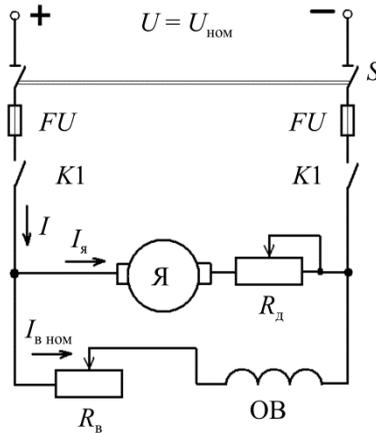


Рис. 46. Электрическая схема включения двигателя постоянного тока при реостатном регулировании частоты вращения якоря

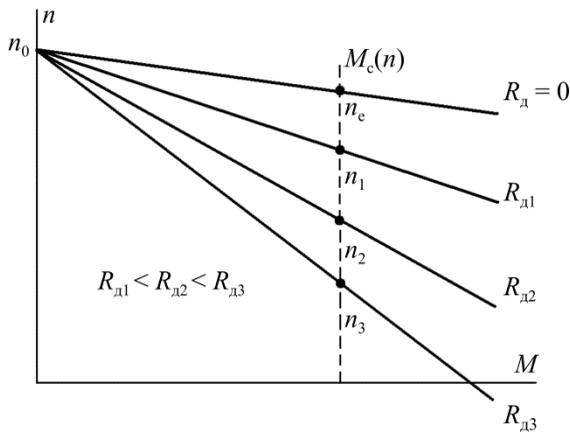


Рис. 47. Механические характеристики двигателя постоянного тока параллельного возбуждения при различных значениях добавочного сопротивления в цепи якоря

Анализ графических зависимостей на рис. 47 показывает, что естественная механическая характеристика и искусственные механические характеристики двигателя исходят из одной и той же точки, которой соответствуют следующие значения параметров: $M = 0$, $n = n_0$. Искусственные механические характеристики двигателя, по сравнению с естественной механической характеристикой, имеют больший наклон к оси момента, т.е. являются менее жёсткими. Причём по мере увеличения добавочного сопротивления в цепи якоря двигателя жёсткость его искусственных механических характеристик уменьшается.

Работа двигателя на естественной механической характеристике осуществляется с частотой n_e . Введение добавочных сопротивлений в цепь якоря двигателя сопровождается переходом двигателя для работы на искусственных механических характеристиках с частотой вращения якоря соответственно n_1 , n_2 , n_3 . Согласно рис. 47 по мере увеличения добавочного сопротивления в цепи якоря частота вращения якоря двигателя уменьшается.

Диапазон регулирования частоты вращения якоря в режиме работы с номинальной нагрузкой на его валу составляет 2,5–3. При снижении момента сопротивления на валу двигателя диапазон регулирования частоты вращения уменьшается.

Плавность регулирования частоты вращения якоря зависит от количества ступеней добавочного сопротивления: с ростом их числа плавность регулирования возрастает. На практике количество ступеней добавочного сопротивления в цепи якоря выбирается равным трём или четырём. Дальнейшее увеличение числа ступеней добавочного сопротивления нерационально, так как приводит к усложнению схемы управления двигателем.

Регулирование частоты двигателей постоянного тока введением в цепь якоря добавочного сопротивления характеризуется простотой и небольшими затратами на электрооборудование, необходимое для его осуществления. К недостаткам способа следует отнести потери энергии в добавочных сопротивлениях, а также небольшой диапазон и низкую плавность регулирования.

Регулирование частоты вращения двигателей постоянного тока независимого и параллельного возбуждения посредством изменения величины магнитного потока. Реализация данного способа осуществляется при выполнении следующих условий: напряжение на якоре двигателя U равно номинальному значению $U_{\text{ном}}$, добавочное сопротивление в цепи якоря $R_{\text{д}}$ равно нулю (см. рис. 40).

Изменение магнитного потока двигателя осуществляется за счёт регулирования величины тока в обмотке возбуждения, что достигается включением в цепь обмотки возбуждения регулируемого по величине добавочного сопротивления $R_{\text{в}}$ (см. рис. 40).

Включение в цепь обмотки возбуждения добавочного сопротивления обуславливает уменьшение тока возбуждения и ослабление магнитного потока. При этом согласно (10), (11) увеличивается частота вращения n_0 и возрастает величина изменения частоты Δn . Искусственная механическая характеристика двигателя постоянного тока при ослабленном магнитном потоке располагается выше естественной механической характеристики. Однако её наклон относительно оси момента увеличен по сравнению с естественной механической характеристикой (рис. 48).

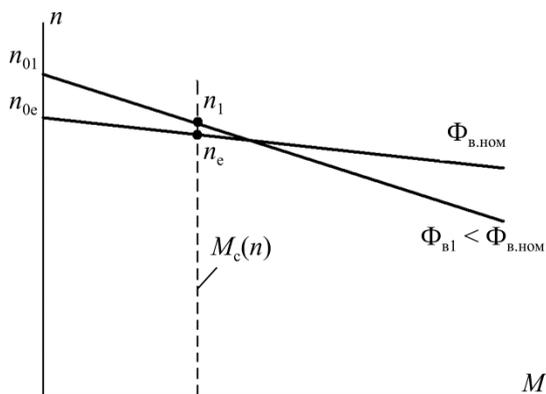


Рис. 48. Механические характеристики двигателя постоянного тока при двух различных значениях магнитного потока возбуждения

Если производственный механизм создаёт на валу двигателя постоянный момент сопротивления (пунктирная линия на рис. 48), то работа электропривода на естественной механической характеристике осуществляется с частотой n_e , а на искусственной механической характеристике с частотой n_1 , которая больше n_e .

Таким образом, ослабление магнитного потока двигателя сопровождается увеличением частоты вращения якоря. Возможный диапазон регулирования частоты вращения составляет 1,5–4. Способ характеризуется экономичностью регулирования, так как осуществляется изменением тока в обмотке возбуждения, который составляет всего несколько процентов номинального тока двигателя.

4.8. Регулирование частоты вращения электроприводов с асинхронными и синхронными двигателями

Частота вращения ротора асинхронных двигателей определяется по выражению

$$n_2 = n_1(1 - s) = \frac{60f_1}{p}(1 - s),$$

где n_1 – частота вращения магнитного поля статора; f_1 – частота напряжения, подводимого к обмотке статора; p – количество пар полюсов обмотки статора; s – скольжение ротора относительно поля статора.

Из приведённого выражения следует, что частоту вращения ротора n_2 можно регулировать посредством изменения одного из следующих параметров: частоты питающего напряжения f_1 , числа пар полюсов обмотки статора p и скольжения s .

Регулирование частоты вращения ротора асинхронного двигателя изменением частоты напряжения, подводимого к обмотке статора. Для практической реализации данного способа требуются преобразователи частоты, в качестве которых используются преимущественно преобразователи, выполненные на базе управляемых полупроводниковых приборов-тиристоров. Входные зажимы преобразователя частоты (рис. 49) подключается к источ-

нику электрической энергии, действующее значение напряжения которого U . Частота напряжения источника f равняется 50 Гц. Выходные клеммы преобразователя частоты, между которыми действует напряжение величиной U_1 и частотой f_1 , подключаются к обмотке статора асинхронного двигателя. Система управления преобразователя частоты в процессе работы асинхронного двигателя обеспечивает реализацию закона $U_1/f_1 = \text{const}$, т.е. одновременно с частотой осуществляется регулирование величины напряжения на обмотке статора. Реализация закона $U_1/f_1 = \text{const}$ позволяет поддерживать величину магнитного потока в воздушном зазоре между статором и ротором асинхронного двигателя на неизменном уровне, что исключает рост намагничивающего тока в обмотке статора и снижение перегрузочной способности двигателя.

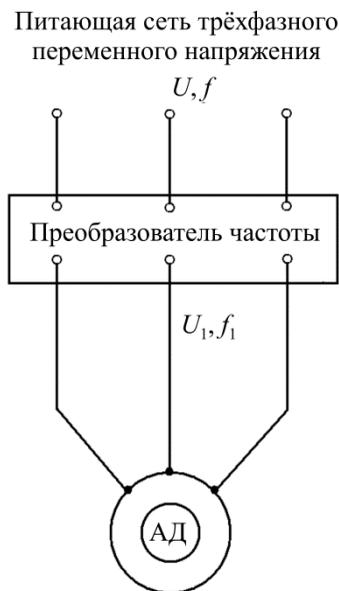


Рис. 49. Электрическая схема включения асинхронного двигателя через преобразователь частоты

Отступление от закона регулирования $U_1/f_1 = \text{const}$ целесообразно только в случаях, когда момент от сил сопротивления быстро уменьшается по мере снижения частоты вращения ротора, например в случае асинхронных электроприводов насосов и вентиляторов. В этом случае более быстрое уменьшение U_1 по сравнению с f_1 приводит к снижению магнитного потока асинхронного двигателя, что обеспечивает повышение коэффициента мощности и коэффициента полезного действия. Уменьшение же критического момента, вызванное ослаблением магнитного потока, не нарушает нормальную работу асинхронных электроприводов, т.е. не является опасным.

Механические характеристики асинхронного двигателя, полученные при регулировании частоты и величины напряжения на обмотке статора, приведены на рис. 50. Естественной механической характеристикой асинхронного двигателя является такая характеристика, которая получена при номинальной частоте напряжения на статоре 50 Гц. Механические характеристики двигателя, соответствующие частоте напряжения статора 60, 40, 30 Гц, представляют его искусственные механические характеристики. Пунктирной линией на рис. 50 изображена механическая характеристика производственного механизма, сочленённого с валом асинхронного двигателя.

Графические зависимости (см. рис. 50) показывают, что при номинальной частоте напряжения на статоре двигателя 50 Гц ротор двигателя и сочленённый с ротором вал производственного механизма вращаются с частотой n_e . Увеличение частоты напряжения статора до 60 Гц сопровождается увеличением частоты вращения ротора и вала производственного механизма до значения n_1 . Наоборот, уменьшение частоты напряжения на обмотке статора соответственно до 40 и 30 Гц обуславливает снижение частоты вращения ротора и вала производственного механизма до значений n_2 и n_3 .

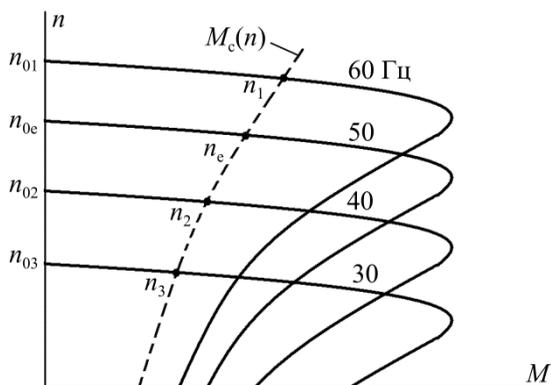


Рис. 50. Семейство механических характеристик асинхронного двигателя, соответствующих различным значениям частоты напряжения на обмотке статора

Таким образом, увеличение частоты напряжения на обмотке статора асинхронного двигателя, по сравнению с её номинальным значением 50 Гц, сопровождается увеличением частоты вращения ротора и вала производственного механизма. Наоборот, уменьшение частоты напряжения, подводимого к обмотке статора, приводит к снижению частоты вращения ротора и сочленённого с ротором вала производственного механизма.

Регулирование частоты вращения ротора асинхронных двигателей изменением частоты напряжения на обмотке статора характеризуется высокой плавностью и экономичностью регулирования. К недостаткам способа относится высокая стоимость преобразователя частоты и негативное влияние преобразователя частоты на качество напряжения в питающей сети, особенно в случае глубокого регулирования частоты вращения ротора.

Способ регулирования частоты вращения ротора посредством изменения частоты питающего напряжения используется преимущественно в электроприводах с асинхронными двигателями с беличьей клеткой ротора. Не исключается, однако, применение преобразователей частоты для регулирования частоты вращения ротора асинхронных двигателей с контактными кольцами.

Регулирование частоты вращения ротора асинхронных электрических двигателей изменением количества пар полюсов обмотки статора. К данному способу регулирования частоты вращения ротора прибегают в электроприводах производственных механизмов, не требующих плавного регулирования частоты вращения и работа которых осуществляется от асинхронных электродвигателей с беличьей клеткой ротора.

Изменение числа пар полюсов обмотки статора асинхронного двигателя достигается двумя способами:

- 1) размещением в пазах статора одной трёхфазной обмотки специального типа, позволяющей изменять схему соединения секций, образующих обмотку статора;
- 2) укладкой в пазы статора двух трёхфазных обмоток, изолированных друг относительно друга.

Асинхронные двигатели с изменением количества пар полюсов обмотки статора принято называть многоскоростными, так как при заданном моменте от сил сопротивления они позволяют получать две, три или четыре различные частоты вращения ротора.

Двухскоростные двигатели изготавливаются с одной трёхфазной обмоткой на статоре с переключением числа пар полюсов в отношении 2/1.

В трёхскоростных двигателях в пазах статора размещаются две трёхфазные обмотки, одна из которых выполняется с возможностью переключения количества пар полюсов в отношении 2/1.

Четырёхскоростные асинхронные двигатели имеют на статоре две трёхфазные обмотки, каждая из которых выполняется с возможностью переключения количества пар полюсов в отношении 2/1. Например, асинхронный электродвигатель с частотой питающего напряжения 50 Гц и синхронными частотами вращения магнитного поля статора 1500, 1000, 750, 500 мин⁻¹ имеет на статоре две трёхфазные обмотки, одна из которых позволяет получить две и четыре пары полюсов, а вторая – три и шесть пар полюсов.

Механические характеристики двухскоростного асинхронного двигателя изображены на рис. 51 сплошными линиями. Пунктирной линией на этом рисунке показана механическая характеристика производственного механизма, приводимого в работу асинхронным двигателем.

Согласно рис. 51 при $p = 1$ ротор асинхронного двигателя вращается с частотой n_1 , а при $p = 2$ – с частотой n_2 . При этом n_2 в два раза меньше n_1 . Следовательно, увеличение количества пар полюсов обмотки статора в два раза приводит к уменьшению частоты вращения ротора также в два раза.

Способ регулирования частоты вращения асинхронных двигателей изменением числа пар полюсов обмотки статора характеризуется простотой и экономичностью. Вместе с тем вес и стоимость многоскоростных асинхронных двигателей несколько больше, чем у односкоростных асинхронных двигателей той же мощности. Значения энергетических показателей многоскоростных асинхронных двигателей ниже, чем односкоростных. К недос-

таткам многоскоростных асинхронных двигателей следует отнести также то, что при их использовании осуществляется ступенчатое регулирование частоты вращения ротора и частоты вращения производственных механизмов, приводимых этими двигателями.

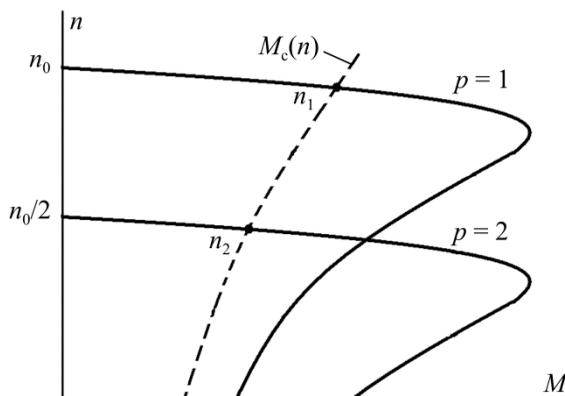


Рис. 51. Механические характеристики асинхронного двигателя, соответствующие двум значениям числа пар полюсов обмотки статора

На предприятиях нефтяной и газовой отраслей многоскоростные асинхронные двигатели применяются, например, на станках-качалках, посредством которых осуществляется работа штанговых скважинных насосных установок.

Регулирование частоты вращения ротора асинхронного двигателя посредством изменения величины скольжения. Данный способ регулирования частоты вращения применяется только в асинхронных двигателях с фазным ротором. Для реализации этого способа последовательно с обмотками фаз ротора через контактные кольца и щётки, наложенные на кольца, включаются добавочные сопротивления $r_{д1}$, $r_{д2}$ (рис. 52).

Естественная механическая характеристика асинхронного двигателя с контактными кольцами и две искусственные механические характеристики, полученные посредством включения в цепь ротора добавочных сопротивлений, приведены на рис. 53.

Питающая сеть трёхфазного переменного напряжения

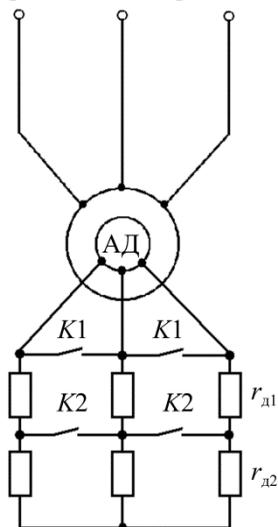


Рис. 52. Схема включения асинхронного двигателя с контактными кольцами при реостатном регулировании частоты вращения ротора

Естественная механическая характеристика 1 соответствует состоянию двигателя, когда добавочные сопротивления в цепи ротора выведены, т.е. контакты $K1$, $K2$ коммутационных аппаратов замкнуты (см. рис. 52).

Искусственная механическая характеристика 2 получена при включении последовательно с обмотками фаз ротора добавочного сопротивления $r_{д1}$ (контакты $K2$ замкнуты, контакты $K1$ разомкнуты). Искусственная механическая характеристика 3 соответствует включению последовательно с обмотками фаз ротора добавочного сопротивления ($r_{д1} + r_{д2}$) (контакты $K1$, $K2$ разомкнуты).

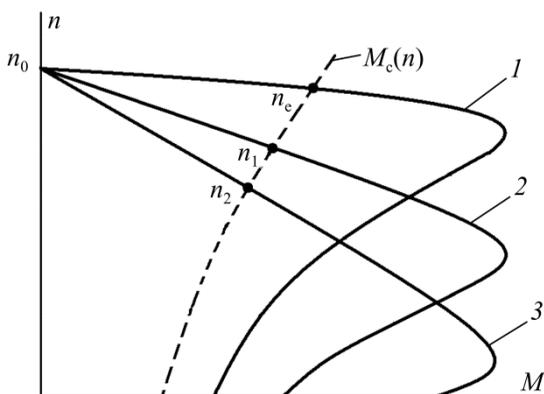


Рис. 53. Механические характеристики асинхронного двигателя с контактными кольцами, соответствующие различным значениям добавочного сопротивления в цепи ротора

Механическая характеристика производственного механизма, сочленённого с валом асинхронного электродвигателя, на рис. 53 изображена пунктирной линией.

Согласно рис. 53 работа электропривода на естественной механической характеристике осуществляется с постоянной (установившейся) частотой вращения n_c . Введение в цепь обмотки ротора добавочного сопротивления $r_{д1}$ приводит к уменьшению установившейся частоты вращения ротора до величины n_1 . К дальнейшему снижению установившейся частоты вращения ротора до величины n_2 приводит включение последовательно с обмотками фаз ротора добавочного сопротивления $(r_{д1} + r_{д2})$.

Таким образом, с ростом величины добавочного сопротивления в цепи обмотки ротора частота вращения ротора уменьшается. Наоборот, уменьшение величины добавочного сопротивления в цепи ротора приводит к увеличению частоты его вращения.

Достоинство реостатного способа – простота реализации.

Недостатки способа регулирования частоты вращения ротора введением в цепь обмоток фаз ротора добавочных сопротивлений сводятся к следующему:

- жёсткость механических характеристик уменьшается по мере увеличения добавочного сопротивления в цепи обмотки ротора;
- диапазон регулирования частоты вращения ротора зависит от величины момента, обусловленного силами сопротивления: с уменьшением момента сил сопротивления диапазон регулирования уменьшается;
- работа двигателя на искусственных механических характеристиках сопровождается потерями электрической энергии в добавочных сопротивлениях, что негативно отражается на энергетике двигателя.

На практике данный способ регулирования частоты вращения асинхронных двигателей используется при незначительной продолжительности работы с пониженной частотой, а также в том случае, когда не требуется плавность регулирования частоты, например в электроприводе буровых лебёдок.

Регулирование частоты вращения ротора синхронных электродвигателей. Частота вращения ротора синхронных двигателей находится по выражению

$$n_2 = n_1 = \frac{60 f_1}{p}.$$

Анализ данного выражения показывает, что частота вращения ротора синхронного двигателя зависит от частоты напряжения f_1 , подводимого к обмотке статора, и от количества пар полюсов p обмотки статора.

Регулирование частоты вращения ротора за счёт изменения количества пар полюсов обмотки статора практически не может быть реализовано. Объясняется это тем, что одновременно с изменением числа пар полюсов обмотки статора необходимо производить переключение катушек обмотки ротора для получения того же количества пар полюсов на роторе, что и на статоре. При работе синхронного двигателя это сделать невозможно.

Регулирование частоты напряжения на обмотке статора синхронного двигателя осуществляется аналогично асинхронным двигателям. В этом случае также необходим преобразователь частоты, с помощью которого производится регулирование частоты и величины напряжения на обмотке статора, что обеспечивает поддержание постоянного по величине магнитного потока в зазоре двигателя.

Синхронные электродвигатели, которые находятся в эксплуатации на предприятиях нефтяной и газовой отраслей промышленности, характеризуются номинальными мощностями от нескольких сотен до нескольких тысяч киловатт. Поэтому преобразователи частоты для таких двигателей являются сложными и дорогостоящими электротехническими устройствами, обслуживание которых должно производиться силами высококвалифицированного персонала.

Применяется регулируемый синхронный электропривод на ответственных объектах, например на компрессорных станциях магистральных газопроводов.

4.9. Условия торможения электроприводов

Свободный выбег электропривода. Момент M_d , развиваемый электродвигателем при его отключении от источника электрической энергии, равен нулю и уравнение движения (4) при этом принимает вид

$$\frac{d\omega}{dt} = -\frac{M_c}{J}.$$

Согласно данному выражению угловое ускорение является отрицательным, т.е. при отключении двигателя начинается замедление звеньев системы электропривода. Величина отрицательного углового ускорения, т.е. интенсивность замедления, определяется значением момента сил сопротивления и величиной момента инерции звеньев электропривода. Если момент сил сопротивления на валу электродвигателя невелик, то останов электропривода будет осуществляться медленно, а время остановки электропривода, которое является непроизводительным, может оказаться существенным. Увеличению времени останова электропривода способствует также большой момент инерции звеньев системы электропривода. Следовательно, к свободному выбегу электроприводов целесообразно прибегать при значительных моментах от сил сопротивления и при малых по величине моментах инерции звеньев электропривода.

Тормозные режимы работы электроприводов. В режимах торможения момент, развиваемый электродвигателем, действует в направлении, противоположном направлению вращения, а угловое ускорение электропривода является отрицательным. Уравнение движения электроприводов для тормозных режимов работы записывается в виде

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{-M_d - M_c}{J}.$$

Согласно данной записи уравнения движения перевод электрического двигателя в режим торможения сопровождается увели-

чением числителя правой части уравнения, что при заданном моменте инерции системы электропривода способствует росту величины замедления и более интенсивному его торможению.

4.10. Тормозные режимы работы электроприводов с двигателями постоянного тока

Момент на валу двигателей постоянного тока рассчитывается по формуле

$$M_d = c_m I_{я} \Phi_{в}.$$

Изменение знака момента двигателя возможно двумя путями:

1) посредством изменения направления тока в обмотке якоря при неизменном направлении магнитного потока обмотки возбуждения;

2) посредством изменения направления магнитного потока обмотки возбуждения при сохранении направления тока в обмотке якоря.

Торможение противовключением двигателей постоянного тока. Практическая реализация данного режима торможения двигателей постоянного тока связана с изменением полярности напряжения, подводимого к обмотке якоря. Для этого посредством схемы управления двигателем производится отключение контактора $K1$ и включение контактора $K2$ (рис. 54). После такого переключения направление тока в обмотке якоря изменяется на противоположное, а ток возбуждения и магнитный поток, созданный этим током, сохраняют своё направление.

Уравнение, описывающее электрическое состояние цепи обмотки якоря в данном режиме работы, имеет вид

$$I_{я} = \frac{-U - E_{я}}{R_{я}}.$$

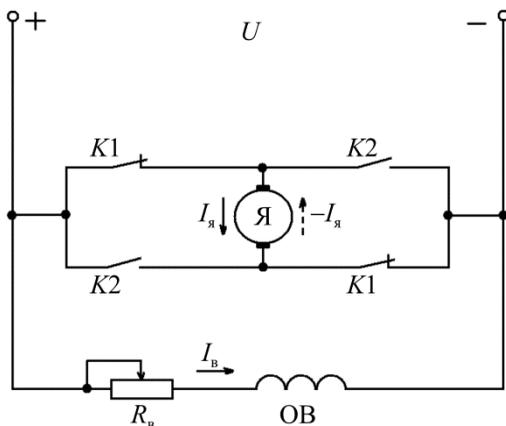


Рис. 54. Схема включения двигателя постоянного тока параллельного возбуждения, обеспечивающая режим торможения противовключением

Поскольку напряжение U и электродвижущая сила $E_{\text{я}}$ имеют одинаковые знаки, то ток в обмотке якоря в режиме противовключения достигает больших значений, превышающих в начальный момент торможения пусковой ток двигателя практически в два раза. Прохождение больших токов по обмотке якоря сопровождается сильным искрением на коллекторе двигателя. Кроме того, большие токи в обмотке якоря обуславливают возникновение ударных моментов в звеньях кинематической цепи электропривода, что может привести к поломке отдельных узлов кинематической цепи.

Ограничение тока в обмотке якоря в режиме торможения противовключением возможно за счёт увеличения сопротивления участка электрической цепи, по которой проходит ток якоря. На практике это достигается включением последовательно с обмоткой якоря резистора с сопротивлением $R_{\text{п}}$ (на рис. 54 резистор не показан).

Ток, проходящий по обмотке якоря при включении резистора $R_{\text{п}}$, рассчитывается по выражению

$$I_{\text{я}} = \frac{-U - E_{\text{я}}}{R_{\text{я}} + R_{\text{п}}}.$$

Механическая характеристика двигателя постоянного тока в режиме торможения противовключением располагается во второй четверти декартовой плоскости координат (рис. 55). В первой четверти этой плоскости сплошной линией изображена механическая характеристика, соответствующая двигательному режиму работы, а пунктирной линией – механическая характеристика механизма, сочленённого с валом двигателя.

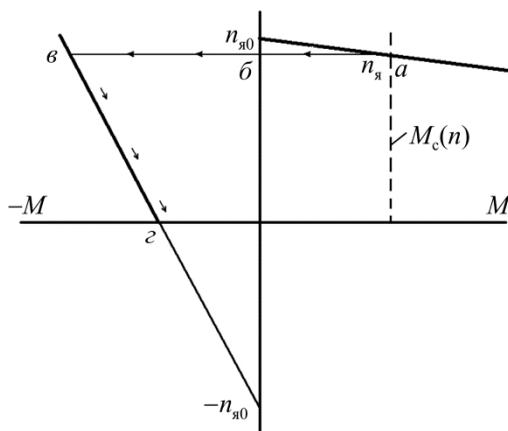


Рис. 55. Иллюстрация перехода двигателя постоянного тока параллельного возбуждения из двигательного режима работы в режим торможения противовключением

До торможения работа двигателя и системы электропривода протекала с частотой вращения $n_{я}$ (точка a). Изменение полярности напряжения на обмотке якоря и направления тока в ней обуславливает возникновение в системе электропривода тормозного (отрицательного) момента, величина которого на рис. 55 показана отрезком $бв$. Переход из двигательного режима работы (точка a) в режим торможения противовключением (точка $в$) осуществляется при частоте вращения якоря $n_{я}$, что объясняется инерционностью системы электропривода. Тормозной момент электродвигателя совместно с моментом сил сопротивления приводимого меха-

низма обуславливают интенсивное торможение и быстрое уменьшение частоты вращения якоря (отрезок νz). В точке z (см. рис. 55) якорь останавливается. Процесс торможения заканчивается и для исключения разбега двигателя в противоположном направлении, т.е. для предотвращения реверсирования двигателя, его необходимо отключить от питающей сети постоянного тока и зафиксировать неподвижный якорь с помощью механического тормоза.

Перевод двигателей постоянного тока в режим торможения противовключением посредством изменения направления магнитного потока возбуждения на практике практически не применяется. Объясняется это большой индуктивностью обмотки возбуждения и, как следствие, затянутым во времени процессом изменения направления тока в обмотке возбуждения, что снижает эффективность торможения.

К достоинствам торможения изменением направления тока в обмотке якоря относится простота реализации и высокая эффективность торможения.

Недостатком способа является необходимость включения добавочного сопротивления в цепь якоря и значительные потери электрической энергии в процессе торможения.

Динамическое торможение двигателей постоянного тока. Для осуществления динамического торможения якорь двигателя посредством контактов контактора $K1$ отключается от источника электрической энергии постоянного тока, а контактом контактора $K2$ подключается на резистор с сопротивлением R_d . Обмотка возбуждения двигателя остаётся подключённой к источнику постоянного напряжения U_B (рис. 56).

Процесс динамического торможения описывается следующими аналитическими выражениями:

$$E = c_e \Phi_B n_{я},$$

$$I_{я} = \frac{U - E}{R_{я} + R_d} = \frac{-E}{R_{я} + R_d} = -I_{я},$$

$$M_{\text{д}} = -c_{\text{м}} I_{\text{я}} \Phi_{\text{в}},$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{-M_{\text{д}} - M_{\text{с}}}{J}.$$

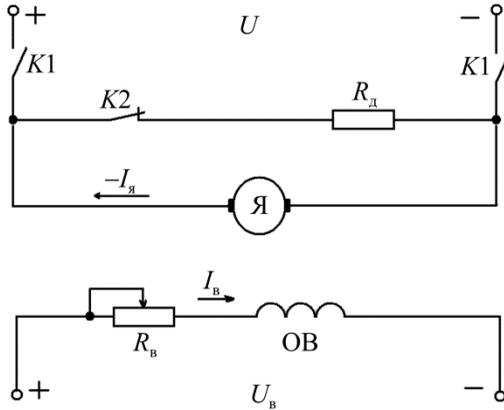


Рис. 56. Схема включения двигателя постоянного тока независимого возбуждения, обеспечивающая режим динамического торможения

Механическая характеристика двигателя постоянного тока, соответствующая двигательному режиму его работы, и механическая характеристика механизма, приводимого в работу двигателем, располагаются в первой четверти декартовой плоскости координат (рис. 57). Механическая характеристика двигателя, соответствующая режиму динамического торможения, изображена на рис. 57 во второй четверти декартовой плоскости координат.

Процесс динамического торможения протекает следующим образом. Предположим, что до торможения якорь двигателя и входной вал производственного механизма, сочленённый с валом двигателя, вращались с частотой $n_{\text{я}}$, т.е. их работа осуществлялась в точке a (см. рис. 57). Во вращающемся якоре и вращающихся звеньях производственного механизма при этом запасалась кинетическая

энергия, величина которой определяется частотой вращения и приведённым моментом инерции системы электропривода.

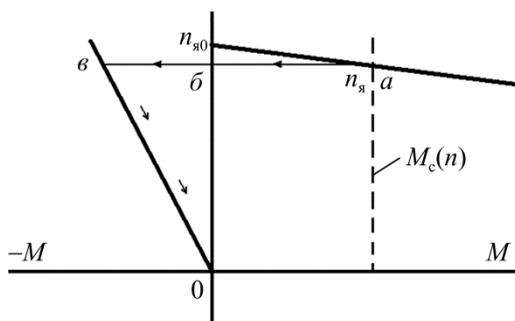


Рис. 57. Иллюстрация перехода двигателя постоянного тока независимого возбуждения из двигательного режима работы в режим динамического торможения

При поступлении команды на производство торможения отключается контактор $K1$ и включается контактор $K2$ (см. рис. 56). В отключённом положении контактора $K1$ напряжение U на обмотке якоря становится равным нулю. Однако в обмотке якоря, который вращается по инерции, магнитным потоком обмотки возбуждения наводится электродвижущая сила E , под действием которой по обмотке якоря будет проходить ток. Направление этого тока противоположно, по сравнению с направлением тока в обмотке якоря в двигательном режиме работы. Объясняется это тем, что в режиме динамического торможения направление тока в обмотке якоря определяется направлением действия электродвижущей силы, а в двигательном режиме – полярностью источника электрической энергии. Изменение направления тока в обмотке якоря при условии, что направление тока в обмотке возбуждения остаётся прежним, приводит к изменению характера момента: момент становится тормозным (см. рис. 57). Тормозной момент электродвигателя совместно с моментом сил сопротивления производственного механизма обуславливают замедление электропривода и уменьшение частоты враще-

ния якоря и звеньев производственного механизма (см. рис. 57). Процесс торможения заканчивается при частоте вращения якоря и звеньев производственного механизма, равной нулю.

Рассмотренный способ торможения характеризуется достаточной эффективностью и экономичностью. При его использовании исключается возможность реверсирования электропривода. Вместе с тем следует отметить, что в процессе торможения, когда частота вращения якоря двигателя и звеньев производственного механизма уменьшается, снижается ток и тормозной момент двигателя. Поэтому при низких частотах вращения якоря интенсивность торможения падает. Это является недостатком данного способа торможения.

Генераторное торможение двигателей постоянного тока. Необходимым условием перехода двигателей постоянного тока в режим генераторного торможения является превышение частоты вращения якоря $n_{я}$ над частотой его вращения в режиме идеального холостого хода $n_{я0}$. Это возможно, например, при опускании колонны бурильных труб в скважину, когда момент на валу лебёдки от веса колонны и момент электрического двигателя лебёдки действуют в одном и том же направлении. Причём необходимо также выполнение условия, чтобы момент на валу лебёдки, обусловленный весом колонны бурильных труб, по величине превышал момент от всех сил сопротивления системы электропривода, препятствующих опусканию колонны.

При выполнении условия $n_{я} > n_{я0}$ электродвижущая сила обмотки якоря по величине оказывается больше напряжения, приложенного к обмотке якоря, т.е. $E > U$. Это приводит к изменению направления тока в обмотке якоря и, как следствие, к изменению знака момента двигателя постоянного тока, который становится тормозным. Действие тормозного момента двигателя ограничивает скорость опускания колонны бурильных труб.

С физической точки зрения, когда выполняется условие $n_{я} > n_{я0}$, двигатель постоянного тока переходит в режим работы генератором, осуществляя преобразование потенциальной энергии

спускаемой колонны бурильных труб в электрическую энергию. Электрическая энергия отдаётся в сеть постоянного тока.

На рис. 58 приведены механические характеристики двигателя постоянного тока, соответствующие двигательному режиму работы (первая четверть) и работе генератором (вторая четверть). Переход из двигательного режима работы в режим генераторного торможения осуществляется автоматически, если выполняется условие $n_{я} > n_{я0}$.

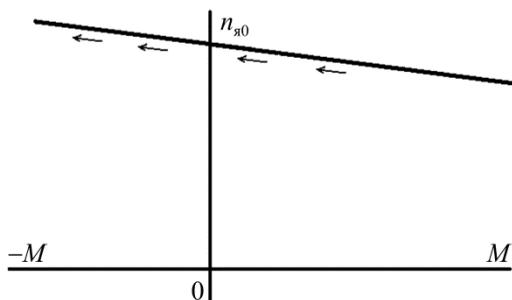


Рис. 58. Иллюстрация перехода двигателя постоянного тока параллельного (независимого) возбуждения из двигательного режима работы в режим генераторного торможения

Достоинством генераторного торможения двигателей постоянного тока является его высокая экономичность. К недостатку способа можно отнести то, что его использование возможно в электроприводах незначительной группы производственных механизмов.

4.11. Тормозные режимы электроприводов с асинхронными и синхронными электрическими двигателями

Торможение асинхронных двигателей противовключением. Для осуществления торможения противовключением ротора работающего асинхронного двигателя и сочленённого с валом ротора производственного механизма производится отключение коммутационного аппарата $K1$ и последующее включение коммутационного аппарата $K2$ (рис. 59). Выполнение этих операций при-

водит к изменению чередования фаз напряжения, подводимого к трёхфазной обмотке статора асинхронного двигателя, и изменению направления вращения магнитного поля в зазоре между статором и ротором.

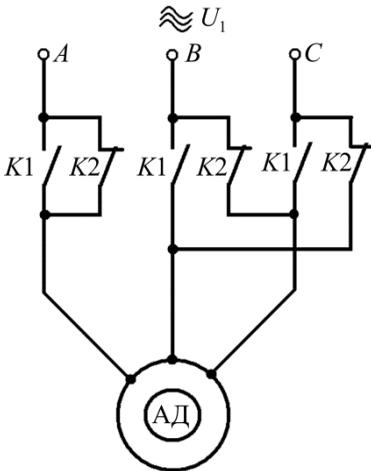


Рис. 59. Схема включения асинхронного двигателя с беличьей клеткой на роторе, обеспечивающая режим торможения противовключением

Вращающийся ротор двигателя и вращающиеся звенья производственного механизма, обладая инерционными массами, продолжают вращение в направлении, которое они имели до производства переключений. Магнитное поле статора, вращающееся в направлении, противоположном вращению ротора, стремится увлечь ротор за собой. В результате на валу ротора возникает тормозной момент, под действием которого частота вращения ротора двигателя и звеньев производственного механизма уменьшается, т.е. происходит процесс торможения.

Механическая характеристика асинхронного двигателя, соответствующая вращению магнитного поля в направлении часовой стрелки, располагается в первой и четвёртой четвертях декартовой плоскости координат (рис. 60). Механическая характеристика того же двигателя, соответствующая вращению магнитного поля против часовой стрелки, располагается во второй и третьей четвертях декартовой плоскости координат (см. рис. 60). Механическая характеристика производственного механизма показана на рис. 60 пунктирной линией в первой четверти декартовой плоскости координат.

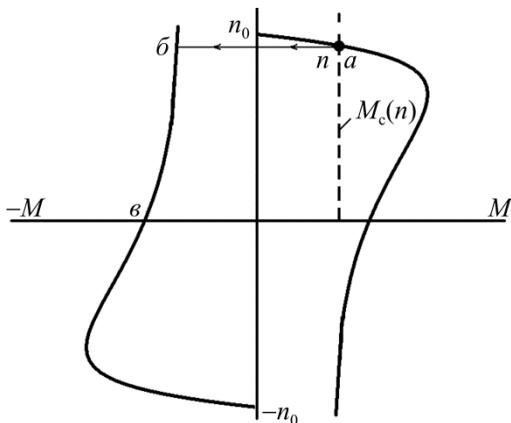


Рис. 60. Иллюстрация перехода асинхронного двигателя из двигательного режима работы в режим торможения противовключением

Работа электропривода до торможения осуществлялась с установившейся частотой вращения n , которая соответствует равенству вращающегося момента двигателя и момента от сил сопротивления (см. рис. 60, точка a).

В момент переключения коммутационных аппаратов $K1$ и $K2$ (см. рис. 59) частота вращения ротора асинхронного двигателя и частота вращения звеньев производственного механизма сохраняются, а момент на валу асинхронного двигателя изменяет направление своего действия и становится тормозным (отрицательным). Работа электропривода, соответствующая данному его состоянию, будет осуществляться в точке b (см. рис. 60). Далее начинается непосредственно процесс торможения, в ходе которого частота вращения ротора двигателя и частота вращения звеньев производственного механизма уменьшаются (см. рис. 60, участок bv). В точке v ротор электродвигателя и звенья производственного механизма останавливаются и в этот момент времени необходимо произвести отключение обмотки статора асинхронного двигателя от питающей сети трёхфазного переменного тока. Практически это достигается отключением коммутационного аппарата $K2$ (см. рис. 59).

В механизмах, создающих на валу ротора асинхронного двигателя потенциальный статический момент, для предотвращения реверса после отключения двигателя необходимо зафиксировать вал ротора с помощью механического тормоза.

Способ торможения асинхронных электрических двигателей противовключением характеризуется простотой реализации и высокой эффективностью.

К недостаткам рассматриваемого способа торможения следует отнести сильный нагрев обмоток статора и ротора и возможность реверса двигателя при несвоевременном отключении обмотки статора от источника электрической энергии.

Динамическое торможение асинхронных двигателей. Для перевода асинхронного электродвигателя из двигательного режима работы в режим динамического торможения необходимо отключить коммутационный аппарат $K1$ и включить коммутационный аппарат $K2$ (рис. 61). Обмотка статора асинхронного двигателя при этом отключается от питающей сети трёхфазного переменного напряжения и подключается к источнику постоянного тока. Постоянный ток, проходя по обмоткам статора, возбуждает неподвижное в пространстве магнитное поле. Ротор двигателя, вращаясь по инерции за счёт запасённой в нём и звеньях кинематической цепи производственного механизма кинетической энергии, пересекает силовые линии постоянного магнитного поля статора. В результате в обмотке ротора наводится электродвижущая сила, под действием которой по обмотке ротора будет проходить ток. Взаимодействие тока ротора с постоянным магнитным полем статора обуславливает тормозной момент на валу двигателя. Действие тормозного момента двигателя совместно с моментом от сил сопротивления системы электропривода приводит к снижению частоты вращения ротора и сочленённо с ротором производственного механизма.

Процесс перехода асинхронного электропривода из двигательного режима работы в режим динамического торможения показан на рис. 62. До торможения электропривод работал в установившемся режиме, которому соответствует частота вращения ротора n .

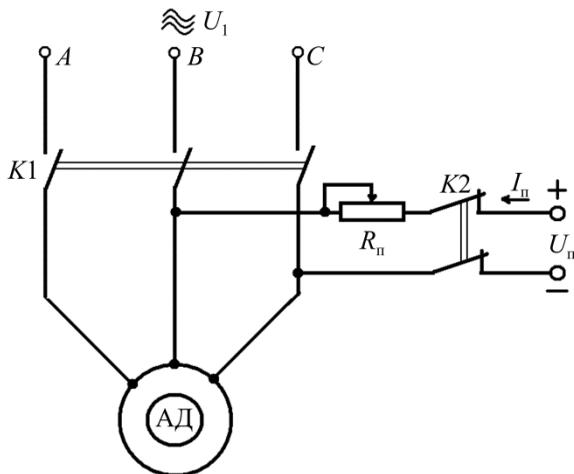


Рис. 61. Схема включения асинхронного двигателя с беличьей клеткой на роторе, обеспечивающая режим динамического торможения

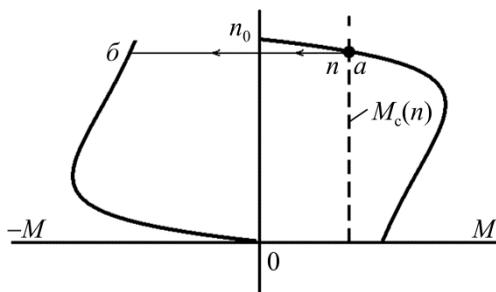


Рис. 62. Иллюстрация перехода асинхронного двигателя из двигательного режима работы в режим динамического торможения

Переход в режим динамического торможения осуществляется при частоте n , так как электропривод, обладая инерционными массами, не может мгновенно изменить частоту вращения. Непосредственно процесс торможения происходит на участке $b0$, на котором частота вращения ротора уменьшается от значения n до нуля.

Момент двигателя в точке 0 равен нулю и поэтому реверс электропривода исключается.

Регулирование величины тормозного момента асинхронного двигателя осуществляется изменением величины постоянного тока в обмотках фаз статора. Для этого в цепь источника постоянного тока включается резистор R_n (см. рис. 61). По мере уменьшения сопротивления резистора возрастает постоянный ток в обмотках фаз статора и тормозной момент двигателя и наоборот.

Способ динамического торможения асинхронных двигателей характеризуется достаточной интенсивностью и экономичностью, что является его достоинствами.

Практическая реализация способа предполагает использование источника постоянного тока, что следует рассматривать, как недостаток данного способа торможения.

Торможение синхронных двигателей. Синхронные двигатели приводов производственных механизмов предназначены для обеспечения длительного режима работы. Останов двигателей осуществляется крайне редко и поэтому время останова не может даже незначительно сказаться на производительности производственных механизмов, приводимых в работу синхронными двигателями. В этой связи останов синхронных электродвигателей производится отключением обмотки статора от сети трёхфазного переменного тока и последующего торможения под действием момента от сил сопротивления, т.е. применяется свободный выбег электропривода.

4.12. Использование электромагнитных муфт в электроприводах

Электромагнитные муфты предназначаются для передачи вращения от ведущего вала к ведомому валу посредством электромагнитного поля.

В электроприводах производственных механизмов технологических объектов нефтегазовой отрасли применяются следующие типы муфт:

- электромагнитные муфты скольжения (ЭМС);
- индукционные электромагнитные муфты (ИЭМ);
- электрические порошковые муфты (ЭПМ).

Использование электромагнитных муфт в электроприводах облегчает решение следующих задач:

1) предохранение элементов производственных механизмов от поломок при резком увеличении нагрузок, например шестерён редуктора буровой лебёдки при заклинивании колонны бурильных труб в процессе подъёма колонны;

2) регулирование в небольшом диапазоне скорости вращения звеньев производственных механизмов;

3) улучшение пусковых характеристик приводов с асинхронными и синхронными электрическими двигателями;

4) снижение числа включений и отключений двигателей.

Электромагнитная муфта скольжения (рис. 63) конструктивно выполняется в виде двух частей: якоря, жёстко связанного с валом электродвигателя, и индуктора, который соединяется с приводным валом рабочего механизма. Якорь и индуктор, являющиеся соответственно ведущей и ведомой частями муфты, располагаются концентрически и отделены друг от друга воздушным зазором.

На индукторе размещается обмотка возбуждения. Начало и конец обмотки возбуждения соединены с проводниками, которые через центральное отверстие в валу индуктора выводятся и подключаются к двум контактными кольцам. Контактные кольца жёстко закреплены на валу индуктора, изолированы от вала и друг от друга. С кольцами соприкасаются щётки, которые устанавливаются в неподвижных щёткодержателях (на рис. 63 щёткодержатели не показаны). Щётки подключаются к источнику постоянного напряжения U . Для регулирования величины постоянного тока в обмотке возбуждения используется резистор R . Защита цепи обмотки возбуждения от перегрузки и коротких замыканий осуществляется плавкими предохранителями FU .

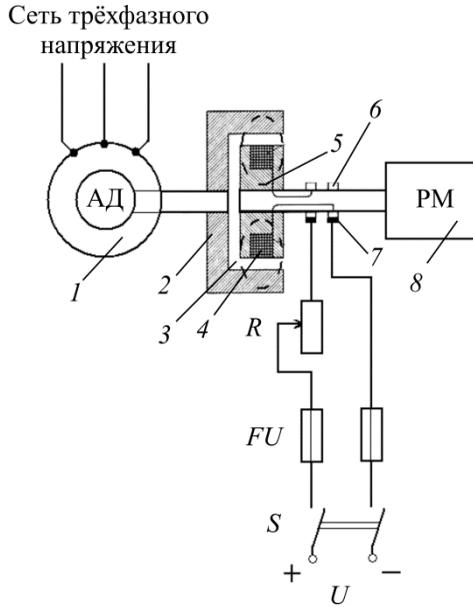


Рис. 63. Асинхронный электропривод с индукционной муфтой скольжения: 1 – асинхронный электродвигатель; 2 – якорь; 3 – воздушный зазор; 4 – обмотка возбуждения; 5 – индуктор; 6 – контактное кольцо; 7 – щётка; 8 – рабочий механизм

Якорь ЭМС содержит стальной цилиндрический сердечник с пазами на поверхности, обращённой к индуктору. Для уменьшения вихревых токов и повышения коэффициента полезного действия муфты сердечник выполняется не массивным, а набирается из отдельных, изолированных друг относительно друга пластин стали. На поверхности якоря, обращённой к индуктору, выполняются пазы. В пазы укладываются (заливаются) стержни из меди или алюминия. На торцах стержни соединяются с помощью колец, выполненных из того же материала, что и стержни. В результате на якоре образуется обмотка, аналогичная по конструкции беличьей клетке асинхронных двигателей.

Электромагнитная муфта скольжения работает следующим образом. При включении рубильника S (см. рис. 63) в обмотке воз-

буждения возникает постоянный ток, величина которого определяется из выражения

$$I_{\text{в}} = \frac{U}{R + R_{\text{в}}},$$

где U – напряжение источника в цепи возбуждения; $R_{\text{в}}$ – сопротивление обмотки возбуждения; R – сопротивление регулируемого резистора. Ток возбуждения создаёт неподвижное в пространстве магнитное поле, две силовые линии которого показаны на рис. 63 пунктирными линиями. Если электродвигатель, в данном примере асинхронный, отключён от трёхфазной сети переменного напряжения, то его ротор является неподвижным, а следовательно, неподвижной будет и ведущая часть ЭМС, т.е. якорь муфты. Так как магнитное поле обмотки возбуждения неподвижно в пространстве, то в стержнях неподвижного якоря электродвижущая сила не наводится и поэтому электрический ток в стержнях и кольцах равен нулю. В этих условиях вращающий момент на валу индуктора ЭМС равен нулю. Следовательно, вращающий момент на входном валу рабочего механизма также отсутствует.

При подключении асинхронного электродвигателя к сети трёхфазного переменного напряжения ротор двигателя приходит во вращение с частотой

$$n_2 = n_1(1 - s),$$

где n_1 – частота вращения магнитного поля статора; s – скольжение ротора относительно магнитного поля статора. Вместе с ротором двигателя приходит во вращение якорь ЭМС, вал которого жёстко соединён с валом двигателя (т.е. частота вращения индуктора $n_{\text{и}}$ равна частоте вращения ротора n_2). В стержнях обмотки вращающегося якоря при пересечении ими силовых линий постоянного магнитного поля индуктора наводится электродвижущая сила. Под действием электродвижущей силы в стержнях и кольцах обмотки якоря возникает ток. В результате взаимодействия тока, проходящего по стержням обмотки якоря, с постоянным магнитным полем ин-

дуктора возникает электромагнитная сила, которая приводит к созданию на валу индуктора, следовательно, и входном валу производственного механизма вращающего момента. Если момент на валу индуктора, следовательно, и входном валу производственного механизма окажется больше момента, обусловленного силами сопротивления, то индуктор, входной вал и звенья производственного механизма придут во вращение. В установившемся режиме работы индуктор и входной вал производственного механизма вращаются с частотой $n_{и}$ в направлении вращения якоря.

Разность частоты вращения якоря и частоты вращения индуктора, отнесённая к частоте вращения якоря, представляет скольжение ЭМС:

$$s_m = \frac{n_{я} - n_{и}}{n_{я}}.$$

В неподвижном состоянии индуктора, когда $n_{и} = 0$, $s_m = 1$. В синхронном режиме работы электромагнитной муфты, когда $n_{и} = n_{я}$, $s_m = 0$. Таким образом, величина скольжения ЭМС в зависимости от частоты вращения индуктора изменяется от единицы до нуля.

Семейство механических характеристик ЭМС, полученных при различных значениях постоянного тока в обмотке возбуждения индуктора, представлено на рис. 64. Пунктирной линией на рис. 64 изображена механическая характеристика производственного механизма. Момент ЭМС и момент производственного механизма отнесены к номинальному моменту муфты, а ток в обмотке возбуждения – к номинальному его значению.

Из рассмотрения характеристик следует, что если $n_{и} = n_{я}$, т.е. если скольжение s_m равно нулю, то вращающий момент ЭМС равен нулю независимо от величины тока в обмотке возбуждения. Следовательно, непременным условием возникновения вращающего момента на валу индуктора и входном валу рабочего механизма является отличие частоты вращения якоря и частоты вращения индуктора (наличие скольжения). Причём, чем больше отли-

чается частота вращения индуктора от частоты вращения якоря, тем больше по величине вращающий момент. Максимальный момент на ведомом валу муфты имеет место, когда величина скольжения s_M равна 1, т.е. в неподвижном состоянии индуктора.

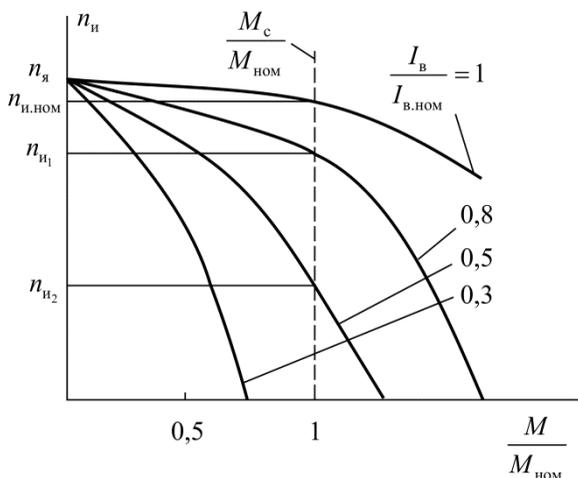


Рис. 64. Механические характеристики асинхронного электропривода с индукционной муфтой скольжения

Согласно рис. 64, вращающий момент ЭМС зависит от величины тока в обмотке возбуждения индуктора. Увеличение тока в обмотке возбуждения индуктора при одном и том же значении частоты его вращения способствует росту момента на ведомом валу муфты и входном валу рабочей машины.

Электромагнитные муфты скольжения позволяют осуществлять регулирование установившейся частоты вращения индуктора и звеньев производственного механизма. Это достигается посредством регулирования величины тока в обмотке возбуждения. Так, если момент от сил сопротивления равен номинальному моменту ЭМС (см. рис. 64), то при номинальном токе возбуждения индуктор и входной вал производственного механизма вращаются с номинальной частотой $n_{\text{и.ном}}$. По мере уменьшения тока в обмотке

возбуждения частота вращения индуктора и входного вала производственного механизма уменьшаются до значений $n_{и1}$, $n_{и2}$ (см. рис. 64). Диапазон и плавность регулирования частоты вращения индуктора ЭМС и звеньев производственного механизма зависят от величины момента сил сопротивления и технических возможностей средств регулирования тока возбуждения.

Электромагнитные муфты скольжения имеют простую конструкцию и характеризуются высокой надёжностью в работе.

К недостаткам ЭМС следует отнести потери электрической энергии в якоре и индукторе, которые возрастают по мере увеличения скольжения.

Индукционные электромагнитные муфты отличаются от электромагнитных муфт скольжения конструктивным исполнением якоря.

В индукционных электромагнитных муфтах якорь выполняется в форме массивного стального стакана без пазов и беличьей клетки. Следовательно, конструкция ИЭМ проще, по сравнению с конструкцией ЭМС. Упрощение конструкции ИЭМ позволяет повысить надёжность их работы.

Принцип действия ИЭМ основан на взаимодействии постоянного магнитного поля, которое возбуждается током обмотки возбуждения индуктора, с токами ФУКО, наводимыми этим полем во вращающемся массивном якоре. Сопротивление, которое оказывает стальной якорь прохождению токов Фуко, больше, чем сопротивление алюминиевой или медной клетки ЭМС. Поэтому механические характеристики ИЭМ, при прочих равных с ЭМС условиях, являются более мягкими. Работа ИЭМ протекает при больших значениях скольжения, следовательно, с увеличенными, по сравнению с ЭМС, потерями электрической энергии в якоре.

Регулирование величины вращающего момента на выходном валу индукционных электромагнитных муфт осуществляют посредством изменения величины постоянного тока в обмотке индуктора. С ростом величины тока в обмотке возбуждения момент на выходном валу муфты возрастает.

Регулирование установившейся частоты вращения выходного вала ИЭМ и частоты вращения звеньев производственного механизма, соединённого с выходным валом муфты, осуществляется аналогично ЭМС.

Электромагнитная порошковая муфта (ЭПМ). Конструкция ЭПМ в упрощённом виде изображена на рис. 65. ЭПМ содержит ведущую и ведомую части, которые изготавливаются из стали. Они отделены друг от друга зазором. Зазор заполнен зёрнами стального порошка, которые смешаны с сухим или жидким наполнителем. В качестве сухого наполнителя используются преимущественно графит или тальк, а в качестве жидкого наполнителя применяется трансформаторное масло.

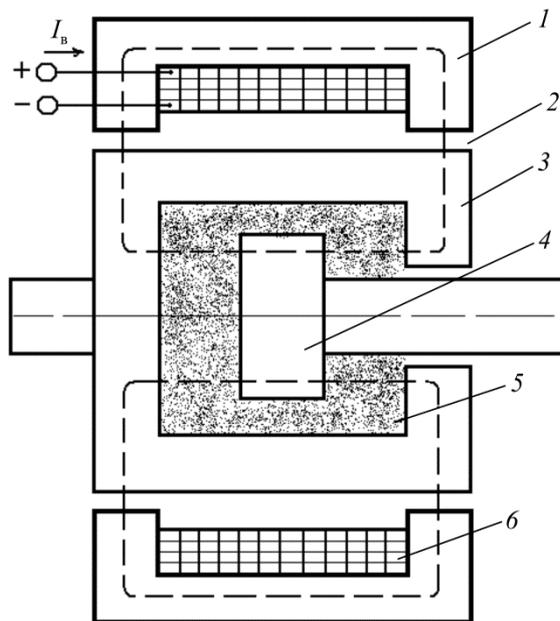


Рис. 65. Электромагнитная порошковая муфта в схематическом изображении: 1 – стальной сердечник; 2 – воздушный зазор; 3 – ведущая часть; 4 – ведомая часть; 5 – зазор; 6 – обмотка постоянного тока

Индуктор электромагнитной порошковой муфты выполняется неподвижным и конструктивно представляет собой стальной сердечник, на котором размещается обмотка постоянного тока. Индуктор отделён от ведущей части муфты воздушным зазором.

Работа электромагнитной порошковой муфты осуществляется следующим образом.

При отсутствии тока в обмотке возбуждения зёрна стального порошка находятся в беспорядочном состоянии и благодаря наполнителю свободно перемещаются друг относительно друга. Сила трения между зёрнами в этом состоянии муфты весьма незначительна и поэтому ведомая часть муфты остаётся неподвижной.

Подача постоянного тока в обмотку индуктора приводит к созданию постоянного магнитного поля, две силовые линии которого показаны на рис. 65 пунктиром. Под действием постоянного магнитного поля стальные зёрна располагаются по направлению силовых линий поля, образуя своего рода цепочки. Вязкость среды в пространстве между ведущей и ведомой частями муфты значительно возрастает. Это приводит к увеличению силы трения ведущей и ведомой частей муфты и возникновению момента вращения на валу ведомой части муфты.

Зависимость момента на валу ведомой части муфты от величины постоянного тока в обмотке индуктора показана на рис. 66. Эта зависимость наглядно показывает, что по мере увеличения постоянного тока в обмотке индуктора момент на ведомом валу муфты возрастает.

Рассматривая работу ЭПМ, необходимо иметь в виду следующее. При определённой величине тока в обмотке возбуждения индуктора стальной порошок и наполнитель затвердевают. Ведущая и ведомая части муфты при этом оказываются связанными между собой жёстко и вращаются с одинаковой частотой. В таком состоянии муфта будет работать до тех пор, пока момент M_c , обусловленный силами сопротивления производственного механизма, не превысит некоторого критического значения $M_{кр}$. При $M_c > M_{кр}$ происходит проскальзывание ведомой части относительно веду-

щей части муфты, что сопровождается истиранием порошка и повышением его температуры. При температуре 250–300 °С происходит процесс окисления порошка, в результате которого его объём увеличивается более чем в 2 раза, что может привести к заклиниванию муфты. Для снижения температуры нагрева муфты осуществляется её интенсивное охлаждение.

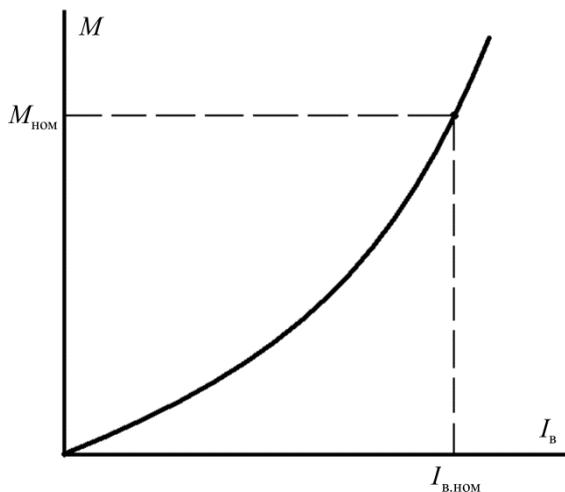


Рис. 66. Зависимость момента на выходном валу электромагнитной порошоковой муфты от тока возбуждения в обмотке индуктора

Использование ЭМС и ИЭМ в качестве электромагнитных тормозов. В режиме работы ЭМС и ИЭМ электромагнитным тормозом их индуктор закрепляется неподвижно, а вал якоря жёстко соединяется с валом производственного механизма, который требуется тормозить. Для осуществления торможения в обмотку возбуждения индуктора подаётся постоянный ток. Чем больше величина тока возбуждения, тем больше момент торможения и наоборот. В процессе торможения кинетическая и потенциальная энергии, запасённые во вращающихся и движущихся поступатель-

но звеньях производственных механизмов, преобразуются в тепло. Для отвода тепла электромагнитные муфты, работающие в режиме тормоза, интенсивно охлаждаются.

Устройства торможения с использованием электромагнитных муфт характеризуются простотой конструкции, высокой надёжностью в работе и широкими возможностями по регулированию величины момента торможения.

Глава 5. Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли

5.1. Электропривод буровых лебёдок.

Требования к электроприводу буровых лебедок

Электропривод буровой лебёдки предназначен для обеспечения подъёма и опускания бурильных труб. Буровые лебёдки в ряде случаев, помимо операций по спуску и подъёму буровых труб, используются для осуществления вспомогательных операций, например, для соединения и разъединения труб, переноса труб и их установки, опускания незагруженного элеватора, подачи долота и т.д. Электродвигатель буровой лебёдки в процессе выполнения вспомогательных операций работает с малой загрузкой и с низкими значениями коэффициента полезного действия и коэффициента мощности. Поэтому осуществление вспомогательных операций с помощью электродвигателя буровой лебёдки является не рациональным. В новых и вновь проектируемых буровых установках для выполнения вспомогательных операций предусматриваются индивидуальные электроприводы небольшой мощности. Электропривод лебёдки в данных условиях используется только для подъёма и опускания труб.

Процесс подъёма бурильных труб состоит из отдельных циклов, число которых равняется количеству свечей. За время одного цикла осуществляется подъём колонны на высоту свечи (25 или 36 м), затем следуют операции отвинчивания свечи, её переноса,

установки в магазин и последующего опускания талевого блока с незагруженным элеватором к устью скважины. Длительность одного цикла в среднем составляет 1,5–3 мин.

Время перемещения колонны труб на одну свечу распадается на три отрезка:

1) время разгона (ускорения) колонны t_p , в течение которого скорость колонны возрастает от нуля до установившегося значения;

2) время перемещения колонны труб с установившейся скоростью t_y ;

3) время замедления (торможения) колонны труб t_3 , в течение которого скорость уменьшается от своего установившегося значения до нуля.

Зависимость скорости движения труб от времени для режима подъёма труб показана на рис. 67.

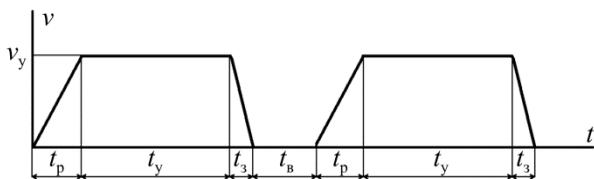


Рис. 67. Зависимость скорости движения труб от времени в процессе подъёма колонны

Общее время, затрачиваемое на перемещение одной свечи, принято называть машинным временем:

$$t_m = t_p + t_y + t_3.$$

После подъёма свечи в течение времени t_b производятся вспомогательные операции, которые, как отмечалось ранее, могут осуществляться или электрическим двигателем лебёдки или электродвигателями индивидуальных приводов вспомогательных механизмов. В течение времени t_b электрический двигатель привода лебёдки либо выполняет вспомогательные операции, либо работает в режиме холостого хода, либо выключен.

Время, равное сумме машинного времени и времени выполнения вспомогательных операций, представляет собой время цикла:

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{м}} + t_{\text{в}}.$$

Зависимости $\nu(t)$ буровой лебёдки (см. рис. 67) соответствует нагрузочная диаграмма электродвигателя $M(t)$, представленная на рис. 68.

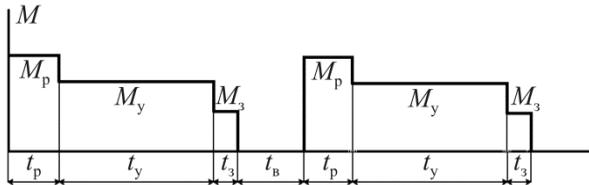


Рис. 68. Нагрузочная диаграмма электродвигателя буровой лебёдки в процессе подъёма колонны

В установившемся режиме работы момент на валу электродвигателя буровой лебёдки M_y равняется моменту от сил сопротивления M_c , расчёт которого производится по выражению

$$M_c = \frac{Qr_6}{i\eta},$$

где Q — вес колонны бурильных труб; r_6 — радиус барабана лебёдки; i , η — передаточное отношение и коэффициент полезного действия талевой системы и редуктора, установленных между двигателем и колонной бурильных труб.

В процессе разгона момент на валу электродвигателя M_p по величине превышает момент сил сопротивления M_c , что необходимо для придания ускорения электроприводу. Поэтому для процесса разгона справедливо следующее выражение:

$$M_p = M_c + J \left(\frac{d\omega}{dt} \right)_p.$$

В приведённом уравнении второй член правой части представляет собой динамический момент.

Процесс замедления колонны бурильных труб осуществляется в случае, когда момент на валу электрического двигателя M_3 по величине становится меньше момента сил сопротивления M_c , т.е. для процесса замедления уравнение движения записывается в виде

$$M_3 = M_c - J \left(\frac{d\omega}{dt} \right)_3.$$

Основные требования к электроприводу буровой лебёдки сводятся к следующему:

- подъём колонны бурильных труб должен осуществляться за минимальное время;
- должна предусматриваться возможность обеспечения многоступенчатого, лучше плавного, регулирования частоты вращения двигателя;
- работа электродвигателя должна производиться с высокими значениями коэффициента полезного действия и коэффициента мощности;
- процесс пуска должен осуществляться с ограничением величины пусковых токов;
- число отказов в работе электропривода, в первую очередь двигателя, должно быть сведено к минимуму.

Для сокращения затрат времени на производство спуска и подъёма колонны бурильных труб необходимо стремиться к сокращению всех составляющих машинного времени.

Величина ускорения электропривода в процессе разгона при выполнении операции подъёма колонны определяется превышением момента электрического двигателя над моментом, обусловленным силами сопротивления.

Момент, развиваемый асинхронными двигателями с беличьей клеткой на роторе при пуске, равен номинальному моменту двигателя или незначительно превышает его. Поэтому применение асинхронных электродвигателей с беличьей клеткой ротора в качестве

привода буровой лебёдки не может обеспечить быстрый процесс разгона. Значительно лучшие возможности по обеспечению интенсивного ускорения в процессе разгона даёт использование в качестве привода буровой лебёдки асинхронных двигателей с контактными кольцами. Включение в цепь обмотки ротора добавочных сопротивлений и последующее их выведение в процессе разгона позволяет существенно увеличить среднее значение момента на валу двигателя и ускорить разгон. Причём, чем больше количество ступеней добавочного сопротивления в цепи ротора двигателя, тем больше среднее значение момента двигателя и тем меньше время разгона.

Составляющая t_y является определяющей в общем машинном времени t_m . Величина t_y зависит от установившейся скорости движения v_y . Действительно, для подъёма колонны труб весом Q со скоростью v_y необходима мощность

$$P_n = Qv_y.$$

Для получения такой мощности двигатель буровой лебёдки должен развивать полезную мощность P_d , расчет которой выполняется с использованием выражения

$$P_d = \frac{Qv_y}{\eta},$$

где η – коэффициент полезного действия звеньев кинематической цепи, соединяющих вал электродвигателя с колонной буровых труб.

После решения данного равенства относительно v_y получаем

$$v_y = \frac{P_d \eta}{Q}.$$

При переходе от одного цикла подъёма к другому циклу вес колонны Q уменьшается на вес одной свечи. Если принять, что электрический двигатель работает в наиболее оптимальном режиме с номинальной нагрузкой на его валу, то переход к каждому новому

циклу должен сопровождаться увеличением скорости v_y . С учётом того, что в колонне может быть 100 и более свеч, изменять установившуюся скорость подъёма труб после каждого цикла, используя для этой цели многоскоростную трансмиссию, практически невозможно, так как потребовался бы редуктор на 100 и более передач. Поэтому регулирование скорости v_y в сторону её увеличения в процессе подъёма колонны бурильных труб становится возможным за счёт плавного регулирования частоты вращения электродвигателя. Если электропривод буровой лебёдки является асинхронным, то плавное регулирование частоты его вращения может быть достигнуто с помощью преобразователя частоты. В случае применения для привода буровой лебёдки двигателей постоянного тока плавное регулирование частоты вращения осуществляется за счёт изменения величины напряжения на якоре двигателя посредством управляемых полупроводниковых выпрямителей.

В буровой практике для регулирования скорости v_y в процессе подъёма колонны бурильных труб прибегают к использованию 4-скоростной трансмиссии и электрического двигателя, частота вращения которого по мере уменьшения нагрузки на валу увеличивается. К таким двигателям относятся асинхронные двигатели и двигатели постоянного тока независимого и параллельного возбуждения. Подъём колонны бурильных труб начинается на передаче трансмиссии, которой соответствует минимальная скорость подъёма. При переходе от цикла к циклу вес колонны дискретно уменьшается, снижается нагрузка на валу двигателя, а частота вращения ротора двигателя возрастает. Спустя определённое число циклов производится переключение трансмиссии на вторую передачу, обеспечивающую более высокую скорость подъёма и т.д.

Увеличение скорости подъёма колонны по мере уменьшения её веса позволяет поддерживать неизменной мощность на валу двигателя на уровне её номинального значения. При этом работа двигателя осуществляется с наилучшими энергетическими показателями, т.е. с наибольшими значениями коэффициента полезного действия и коэффициента мощности.

Таким образом, первые три требования, предъявляемые к электроприводу буровой лебёдки, непосредственно связаны между собой и во многом выполняются при использовании регулируемого электропривода.

Выше отмечалось, что время одного цикла при подъёме колонны бурильных труб составляет 1,5–3 мин. С учётом предварительных включений для натягивания канатов и выбора зазоров в муфтах число включений и отключений двигателя может достигать до 100–120 в час. В процессе включений по обмоткам статора и ротора двигателя проходят большие пусковые токи, что обуславливает их сильный нагрев и может явиться причиной выхода двигателя из строя. Для исключения перегрева двигателей и предотвращения выхода их из строя необходимо принимать меры по ограничению пусковых токов. Такими мерами являются: включение добавочных сопротивлений в цепь обмотки ротора асинхронных двигателей с контактными кольцами, пуск двигателей без нагрузки с последующим подключением нагрузки посредством электромагнитных муфт, снижение напряжения на якоре двигателя постоянного тока.

Надёжность работы буровой установки в определённой степени зависит от надёжности работы её электрооборудования, в частности от надёжности работы приводного двигателя буровой лебёдки. Отказ в работе электрического двигателя привода буровой лебёдки приводит не только к её простоям, но и может явиться причиной аварии. Поэтому в буровых лебёдках, как правило, используются два двигателя, мощность каждого из которых должна быть достаточна для подъёма колонны максимального веса на первой передаче редуктора. Если же работа буровой лебёдки осуществляется от одного двигателя, то буровая установка оборудуется дополнительным двигателем для аварийного подъёма колонны бурильных труб.

5.2. Электропривод буровых насосов.

Требования к электроприводу буровых насосов

Буровой насос предназначен для создания в скважине циркуляции промывочной жидкости, которая очищает забой и выносит выбуренную породу на поверхность. В случае турбинного бурения

буровой насос, наряду с созданием циркуляции промывочной жидкости, используется для передачи энергии турбобуру.

В бурении преимущественное применение получили поршневые насосы со сменными цилиндрическими втулками. Смена втулок в насосе позволяет в определённых пределах изменять подачу насоса при постоянном числе ходов поршней в минуту.

Основными параметрами, характеризующими работу насоса, являются подача Q и напор p , который развивается насосом при заданной подаче. Произведение подачи и напора, т.е. величина Qp , является полезной (выходной) мощностью насоса. Мощность на входе насоса рассчитывается по выражению

$$P_1 = \frac{Qp}{\eta},$$

где η – коэффициент полезного действия насоса.

Мощность P_1 поступает на вход насоса с вала электрического двигателя. Для полного использования установленной мощности электрического двигателя и возможностей насоса необходимо, чтобы в процессе работы насосной установки выполнялось условие

$$P_1 = \text{const.}$$

Данное условие выполняется, если в процессе работы насосного агрегата выходная мощность насоса и значения его коэффициента полезного действия остаются постоянными.

Режиму поддержания постоянства величины выходной мощности насоса в координатах $p-Q$ соответствует парабола (рис. 69). Расположение параболы на плоскости зависит от конструктивных данных насоса, диаметра установленной втулки, параметров бурового инструмента, конструкции скважины и качества прокачиваемой жидкости.

Рассмотрим, как на практике достигается выполнение условия $pQ = \text{const.}$

Пусть буровой насос укомплектован пятью сменными втулками, диаметры которых равны соответственно d_1, d_2, d_3, d_4, d_5 (см. рис. 69). Поддачи насоса, соответствующие данным диаметрам вту-

лок, обозначены на рис. 69 через Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, Q_5 , а значения предельных допустимых давлений на выходе насоса – через p_1, p_2, p_3, p_4, p_5 . Произведение давления на подачу для каждого диаметра втулки является величиной постоянной, т.е. выполняются следующие равенства:

$$p_1 Q_1 = p_2 Q_2 = p_3 Q_3 = p_4 Q_4 = p_5 Q_5.$$

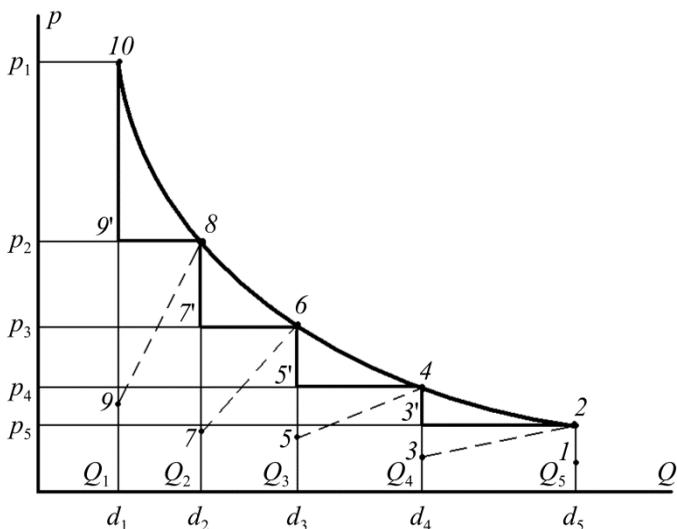


Рис. 69. График работы бурового насоса

Предположим, что процесс бурения начинается в точке 1 при максимальном диаметре втулки d_5 и соответствующей этому диаметру втулки подаче Q_5 (см. рис. 69). В процессе бурения по мере увеличения глубины скважины давление на выходе насоса также увеличивается и при некоторой глубине достигает предельного допустимого значения p_5 (см. рис. 69, точка 2). Дальнейшая работа насоса с втулкой диаметром d_5 недопустима, так как давление и мощность на выходе насоса превысят соответственно допустимое и номинальное значения. Перегруженным окажется и элек-

трический двигатель. Поэтому при достижении давлением значения p_5 производится замена установленной втулки диаметром d_5 втулкой меньшего диаметра d_4 .

После замены втулки подача насоса уменьшается до значения Q_4 , а давление, пропорциональное квадрату величины подачи, до значения, соответствующего точке 3 (см. рис. 69). В процессе продолжающегося бурения глубина скважины возрастает, что сопровождается увеличением давления на выходе насоса до предельного допустимого значения p_4 (см. рис. 69, точка 4). При достижении давлением значения p_4 осуществляется замена втулки диаметром d_4 втулкой диаметром d_3 и т.д.

Таким образом, работа бурового насоса от электродвигателя с нерегулируемой частотой вращения и с использованием комплекта сменных втулок протекает с параметрами, соответствующими отрезкам вертикальных прямых 1–2, 3–4, 5–6, 7–8, 9–10 (см. рис. 69). Очевидно, эти параметры ниже номинальных значений параметров бурового насоса, соответствующих кривой $pQ = \text{const}$. Лишь в частных случаях при работе насоса с параметрами, соответствующими точкам 2, 4, 6, 8, 10, насос эксплуатируется в номинальном режиме.

Работа насоса с параметрами, значения которых ниже номинальных значений, приводит к неполному использованию установленной мощности электрического двигателя и ухудшению его энергетических показателей: коэффициента полезного действия и коэффициента мощности. Улучшение использования установленной мощности электрического двигателя может быть осуществлено за счёт увеличения количества типоразмеров втулок. Однако такое техническое решение обуславливает повышение трудоёмкости буровых работ и рост эксплуатационных расходов и поэтому в буровой практике не используется.

Режим работы буровых насосов от электрического двигателя с регулируемой частотой вращения также поясняется графиком на рис. 69.

Условимся считать, что в насосе установлена втулка с диаметром d_5 , двигатель вращается с номинальной частотой и процесс бурения начинается при параметрах, соответствующих точке 1.

По мере углубления скважины давление на выходе насоса повышается и при некоторой глубине достигает значения p_5 , которое является предельно допустимым по условиям прочности деталей насоса. С этого момента начинается постепенное уменьшение частоты вращения электродвигателя насоса, которое осуществляется при установленной ранее втулке диаметром d_5 .

Уменьшение частоты вращения электродвигателя сопровождается снижением подачи насоса при неизменном значении давления p_5 . Такой режим работы бурового насоса продолжается до достижения параметров бурения, соответствующих точке 3' (см. рис. 69). Дальнейшее снижение частоты вращения электродвигателя и подачи насоса нерационально и поэтому производится замена втулки диаметром d_5 втулкой с диаметром d_4 .

После осуществления замены втулки увеличивается частота вращения электродвигателя до её номинального значения.

По мере углубления скважины давление повышается и при некоторой глубине достигает значения p_4 (точка 4). Данное давление является предельно допустимым для насоса с втулкой диаметром d_4 . С момента достижения давлением значения p_4 начинается процесс регулирования частоты вращения электродвигателя вниз от номинального её значения. Процесс бурения при давлении p_4 и уменьшающейся величине подачи продолжается до достижения подачи значения, соответствующего точке 5'. Далее производится замена втулки диаметром d_4 на втулку диаметром d_3 .

После установки втулки диаметром d_3 увеличивается частота вращения электродвигателя до номинального значения, после чего продолжается процесс бурения до достижения давлением значения p_3 (точка 6). При давлении на выходе насоса p_3 и диаметре втулки d_3 начинается процесс регулирования частоты вращения электродвигателя вниз от номинальной, который заканчивается по достижении подачи значения Q_2 (точка 7'). В дальнейшем процесс повторяется.

Таким образом, при применении регулируемого электропривода насоса зависимость давления от подачи определяется ступенчатым графиком 1–2–3'–4–5'–6–7'–8–9'–10, который по отношению к завод-

ской зависимости располагается ближе, по сравнению с графиком, соответствующим нерегулируемому электроприводу. При этом достигается более полное использование установленной мощности насосного агрегата, улучшение его энергетических показателей.

Регулирование частоты вращения электродвигателя приводит также к увеличению подачи насоса на определённых интервалах глубин скважины. Это ведёт к улучшению очистки забоя от выбуренной породы, в результате чего уменьшается степень повторного разрушения породы, возрастает проходка на долото и скорость проходки.

Второе условие поддержания $P_1 = \text{const}$ выполняется практически автоматически, так как в области рабочих режимов насоса величина коэффициента полезного действия изменяется весьма незначительно, оставаясь на уровне, близком к оптимальному значению.

Всё сказанное выше позволяет сформулировать требования к электроприводу буровых насосов.

Первое требование сводится к тому, что электропривод бурового насоса должен быть регулируемым. При этом в процессе бурения частоту вращения электродвигателя достаточно регулировать на 20 % вниз от номинальной частоты. В режиме восстановления циркуляции бурового раствора желательно иметь возможность регулирования частоты вращения электродвигателя на 50 % вниз от номинального значения.

Второе требование к электродвигателям буровых насосов вытекает из характера изменения нагрузки в процессе бурения скважины: нагрузка на электродвигатель растёт по мере увеличения глубины скважины и снижается по мере уменьшения частоты вращения. Однако в том и другом случаях нагрузка на двигатель изменяется постепенно. Следовательно, электродвигатели буровых насосов должны обеспечивать длительный режим работы.

Третье требование сводится к необходимости ограничения пусковых токов, которые двигатели потребляют из питающей сети при включениях после наращивания колонны труб и смены втулок.

Указанным требованиям удовлетворяет асинхронный двигатель с беличьей клеткой ротора, управляемый частотным преобра-

зователем, асинхронный электрический двигатель с контактными кольцами, в цепь обмоток фаз ротора которого включены регулировочные резисторы, двигатели постоянного тока независимого и параллельного возбуждения, якорь которых питается от управляемого выпрямителя. При бурении скважин небольшой глубины работа бурового насоса может осуществляться от электродвигателя с нерегулируемой частотой вращения. Предпочтение в этом случае отдаётся синхронному электродвигателю. Для ограничения количества тяжёлых режимов пуска, необходимость в которых возникает после проведения наращивания колонны труб и смены втулок, вал синхронного двигателя соединяются с валом бурового насоса посредством электромагнитной муфты. В такой системе привода синхронный электродвигатель запускается один раз, а оперативное управление работой бурового насоса осуществляется электромагнитной муфтой. В ряде типов буровых насосов регулирование подачи осуществляется с помощью асинхронных электрических двигателей с фазовым ротором, включённым по схеме электрического каскада.

5.3. Электропривод ротора и электробура.

Требования к электроприводам ротора и электробура

Бурение нефтяных и газовых скважин осуществляется вращательным способом. Разрушение породы на забое производится с помощью долота. Привод долота может быть гидравлическим или электрическим. В случае использования электрического привода вращение долоту может передаваться от электродвигателя, установленного на поверхности земли, или специальным электрическим двигателем, размещённым в скважине.

Бурение скважины с использованием электродвигателя, установленного на поверхности земли, получило название роторного бурения. При роторном бурении электрическая энергия, подводимая к двигателю, преобразуется в двигателе в механическую энергию, которая далее передаётся колонне бурильных труб, обуславливая их вращение и вращение долота, сочленённого с бурильными трубами.

Устройство, включающее электродвигатель и долото, соединённое с валом электродвигателя, называется электробуром. При бурении скважин электробуром колонна бурильных труб остаётся неподвижной. Электрическая энергия, необходимая для работы электробура, подводится с поверхности земли по шланговому кабелю, содержащему две жилы. В качестве третьей жилы, что необходимо для осуществления работы трёхфазного асинхронного двигателя электробура, используются бурильные трубы.

Мощность на валу электрического двигателя при роторном бурении определяется по выражению

$$P_p = P_6 + P_x + P_n,$$

где P_6 – мощность, затрачиваемая на разрушение породы; P_x – мощность, расходуемая на вращение колонны бурильных труб; P_n – мощность электрических потерь в наземном электрооборудовании.

Величина мощности электродвигателя ротора P_p зависит от глубины скважины (грузоподъёмности установки) и составляет 132–300 кВт. В ряде буровых установок мощность электрического двигателя ротора может превышать указанные цифры.

При бурении электробуром мощность электродвигателя используется только для разрушения породы и рассчитывается по формуле

$$P_6 = \frac{Mn}{9550},$$

где M – требуемое значение момента кручения, Н·м; n – частота вращения электробура, мин⁻¹.

Мощность электрического двигателя привода электробура обычно составляет 100–200 кВт.

Требования к электродвигателю при роторном бурении определяются в основном длиной колонны бурильных труб, через которые вращающий момент передаётся долоту.

Требования при пуске. Пусковой момент электродвигателя должен быть достаточным для преодоления момента сил сопро-

тивления, обусловленного трением колонны труб о стенки скважины. Практика бурения скважин показывает, что для надёжного осуществления процесса запуска пусковой момент двигателя $M_{\text{п}} \geq M_{\text{н}}$, где $M_{\text{н}}$ – номинальный момент двигателя.

Требования рабочего режима. В процессе разрушения породы долотом колебания момента сопротивления передаются колонне бурильных труб. При этом в колонне труб возникают упругие волны кручения и продольные колебания, интенсивность которых зависит от жёсткости механической характеристики электрического двигателя. Наиболее благоприятные условия эксплуатации буровой установки возникают в случае, когда электрический двигатель ротора имеет мягкую механическую характеристику, при работе на которой обеспечивается существенное снижение частоты вращения по мере увеличения момента сопротивления долоту.

Необходимо также отметить, что для поддержания оптимального режима бурения каждую породу следовало бы разрушать при определённом сочетании частоты вращения и нагрузки на долото, учитывая также и степень износа долота. Из сказанного выше следует, что электропривод долота должен быть регулируемым, позволяющим плавно изменять частоту вращения долота.

Требования при авариях. Наиболее характерной аварией является заклинивание долота. В этом аварийном режиме низ колонны бурильных труб оказывается неподвижным, а электрический двигатель продолжает вращаться, закручивая трубы. При этом напряжения кручения в материале труб достигают максимальных значений, что может стать причиной поломки труб. Для ограничения величины напряжений кручения труб кратность максимального момента двигателя по отношению к номинальному моменту не должна превышать 1,8–2,0.

Для привода долота при роторном бурении используется двигатель буровой лебёдки. В ряде случаев находят применение двигатели постоянного тока с регулированием частоты вращения с помощью полупроводниковых управляемых выпрямителей.

Требования к электрическому двигателю электробура определяются только процессом разрушения породы. В процессе бурения

неоднородных пород момент сопротивления на валу двигателя непрерывно изменяется по величине. Если в электробуре применить двигатель, имеющий мягкую механическую характеристику, то изменение момента сопротивления будет сопровождаться изменением частоты вращения электродвигателя. Неравномерность частоты вращения электродвигателя негативным образом сказывается на работе буровой установки: снижается проходка на долото, уменьшается механическая скорость проходки и т.д. Следовательно, двигатель электробура должен обладать жёсткой механической характеристикой, а отношение его максимального момента к номинальному моменту должно быть не менее 2,0–2,5.

Предъявляемым требованиям к электробуру отвечает асинхронный двигатель с беличьей клеткой ротора, управляемый от преобразователя частоты.

5.4. Электропривод и электрооборудование штанговых скважинных насосных установок

Значительную часть нефти, добываемой в России, получают из скважин, оборудованных для механизированной добычи, которую осуществляют насосным и компрессорным способами.

Насосная эксплуатация возможна при помощи скважинных штанговых насосных установок и электроцентробежных насосов. Область экономически целесообразного применения того или иного вида насосных установок определяется сочетанием суточной производительности скважины Q и глубины подвески насоса $H_{п.}$

Для скважинных штанговых насосных установок область экономически целесообразного применения характеризуется значениями производительности 1–25 т/сут при глубине подвески насоса до 1600 м. Установки электроцентробежных насосов рассчитаны на номинальный расход от 10 до 1000 м³/сут и напор от 455 до 1920 м [10].

Схема штанговой скважинной насосной установки приведена на рис. 70.

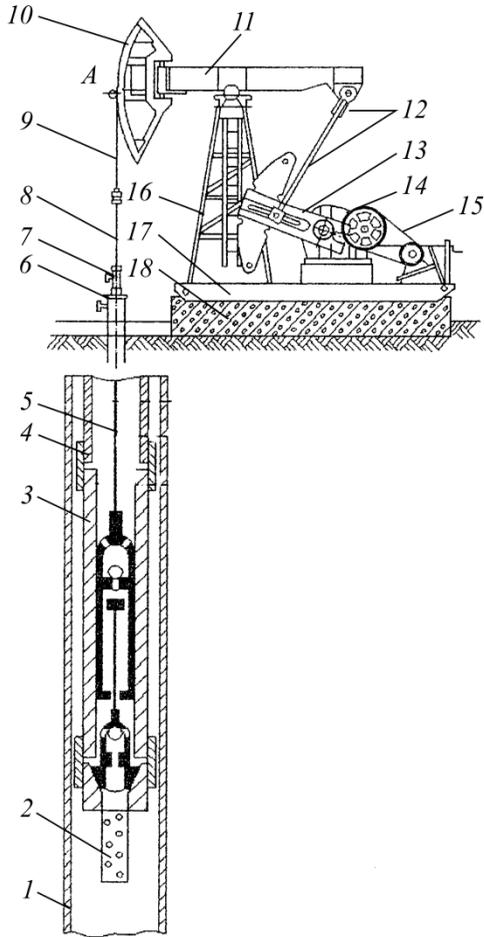


Рис. 70. Штанговая скважинная насосная установка: 1 – обсадная колонна скважины; 2 – приёмный фильтр; 3 – штанговый насос; 4 – насосно-компрессорные трубы; 5 – штанги; 6 – колонная головка; 7 – устьевая арматура; 8 – полированный шток; 9 – гибкая подвеска колонны штанг; 10 – головка балансира; 11 – балансир; 12 – траверса и шатуны; 13 – кривошип; 14 – редуктор; 15 – клиноременная передача и электрический двигатель; 16 – стойка; 17 – рама станка-качалки; 18 – фундамент

В скважину на колонне насосно-компрессорных труб диаметром 48–114 мм на глубину ниже уровня жидкости опускается штанговый насос. В нижней части насоса устанавливается приёмный (всасывающий) клапан, открывающийся вверх. В цилиндре насоса находится плунжер с проходным сечением. Плунжер подвешивается на колонне насосных штанг и при работе совершает возвратно-поступательное движение внутри цилиндра насоса.

Плунжер имеет всасывающие и нагнетательные клапаны, количество которых может изменяться в пределах 1–2. При снижении давления под клапанами они открываются, что обеспечивает переток жидкости через клапаны.

Верхний конец колонны насосных штанг прикрепляется к головке балансира станка-качалки с помощью устьевого полированного штока. Балансир посредством шатунов связан с кривошипами, вал которых через редуктор и ременную передачу соединяется с электродвигателем. Путём изменения расстояния от вала кривошипа до места присоединения шатунов к кривошипу осуществляется регулирование длины хода полированного штока, следовательно, и длины хода плунжера насоса. Для уравнивания нагрузки подвижной системы станка-качалки и двигателя при ходе колонны штанг вниз и вверх применяются балансирующий и кривошипный противовесы. Часто применяется комбинированное уравнивание, при котором противовесы размещаются и на балансирах, и на кривошипах.

Ступенчатое регулирование частоты качаний балансира и числа ходов плунжера возможно за счёт изменения диаметра шкива на валу электродвигателя. Так, если номинальная частота вращения вала электродвигателя составляет 960 мин^{-1} , то, применяя систему шкивов с диаметрами 200, 224, 250, 280, 315 мм, можно осуществлять регулирование частоты качаний балансира в пределах $5,3\text{--}8,4 \text{ мин}^{-1}$.

Для направления потока жидкости из насосно-компрессорных труб в сборный трубопровод и предотвращения разлива жидкости на устье скважины устанавливают тройник и выше тройника сальник, через который проходит полированный шток.

Штанговый скважинный насос приводится в действие станком-качалкой, в котором вращательное движение вала электродвигателя при помощи редуктора, кривошипно-шатунного механизма и балансира, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое через колонну насосных штанг на плунжер насоса.

При ходе плунжера вверх давление под плунжером уменьшается, и всасывающий клапан от давления столба жидкости в затрубном пространстве открывается. Жидкость из скважины поступает в цилиндр насоса. В это время нагнетательный клапан, установленный в плунжере насоса, под действием давления столба жидкости, находящейся над плунжером в насосно-компрессорных трубах, закрыт. В верхней мёртвой точке под действием собственного веса всасывающий клапан закрывается. При ходе плунжера вниз происходит увеличение давления над всасывающим клапаном. Как только давление жидкости над всасывающим клапаном станет больше давления столба жидкости в насосно-компрессорных трубах, нагнетательный клапан открывается. Жидкость перетекает из пространства под плунжером в пространство над плунжером и поступает в насосно-компрессорные трубы.

При непрерывной работе станка-качалки процессы всасывания и нагнетания жидкости чередуются, в результате при каждом двойном ходе плунжера некоторое количество жидкости поступает в насосные трубы. Жидкость, уровень которой в насосных трубах повышается, достигает устья скважины и начинает переливаться в выкидную линию через тройник с сальниковым устройством.

Существует несколько формул для расчёта мощности электродвигателей привода станков-качалок. Остановимся на двух из них.

Согласно формуле, предложенной Б.М. Плюсом и В.О. Саркисяном [11], мощность на валу электродвигателя

$$P = (K_1 + K_2 GS)n / \eta_n,$$

где K_1 – коэффициент, численное значение которого зависит от типа станка-качалки; K_2 – коэффициент, расчёт величины которого для плунжерных насосов диаметром 28–120 мм осуществляется по выражению

$$K_2 = 1,26 \cdot 10^{-2} \sqrt{0,28(1 + 3,6 \cdot 10^5 S n^2 / d^3)^2 + \alpha_n^2},$$

где G – масса столба жидкости над плунжером, определяемая произведением полной площади плунжера на высоту подачи жидкости, кг; S – длина хода устьевого штока, м; n – количество двойных ходов плунжера, с^{-1} ; η_n – коэффициент полезного действия передачи от вала электродвигателя к валу кривошипа, определяемый как произведение КПД ременной передачи на КПД редуктора; d – диаметр плунжера насоса, мм; α_n – коэффициент подачи установки, представляющий собой отношение фактической подачи установки к теоретической подаче, которая определяется полным объёмом, описываемым плунжером при равенстве хода плунжера ходу устьевого штока.

Так, для станка-качалки 8СК при $S = 3,5$ м, $d = 44$ мм, $H = 1200$ м, $n = 10 \text{ мин}^{-1}$, $K_1 = 8$, $K_2 = 0,014$, $G = 2553,2$ кг, $\alpha_n = 0,85$, $\eta_n = 0,97$, мощность на валу двигателя $P = 23,1$ кВт.

Сотрудниками АзИНМАШ предложена формула

$$P = 1,7 K_0 K_a d^2 H S n 10^{-7} + P_0.$$

В этой формуле K_0 представляет коэффициент формы кривой вращающего момента на валу электродвигателя. Значение K_0 определяется как отношение коэффициента формы кривой момента к коэффициенту формы для синусоидальной кривой момента, который равен 1,11; K_a – коэффициент, учитывающий влияние деформации штанг и труб. Численное значение коэффициента K_a рассчитывается как отношение истинного пробега плунжера к длине хода устьевого штока; d – диаметр плунжера насоса, мм; H – глубина подвески насоса, м; S – длина хода устьевого штока, м; n – количество двойных ходов плунжера, с^{-1} ; P_0 – потери холостого хода, кВт. Например, для станка-качалки 8СК при $S = 3,5$ м, $d = 44$ мм, $H = 1200$ м, $n = 10 \text{ мин}^{-1}$, $K_0 = 2,62$, $K_a = 0,91$, $P_0 = 0,3$ кВт мощность на валу двигателя $P = 33,7$ кВт.

Для привода станков-качалок ранее преимущественно использовались асинхронные двигатели с беличьей клеткой ротора

типа АОП2 (асинхронный двигатель обдуваемый с повышенным пусковым моментом) и АОС2 (асинхронный двигатель обдуваемый с повышенным скольжением).

Момент при пуске $M_{п}$, развиваемый двигателями типа АОП2, составляет $1,8-2,0M_{н}$, где $M_{н}$ – номинальный момент двигателя. Ток в режиме пуска $I_{п}$, потребляемый двигателем из питающей сети, равен $5,5-7,0I_{н}$, где $I_{н}$ – номинальный ток двигателя.

Электрические двигатели типа АОС2 при пуске в ход развивают на валу момент $M_{п} = 2,6...3,3M_{н}$. Величина пускового тока этих двигателей составляет $I_{п} = 4,5...8,2I_{н}$.

Двигатели типа АОС2 имеют более мягкую механическую характеристику, по сравнению с двигателями типа АОП2, и поэтому их работа осуществляется при больших значениях скольжения. Вследствие этого значения коэффициента полезного действия двигателей типа АОС2 ниже, чем у двигателей типа АОП2.

На смену асинхронным двигателям типа АОП2, АОС2 пришли асинхронные двигатели серии 4А, а несколько позднее асинхронные электродвигатели серий 5А и АИР. Двигатели серий 4А, 5А, АИР имеют более высокие значения энергетических показателей, меньшие габариты и вес. Пусковые характеристики асинхронных электрических двигателей серий 4А, 5А, АИР мало отличаются от пусковых характеристик двигателей типа АОП2.

Энергетические показатели быстроходных асинхронных двигателей, к которым относятся коэффициент полезного действия и коэффициент мощности, выше, чем энергетические показатели тихоходных асинхронных двигателей. Поэтому в качестве привода станков-качалок применяются асинхронные двигатели с частотой вращения магнитного поля статора 1500 мин^{-1} . Лишь в случаях, когда при минимальном диаметре шкива на валу двигателя не обеспечивается необходимая малая частота качаний балансира, используются асинхронные двигатели с частотой вращения магнитного поля статора 1000 мин^{-1} .

Использование на станках-качалках, с помощью которых осуществляется механизированная добыча нефти из скважин с де-

битом 1–5 м³/сут, асинхронных двигателей с частотой вращения магнитного поля статора 1500 и 1000 мин⁻¹ обуславливает циклический (периодический) режим работы скважин.

Эксплуатация скважин в циклическом режиме характеризуется тем, что часть времени суток (недели, месяца) скважина работает, а другую часть этого периода скважина находится в отключённом состоянии, в продолжение которого осуществляется процесс накопления нефти.

Периодический режим работы скважин характеризуется рядом недостатков, на которые указывается в работах [10, 12, 13]. К числу наиболее существенных недостатков следует отнести:

- снижение процента извлечения нефти из окрестностей скважин;
- существенное увеличение содержания воды в нефти;
- значительные динамические нагрузки на звенья кинематической цепи и обусловленное ими сокращение их срока службы;
- завышение установленной мощности электрических двигателей;
- ускоренный износ сальников на устье скважин;
- необходимость оперативного персонала для производства включений и отключений штанговых скважинных насосных установок.

Для перевода скважин с дебитом $Q \leq 5$ м³/сут из периодического режима работы в непрерывный режим необходимы тихоходные асинхронные электрические двигатели, частота вращения магнитного поля статора которых $n_0 \leq 500$ мин⁻¹.

ОАО «Владимирский электромоторный завод» в 2010 году приступило к серийному выпуску 1-, 2- и 4-скоростных асинхронных электрических двигателей с беличьей клеткой ротора, предназначенных для электропривода станков-качалок [14]. В номенклатуре продукции предприятия имеются 1-скоростные асинхронные электродвигатели мощностью 7,5–22 кВт с частотой вращения магнитного поля статора 500 мин⁻¹ и 2- и 4-скоростные асинхронные электродвигатели мощностью соответственно 7,0–18,5; 3,0–12 кВт с наимень-

шей частотой вращения поля 500 мин^{-1} . Данным предприятием освоено также выпуск одного типоразмера асинхронного двигателя с частотой вращения магнитного поля 375 мин^{-1} мощностью 4 кВт.

Электропривод станков-качалок, включающий электродвигатель с номинальной частотой вращения ротора 475 мин^{-1} ($n_0 = 500 \text{ мин}^{-1}$), ременную передачу с передаточным числом 2,86–4,5, редуктор с передаточным отношением 40 обеспечивает 4,15–2,64 качания балансира в 1 мин, что может оказаться достаточным для осуществления непрерывного режима работы большого числа скважин с низким дебитом. Применение электродвигателя с номинальной частотой вращения ротора 340 мин^{-1} ($n_0 = 375 \text{ мин}^{-1}$) обеспечивает качание балансира с частотой 2,97–1,89 в 1 мин и позволяет увеличить количество скважин с низким дебитом, которые могут быть переведены из циклического режима эксплуатации в непрерывный режим.

Общим недостатком серийных тихоходных асинхронных двигателей, в том числе двигателей, производимых на ОАО «Владимирский электромоторный завод», являются низкие значения энергетических показателей. Для примера, номинальные значения электрического КПД, коэффициента мощности и энергетического КПД асинхронного двигателя с частотой вращения магнитного поля 375 мин^{-1} составляют соответственно 0,74; 0,46; 0,34.

В Пермском национальном исследовательском политехническом университете (ПНИПУ) разработан асинхронный двигатель для привода станков-качалок мощностью 3 кВт, совершающий при номинальной нагрузке на валу 190 мин^{-1} [15]. Три опытных образца данного двигателя изготовлены на предприятии холдинговой компании ОАО «Привод» (г. Лысьва, Пермского края). Заводские и промышленные испытания опытных образцов двигателя показали, что значения энергетических показателей этих двигателей выше, чем у двигателей, выпускаемых ОАО «Владимирский электромоторный завод». Дальнейшее существенное улучшение коэффициента мощности и энергетического коэффициента полезного действия тихоходных асинхронных двигателей малой мощности достигается применением в двигателях внутренней компенсации реактивной мощности [16].

5.5. Привод и электрооборудование электроцентробежных насосов

Электроцентробежные насосы создают напор жидкости на лопатках вращающегося рабочего колеса. При этом происходит преобразование кинетической энергии движущейся жидкости в потенциальную энергию давления.

Схема установки электроцентробежного насоса приведена на рис. 71.

Установка включает в себя следующие узлы:

- многоступенчатый центробежный насос *1* с сетчатым фильтром *2*;

- электродвигатель *4*;

- гидрозащита двигателя в виде протектора *3* и компенсатора *5*;

- насосно-компрессорные трубы (НКТ) *6*;

- бронированный кабель *7*;

- пояса *8* для крепления кабеля к НКТ;

- устьевая аппаратура *9*;

- барабан *10* для намотки кабеля при проведении спуско-подъемных операций;

- повышающий трансформатор *11*;

- станция управления с автоматикой *12*.

В колонне НКТ выше насоса устанавливается обратный клапан, который предназначен для удержания столба жидкости при остановке насоса и облегчения условий последующего запуска. Выше обратного клапана устанавливается спускной клапан, обес-

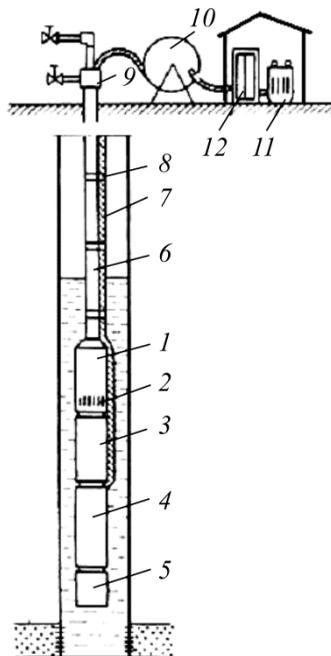


Рис. 71. Схема установки электроцентробежного насоса

печивающий слив жидкости при подъёме агрегата. На схеме установки электроцентробежного насоса (см. рис. 71) обратный и спускной клапаны не показаны.

Насос, протектор, компенсатор и электродвигатель соединяются между собой болтовыми шпильками. Концы валов отдельных узлов имеют шлицевые соединения, которые стыкуются при сборке всей установки.

Основным рабочим органом непосредственно насоса является рабочее колесо. Оно выполнено в виде двух дисков: переднего и заднего. Диски устанавливаются на некотором расстоянии друг от друга. Между дисками располагаются лопатки, отогнутые назад по направлению вращения колеса. Рабочие колёса изготавливаются из легированного чугуна, полиамидной смолы, углепластика и других прочных материалов.

Для изменения направления движения потока жидкости и преобразования скоростного напора в давление используется направляющий аппарат. Направляющий аппарат состоит из двух неподвижных дисков с лопатками, которые закрепляются в корпусе насоса.

Рабочее колесо и направляющий аппарат к нему образуют ступень насоса. По количеству ступеней различают насосы одноступенчатые и многоступенчатые.

Все типы насосов имеют паспортную рабочую характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), $\text{КПД}(Q)$ (коэффициент полезного действия, подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача). Эти зависимости, как правило, даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале (рис. 72).

Центробежный насос может работать при закрытой заслонке ($Q = 0, H = H_{\max}$) и без противодействия ($Q = Q_{\max}, H = 0$). Так как работа, совершаемая насосом, пропорциональна произведению подачи на напор, то для упомянутых режимов полезная работа и КПД равны нулю. При определённом соотношении Q и H потери энергии в насосе становятся минимальными, а его КПД достигает

своего наибольшего (оптимального) значения. Режим, при котором подача и напор соответствуют наибольшему значению КПД, является оптимальным режимом работы насоса.

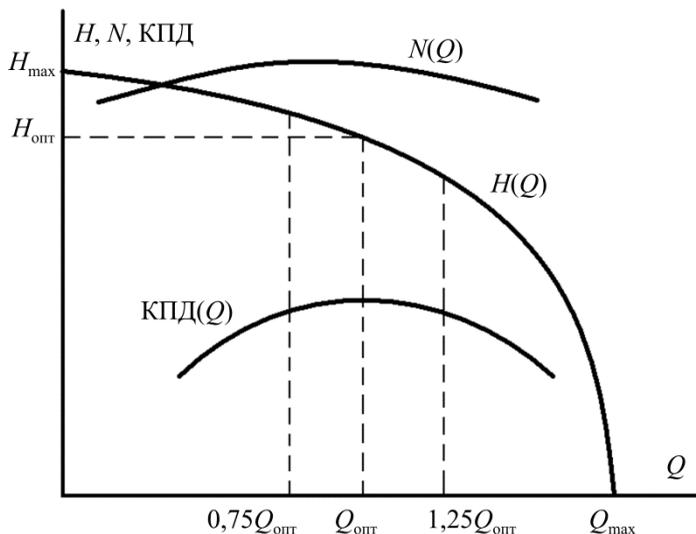


Рис. 72. Рабочие характеристики электроцентробежного насоса

Зависимость $\text{КПД}(Q)$ в области, прилегающей к экстремальному значению КПД, изменится незначительно. Поэтому допускается работа насоса с показателями, значения которых несколько отличаются от оптимальных. Пределы этих отклонений зависят от характеристик центробежных насосов и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3–5%. Этими отклонениями определяется область возможных рабочих режимов работы центробежных насосов (см. рис. 72).

Вращение насосов осуществляется быстроходными ($n_0 = 3000 \text{ мин}^{-1}$) трёхфазными асинхронными электрическими двигателями с беличьей клеткой ротора. Внутренняя полость двигателя заполняется специальным маслом, имеющим малую вязкость. Под действием турбинки, насаженной на вал ротора, масло прогоняется через зазор между статором и ротором, а также по каналам между

корпусом двигателя и внешней поверхностью стального сердечника статора. Затем масло направляется в фильтр, где производится его очистка, и после по каналу, выполненному в валу ротора, возвращается к турбинке. Циркуляции масла позволяет осуществлять интенсивное охлаждение электродвигателя и способствует выравниванию температур наиболее и наименее нагретых его частей. Предельная длительно допускаемая температура нагрева обмотки статора электродвигателя с диаметром корпуса 103 мм равна 170 °С [10]. Для остальных типоразмеров двигателя (117, 123, 130 мм) этот показатель равен 160 °С.

Мощность на валу двигателей определяется его типоразмером и изменяется от 16 до 360 кВт. В типе электродвигателя, например ПЭДУСК–125–117ДВ5, в соответствии с ТУ 16–652.029–86 используются следующие обозначения:

- ПЭДУ – погружной электрический двигатель унифицированный;
- С – секционный (отсутствие буквы С – несекционный);
- К – коррозионно-стойкий вариант исполнения (отсутствие буквы К – нормальное исполнение);
- 125 – полезная мощность, кВт;
- 117 – диаметр корпуса, мм;
- Д – шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы Д – основная модель);
- В5 – климатическое исполнение и категория размещения.

Гидрозащита типа Г состоит из протектора, который устанавливается между электрическим двигателем и насосом, и компенсатора, размещаемого в нижней части электродвигателя. Гидрозащита выполняет следующие функции:

- препятствует проникновению пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя;
- осуществляет компенсацию изменения объёма масла во внутренней полости двигателя, вызванного колебаниями температуры;
- участвует в передаче крутящего момента с вала электродвигателя на вал насоса.

Для подвода электрической энергии к двигателю используется кабельная линия. Линия включает в себя основной питающий кабель, удлинитель, соединённый с основным кабелем, и муфту кабельного ввода, которая предназначена для герметичного соединения кабельной линии с электродвигателем.

В качестве основного кабеля применяются круглые кабели марок КПБК, КТЭБК, КФСБК или плоские кабели марок КПБП, КТЭБП, КФСБП. Для удлинителя используются кабели марок КПБП, КФСБП. Муфты кабельного ввода выполняются круглой формы.

Буквы, образующие марку кабеля, означают следующее:

– К – кабель с медными токопроводящими жилами; сечение токопроводящих жил 3·16, 3·25, 3·35 мм²;

– П – изоляция токопроводящих жил из двух слоёв полиэтилена;

– ТЭ – изоляция токопроводящих жил из полиамидно-фторопластовой плёнки (первый слой) и оболочки из термоэластопласта (второй слой);

– ФС – изоляция токопроводящих жил из полиамидно-фторопластовой плёнки (первый слой), фторопласта (второй слой), оболочка из свинца;

– Б – броня из стальной оцинкованной ленты;

– К, П (в конце марки) – соответственно круглый, плоский.

Для поддержания необходимой величины напряжения на зажимах двигателя, а также для возможности питания двигателей с различными значениями номинальных напряжений применяются трансформаторы типов ТМП (трансформатор масляный для питания погружных электродвигателей) и ТМПН (трансформатор масляный для питания погружных насосов) мощностью от 40 до 400 кВА.

Питание электродвигателей центробежных насосов осуществляется по одной из следующих схем.

1. От сети напряжением 6 кВ с трансформацией напряжения до 0,4 кВ и последующей трансформацией с помощью повышающего трансформатора, установленного на скважине, до напряжения, необходимого для работы двигателя (двойная трансформация).

2. Подведение к скважине напряжения 6 кВ и его преобразование с помощью понижающего трансформатора, установленного на скважине, до напряжения, необходимого для работы двигателя. При данном варианте схемы электроснабжения двигателя насоса у каждой скважины предусматривается дополнительный трансформатор небольшой мощности напряжением 6/0,4 кВ, необходимый для питания цепей управления, сигнализации, освещения и отопления. В качестве альтернативы использования на скважине двух трансформаторов следует рассматривать вариант с применением одного трёхобмоточного трансформатора. Первичная обмотка трёхобмоточного трансформатора подключается на напряжение питающей сети 6 кВ, двигатель насоса подключается к одной из вторичных обмоток, а цепи управления, сигнализации, освещения и отопления – ко второй вторичной обмотке.

Для питания действующих установок электроцентробежных насосов разработаны и серийно выпускаются комплектные трансформаторные подстанции. Подстанции серии КТППН (комплектная трансформаторная подстанция погружных насосов) предназначены для осуществления работы электродвигателей одиночных скважин. Для питания электродвигателей нескольких скважин куста (до четырёх) используются трансформаторные подстанции типа КТППНКС (комплектная трансформаторная подстанция погружных насосов куста скважин).

При выборе электрооборудования для УЭЦН сначала определяется мощность электродвигателя, которая должна соответствовать параметрам выбранного насоса.

В каталоге насосов указывается тип электродвигателя, соответствующий данному типу насоса. Например, насосу 1ЭЦН–6–500–450 с номинальной подачей 500 м³ в сутки и номинальным напором 450 м соответствует электродвигатель ПЭД–46–123–М3, номинальная мощность которого 46 кВт.

Сечение кабеля s выбирается по таблицам $s(I)$, приводимым в Правилах [18]. Входом в таблицы является значение номинального тока электродвигателя I_n , которое рассчитывается по формуле

$$I_{\text{н}} = P_{\text{н}} / \sqrt{3} U_{\text{н}} \eta_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{н}}.$$

Параметры, входящие в правую часть равенства (номинальное напряжение, номинальный КПД, номинальный коэффициент мощности), приводятся в паспортных данных электрического двигателя.

Сечение кабеля, найденное по таблицам, должно удовлетворять условию

$$\Delta U_{\text{н}} \leq \Delta U_{\text{д}},$$

где $\Delta U_{\text{н}}$ – потеря напряжения в кабеле при прохождении по нему номинального тока; $\Delta U_{\text{д}}$ – допустимая потеря напряжения в кабеле,

$$\Delta U_{\text{н}} = \sqrt{3} I_{\text{н}} (r \cos \varphi + x \sin \varphi).$$

Активное r и индуктивное x сопротивления жилы кабеля, а также значения угла сдвига фаз φ между напряжением и током определяются по выражениям:

$$r = (164 + 0,7\Theta) \cdot l \cdot 10^{-4} / s,$$

$$x = l \cdot 10^{-4},$$

$$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{x}{r},$$

Θ – средняя температура кабеля по всей длине, включая участки кабеля в скважине и на барабане, °С; l – длина кабеля, м; s – сечение жилы кабеля, мм².

При выборе мощности трансформатора исходят из необходимости соблюдения двух условий:

1) значение номинального тока вторичной обмотки трансформатора $I_{2\text{н}}$ должно быть больше или равно значению номинального тока электродвигателя $I_{\text{н}}$;

2) значение номинального напряжения вторичной обмотки трансформатора $U_{2\text{н}}$ должно быть равно сумме номинального напряжения двигателя $U_{\text{н}}$, потерь напряжения в кабеле $\Delta U_{\text{н}}$ и потерь напряжения во вторичной обмотке трансформатора $\Delta U_{2\text{н}}$.

Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора $I_{2н}$ рассчитывается через паспортную мощность трансформатора S_n и паспортное значение напряжения на зажимах вторичной обмотки U_{20} :

$$I_{2н} = S_n / \sqrt{3}U_{20}.$$

Потери напряжения во вторичной обмотке определяются из выражения

$$\Delta U_{2н} = U_{20} - U_{2н},$$

где $U_{2н}$ – напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора при работе его с номинальной нагрузкой.

5.6. Электропривод и электрооборудование промысловых компрессорных и насосных станций

Для сбора нефти и газа, их транспортировки в пределах месторождения, отделения друг от друга и освобождения от посторонних примесей, а также для замеров добываемой продукции на территории промыслов строится система трубопроводов, аппаратов и сооружений. В этой системе осуществляются:

- сбор и замер продукции скважин;
- отделение нефти от газа;
- освобождение нефти и газа от воды и механических примесей;
- транспорт нефти от сборных и замерных установок до промысловых резервуарных парков и газа до компрессорных станций или газораспределительных узлов;
- обессоливание и стабилизация нефти;
- удаление из газа ненужных примесей;
- закачка газа в скважины при их газлифтной эксплуатации;
- подготовка сточных вод и закачка их в скважины;
- учёт добытых нефти и газа и их сдача транспортным организациям.

При выполнении этих операций широко применяется электрическая энергия.

Электрооборудование промысловых компрессорных станций. В состав систем сбора нефти и попутного газа входят компрессорные установки для сжатия попутного газа, который выделяется в сепараторах и подаётся потребителям вне промысла, а также для подачи газа в скважины на промыслах, где применяется компрессорная эксплуатация скважин. Существуют также компрессорные станции закачки газа в пласт для поддержания пластового давления. На газовых промыслах используются также газовые компрессорные станции для повышения давления газа, направляемого в магистральные газопроводы.

На нефтепромысловых компрессорных станциях преимущественно применяются поршневые компрессоры. Поршневые компрессоры для сбора и перекачки нефтяного газа снабжаются электрическими двигателями мощностью 160–180 кВт.

Поршневые компрессоры, применяемые для повышения давления воздуха или газа, закачиваемого в пласт, комплектуются электрическими двигателями с номинальной мощностью 200–220 кВт. Соединение вала компрессора с валом электрического двигателя осуществляется посредством клиноременной передачи. Использование клиноременной передачи позволяет обеспечить требуемую частоту вращения вала компрессора в 365 мин^{-1} от электрического двигателя, имеющего более высокую номинальную частоту вращения ($575, 720, 960 \text{ мин}^{-1}$), и за счёт этого улучшить энергетические показатели работы компрессорной установки.

В системах транспорта газа на промыслах используются центробежные компрессоры с приводом от электрических двигателей с частотой вращения магнитного поля 3000 мин^{-1} . Соединение электродвигателя и компрессора осуществляется через мультипликаторы.

Газовые компрессорные станции на промыслах содержат взрывоопасные зоны. Поэтому в установках, где мощности низковольтных двигателей не превышают 150–315 кВт, применяются асинхронные двигатели с беличьей клеткой ротора типа ВАО

(асинхронный двигатель, обдуваемый во взрывозащищённом исполнении) с частотой вращения магнитного поля 600, 750, 1000, 1500, 3000 мин⁻¹. Широкое применение в компрессорных установках получили также высоковольтные синхронные электродвигатели типов СДК, СДКП, СДКМ. Тип электродвигателей складывается из следующих букв: СДК – синхронный двигатель для компрессоров; П – продуваемый под избыточным давлением, М – модернизированный. Синхронные двигатели выпускаются на номинальные мощности 315, 400, 500, 630, 800 кВт и частоту вращения 375, 500, 600 мин⁻¹. Двигатели типа СДКП предназначены для работы во взрывоопасных помещениях.

Компрессорные станции, на которых повышается давление воздуха, не содержат взрывоопасных зон и поэтому здесь применяются электродвигатели и электрооборудование нормального (невзрывозащищённого) исполнения.

Электрооборудование насосных станций для перекачки нефти внутри промыслов. Мощности электродвигателей и число установленных агрегатов на насосных станциях внутри промышленной перекачки нефти зависят от принятой схемы сбора нефти и изменяются в широких пределах. Помещения насосных станций относятся к взрывоопасным помещениям и поэтому электрооборудование, которое устанавливается на насосных станциях, имеет взрывозащищённое исполнение.

В качестве электропривода центробежных и поршневых насосов на насосных станциях применяются низковольтные асинхронные двигатели с беличьей клеткой ротора мощностью до 200 кВт. В насосных агрегатах с электрическими двигателями мощностью 250–630 кВт используются асинхронные двигатели с беличьей клеткой ротора и синхронные двигатели, осуществляющие свою работу от сети трёхфазного переменного напряжения 6–10 кВ.

Дожимные насосные станции, станции перекачки с установок подготовки на центральные товарные парки сооружаются в блочном исполнении. Например, дожимная насосная станция произво-

длительностью 5000 т/сут комплектуется из 7 блоков, в состав которых входят блоки насосов с электродвигателями и блоки комплектных трансформаторных подстанций. Блоки насосных агрегатов содержат асинхронные электрические двигатели мощностью 160 кВт с частотой вращения ротора 2950 мин⁻¹.

К вспомогательному электрооборудованию насосных станций перекачки нефти внутри промыслов относятся электроприводы задвижек, воздушных компрессоров, насосов системы пожаротушения и т.д. Общая электрическая нагрузка вспомогательного электрооборудования составляет 200–400 кВт. Работа вспомогательного электрооборудования осуществляется от сети трёхфазного переменного напряжения 380/220 В.

Электрооборудование насосных станций системы поддержания пластового давления. Насосные станции для законтурного и внутриконтурного заводнения относятся к установкам с большим потреблением электрической энергии, которое достигает в ряде случаев 60 % от общего расхода электроэнергии на добычу нефти.

Вода для закачки в пласт забирается из рек, озёр, водохранилищ. Для исключения возможности засорения пор нефтеносного пласта примесями, содержащимися в воде, предварительно осуществляется её очистка.

Начальными звеньями системы водоснабжения являются насосные станции водозабора первого и второго подъёмов, от которых вода, пройдя через водоочистительные сооружения, поступает в магистральные трубопроводы. Далее вода направляется на кустовые насосные станции (КНС), где посредством насосных агрегатов осуществляется повышение её давления и последующая разводка воды по трубопроводам для подачи в скважины.

Водозаборные насосные станции на открытых водоёмах снабжаются несколькими агрегатами с электрическими двигателями мощностью 100–250 кВт (первый подъём) и мощностью 800–2500 кВт (второй подъём). Работа насосов первого подъёма

осуществляется от асинхронных двигателей с беличьей клеткой ротора с частотой вращения магнитного поля статора 3000 и 1500 мин⁻¹. На насосных станциях второго подъёма применяются высоковольтные синхронные двигатели с частотой вращения магнитного поля статора 500, 600, 750, 1000 мин⁻¹.

Асинхронные и синхронные двигатели насосов водозаборов работают, как правило, в закрытых помещениях с искусственно регулируемым климатическими условиями. Двигатели работают в среде, не содержащей взрывоопасных смесей, агрессивных газов и паров.

Широкое применение на нефтепромыслах получили кустовые насосные станции в блочном исполнении (БКНС). Эти станции изготавливаются в заводских условиях и монтируются на месторождении в течение 3–4 месяцев. Количество насосных агрегатов на БКНС определяется производительностью станции и изменяется от 2 до 4. Один из агрегатов является резервным. Работа насосных агрегатов осуществляется от синхронных электродвигателей мощностью 1250 кВт, напряжением 6 кВ, частотой вращения ротора 3000 мин⁻¹.

Синхронные электродвигатели БКНС снабжаются следующими видами защит: от коротких замыканий, от перегрузки, минимального напряжения, от замыканий на землю, от асинхронного хода. Предусматриваются также защиты, действующие от технологических факторов: падения давления нагнетания и всасывания, падения давления масла в подшипниках, перегрева подшипников и масла.

Электрооборудование установок промышленной подготовки нефти. Жидкость, извлекаемая из скважин, содержит большое количество воды. Обводнённая нефть представляет собой водонефтяную эмульсию, образующуюся в результате перемешивания воды и нефти в процессе извлечения жидкости из скважины и прохождения её по системе сбора. Водонефтяные эмульсии содержат большое количество минеральных солей, растворённых в воде, входящей в состав эмульсий. В составе жидкости, извлекаемой из скважин, содержатся также механические примеси, в частности мельчайшие частицы глины и песка.

Для того чтобы исключить вредное действие воды, солей и механических примесей на оборудование нефтеперерабатывающих заводов, а также улучшить условия работы сооружений и установок транспорта и хранения нефти, нефть перед выдачей с промыслов подвергается обезвоживанию и обессоливанию.

На промышленных установках нефтяных промыслов используются термохимический, термический и электрический методы обезвоживания и обессоливания, их комбинации, а также холодный отстой с применением химических реагентов.

Сущность *термохимического метода* заключается в том, что в обводнённую нефть вводится деэмульгатор, который хорошо перемешивается с обводнённой нефтью. Далее обводнённая нефть с деэмульгатором поступает в подогреватель. Обводнённая нефть, подвергнутая воздействию деэмульгатора и нагреву, отстаивается в резервуарах, где вода отделяется от нефти и удаляется.

При *термическом методе* обезвоживания и обессоливания водонефтяная эмульсия нагревается в сепараторах-подогревателях. Это приводит к ослаблению защитных оболочек, состоящих из асфальтово-смолистых и парафиновых веществ, снижению вязкости эмульсии, интенсификации движения частиц воды в нефти.

Принцип *электрического воздействия* на нефтяную эмульсию заключается в том, что под действием переменного электрического поля частицы воды, находящиеся в нефти, становятся электрическими диполями. В результате этого происходит взаимное притяжение смежных частиц воды, образующих цепочки между электродами, причём каждые две смежные частицы в этой цепочке обращены друг к другу сторонами, несущими противоположные заряды. Изменение во времени направления напряжённости электрического поля с частотой 50 Гц приводит к изменению положения частиц воды, в результате чего прочность защитных оболочек уменьшается, они разрываются и вода выходит из них. Освобождённая от оболочек вода оседает вниз, соединяясь по пути с другими частицами, ускоряя процесс оседания частиц.

Особо стойкие эмульсии, не поддающиеся термическому и электрическому воздействиям, подвергают комбинированному воздействию несколькими методами.

Для отделения воды от нефти применяется также *холодный отстой* водонефтяной эмульсии в резервуарах. Для интенсификации этого процесса предварительно на забой или устье скважины дозировочным насосом подаётся высокоэффективный деамульгатор. Для подачи деамульгатора используются поршневые насосы, приводимые в работу асинхронными двигателями с беличьей клеткой ротора мощностью 0,27–3 кВт напряжением 380 В.

5.7. Электрические установки для тепловой обработки призабойной зоны и депарафинизации скважин

Для снижения фильтрационного сопротивления призабойной зоны нефтяных скважин применяется её прогрев глубинными электронагревателями, которые могут работать периодически или непрерывно.

Периодическая тепловая обработка призабойной зоны скважины осуществляется в течение 2–5 суток при помощи нагревателя мощностью 10,5 или 21 кВт. Нагреватель опускается в скважину на кабеле-канате в интервал продуктивного пласта. Перед опусканием нагревателя из скважины извлекается установленное в ней оборудование. Кабель-канат имеет три основные жилы сечением до 4 мм² и три сигнальные жилы сечением до 0,56 мм². На устье скважины кабель-канат подключается к станции управления и трансформатору. После окончания прогрева электронагреватель поднимается на поверхность, в скважину устанавливается эксплуатационное оборудование и возобновляется откачка продукции скважины.

Для осуществления непрерывного прогрева призабойной зоны электронагреватели монтируются вместе с насосным оборудованием скважин. Прогрев пласта может производиться непрерывно или по заданной программе с периодическими подключениями нагревателя и его отключениями.

Для борьбы с отложениями парафина и смол при эксплуатации скважин штанговыми скважинными насосными установками предлагается использовать постоянные магниты из редкоземельных металлов [19]. Магниты закрепляются на штангах участками, отстоящими друг от друга на определённом расстоянии. При возвратно-поступательном движении штанг, следовательно и магнитов, в насосно-компрессорных трубах наводятся вихревые токи, обуславливающие нагрев труб. Часть тепла от насосно-компрессорных труб передаётся проходящей по трубам жидкости, в результате чего температура жидкости повышается до значений, при которых исключается процесс отложения парафина и смол на трубах и штангах.

5.8. Защита подземных сооружений от электрокоррозии блуждающими токами

Основной причиной электрокоррозии металлических сооружений, соприкасающихся с землёй, в частности трубопроводов, являются блуждающие токи.

Блуждающие токи – это токи в земле, ответвляющиеся от рельсов электрифицированных железных дорог, работающих на постоянном токе.

Блуждающие токи, встречая на своём пути металлические сооружения, например газовые трубопроводы, проходят по ним и возвращаются по земле к источнику постоянного тока. Одна часть газопровода, из которого постоянный электрический ток выходит в землю по направлению к рельсам, является анодом. Другая часть газопровода, в которую входит блуждающий ток, представляет собой катод. При прохождении тока во влажной земле происходит электролиз и на аноде выделяется кислород, который окисляет и разъедает металл. Блуждающий ток величиной в 1 А, текущий по металлическим трубам газопровода, разлагает на анодных зонах в течение года 9 кг железа [20]. Отметим, на некоторых сооружениях блуждающие токи достигают величины 40 А.

Металлические трубы газопроводов, расположенные вблизи электрифицированных путей, защищаются от коррозии, вызванной блуждающими токами. Для этого используются противокоррозионные покрытия, внешние оболочки в виде неметаллических труб, блоки, каналы, туннели. Широкое применение получила электрическая защита с использованием поляризации газопроводов относительно земли.

5.9. Освещение буровых установок

Осветительные сети буровых установок рассчитаны на напряжение 220 В. Напряжение такой величины на буровых установках получают от понижающего трансформатора 6000/380–220 В, вторичная обмотка которого соединяется по схеме «звезда» с выведенной нейтральной точкой. В ряде случаев цепи освещения буровой установки питаются от осветительной сети промысла.

Осветительная сеть присоединяется к вторичной обмотке понижающего трансформатора через автоматический выключатель и магнитный пускатель. Кнопка управления магнитным пускателем устанавливается в месте, к которому имеется свободный доступ для производства быстрого отключения освещения при выбросах нефти и газа.

Лампы аварийного освещения для продолжения работы на буровых питаются от второго независимого источника электрической энергии, в качестве которого применяются электрические генераторы, приводимые во вращение дизельным двигателем. Работа переносных светильников, которые необходимы при производстве ремонтных работ на буровом оборудовании, осуществляется от понижающего трансформатора напряжением 220/12 В.

Буровые вышки высотой 41 м освещаются с помощью четырёх светильников с лампами мощностью 200 Вт. Один из светильников устанавливается у основания, а три других распределяются по высоте вышки на расстоянии 5 м друг от друга. Для удобства смены ламп светильники устанавливаются у площадок.

Для освещения полатей и кронблока используются дополнительные светильники. Жёлобная система освещается светильниками, которые устанавливаются по всей длине жёлоба.

Глава 6. Основные правила эксплуатации и безопасного обслуживания электрических установок

6.1. Условия поражения человека электрическим током

Электрический ток, проходя через тело человека, может вызвать тяжёлые травмы, а в ряде случаев и смерть. Степень поражения человека электрическим током определяется силой тока, направлением прохождения тока через тело человека, длительностью прохождения тока, частотой тока. Считается, что прохождение через тело человека тока силой 0,1 А может привести к смертельному исходу. Наиболее опасные поражения человека возникают при прохождении тока через его сердце и мозг. Электрический ток частотой 50 Гц по степени воздействия на организм человека является наиболее опасным.

Сила электрического тока, проходящего через тело человека, определяется величиной напряжения, приложенного к телу человека, и величиной сопротивления тела человека. Величина сопротивления тела человека зависит от состояния поверхности кожи в месте соприкосновения, общего состояния организма человека и изменяется от десятков сотен до нескольких десятков тысяч ом.

Условия безопасности при работе в электротехнических установках зависят от ряда факторов: сухие или сырые помещения, температура в помещениях, наличие или отсутствие металлических конструкций, растворов кислот и щелочей и др. По состоянию окружающей среды в отношении опасности поражения людей электрическим током производственные и бытовые помещения делятся на три категории: без повышенной опасности, с повышенной опасностью и особо опасные. Значение безопасно-

го напряжения в значительной степени определяется категорией окружающей среды.

Условия производства работ в действующих электроустановках, необходимые организационные и технические мероприятия для обеспечения безопасности строго регламентированы «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», должностными инструкциями.

К организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность производства работ, относятся: оформление работ нарядом, допуск к работам в электроустановке, надзор во время работ и оформление окончания работ.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность производства работ, включают в себя: отключение напряжения, установка ограждений и вывешивание плакатов, проверка отсутствия напряжения, установка переносного защитного заземления, а при наличии у разъединителей заземляющих ножей – их включение.

Электротехнический персонал для предохранения от поражения электрическим током снабжается защитными средствами. К защитным средствам относятся: переносные указатели напряжения, токоизмерительные клещи, переносные временные защитные заземления, переносные ограждения, плакаты. В число защитных средств также входят диэлектрические перчатки, рукавицы, боты, галоши, изоляционные подставки, резиновые коврики, штанги, клещи, инструмент с изолированными рукоятками. Защитные средства проходят периодические испытания. Сроки проведения испытаний защитных средств регламентируются «Правилами устройства электроустановок» [18].

6.2. Защитное заземление и зануление

Защитное заземление и зануление предназначены для того, чтобы снизить до безопасного значения величину тока, проходящего через тело человека, если человек окажется под напряжением.

Электрические сети нефтепромыслов включают в себя понижающие и повышающие трёхфазные трансформаторы, а также воздушные и кабельные линии различного напряжения.

При соединении обмоток фаз трансформаторов по схеме «звезда» точку, в которой соединяются концы обмоток фаз, принято называть нейтральной точкой или просто нейтралью трансформатора.

Воздушные и кабельные линии в зависимости от величины напряжения трансформатора, к которому они подключены, выполняются с использованием трёх или четырёх проводов.

В первом варианте три линейных провода подключаются к началам трёх фаз обмоток трансформаторов. Нейтральная точка трансформатора при этом располагается внутри трансформатора и изолируется. Электрическая связь нейтрали трансформатора с землёй отсутствует, т.е. нейтраль трансформатора изолирована от земли.

Четырёхпроводная линия, помимо трёхлинейных проводов, которые подключаются к началам обмоток фаз трансформатора, содержит четвёртый провод, который подключается к нейтральной точке трансформатора и называется нейтральным (нулевым) проводом. Для удобства подключения нейтрального провода к нейтрали трансформатора нейтральная точка трансформатора выводится на крышку бака через проходной изолятор. Нейтраль трансформатора и присоединённый к ней нейтральный провод в данном случае непосредственно соединяются с землёй или, как принято говорить, глухо заземляются.

Электрические сети нефтепромыслов напряжением 6, 10, 20, 35 кВ работают с изолированной нейтралью. Электрические сети напряжением 110 кВ и 0,4/0,23 кВ относятся к сетям с глухо заземлённой нейтральной точкой. Напряжения 6 и 10 кВ необходимы для работы асинхронных и синхронных двигателей большой мощности (400 кВт и выше). На напряжении 0,4 кВ осуществляется работа асинхронных электродвигателей мощностью до 315 кВт, а также работа сварочных и преобразовательных агрегатов. Напряжение 0,23 кВ используется для осуществления работы осветительных и нагревательных приборов, инструмента с электрическим приводом, устройств автоматики и контроля и т.п.

Рассмотрим причину возникновения и способ устранения опасности для человека в трёхпроводных электрических системах с изолированной нейтральной точкой. На рис. 73 изображён производственный механизм, двигатель, электрическая сеть и ёмкости C_A, C_B, C_C между отдельными проводами и землёй.

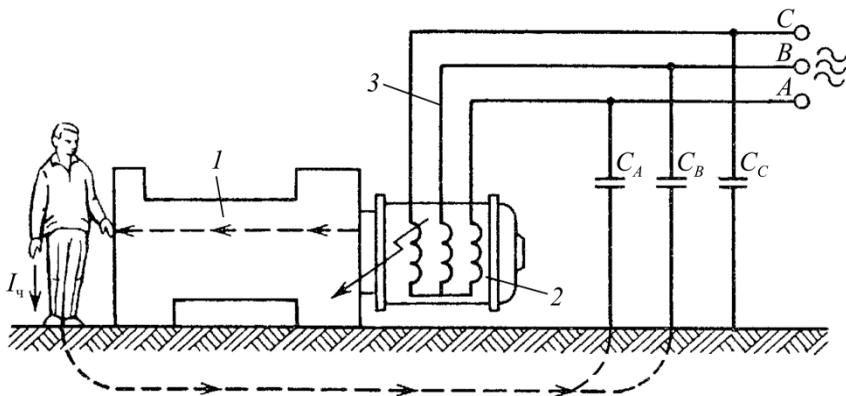


Рис. 73. Иллюстрация возникновения опасности для человека при пробое изоляции обмотки двигателя: 1 – производственный механизм; 2 – двигатель; 3 – электрическая сеть

В нормальных условиях работы провод, из которого выполнена трёхфазная обмотка двигателя, надёжно изолирован с помощью изоляции от металлического корпуса двигателя и соприкосновение человека с производственным механизмом не представляет никакой опасности.

В случае пробоя изоляции провод обмотки соединяется непосредственно с корпусом механизма и человек, коснувшись механизма, оказывается соединённым с одним из проводов электрической сети (на рис. 73 провод фазы C). Одновременно человек через ёмкости C_B, C_A , пол, землю, пол, ноги соединяется с другими проводами (см. рис. 73). В результате человек оказывается под напряжением, которое является причиной прохождения по телу человека электрического тока. От величины тока в теле человека будет зависеть его воздействие на организм человека.

Для устранения опасности поражения человека электрическим током производственный механизм надёжно соединяется с землёй, т.е. заземляется (рис. 74).

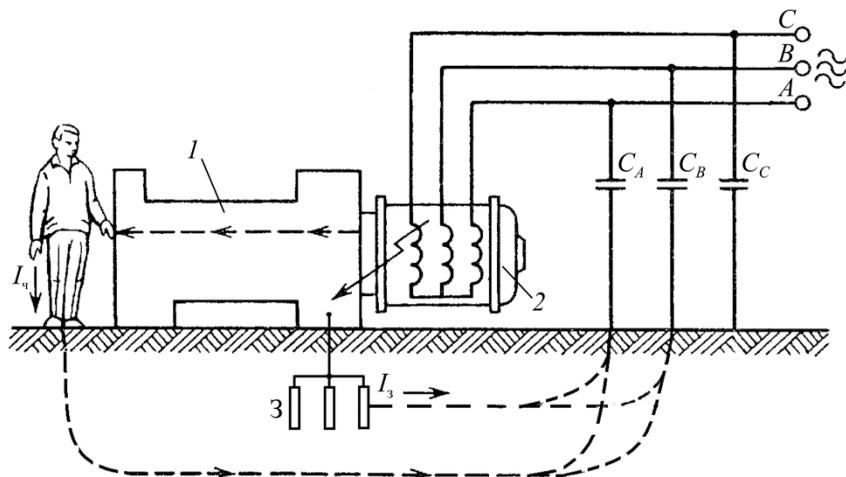


Рис. 74. Применение защитного заземления для устранения опасности поражения человека электрическим током

Заземлитель в простейшем случае представляет собой стальной лист, уложенный в землю и имеющий с землёй хороший контакт. Соединение заземлителя с производственным механизмом осуществляется с помощью заземляющего проводника. В рассматриваемом случае тело человека и заземлитель с заземляющим проводником оказываются включёнными параллельно. Поскольку общее сопротивление заземлителя и заземляющего проводника во много раз меньше сопротивления тела человека, то при нарушении изоляции провода обмотки двигателя через тело человека будет проходить ток, величина которого является безопасной для здоровья человека.

В четырёхпроводной системе трёхфазного тока нейтральная точка трансформатора, следовательно, и подключённый к ней нулевой провод надёжно заземляются, а корпуса электрооборудования присоединяются к нулевому проводу, т.е. производится их зануле-

ние. Пробой изоляции провода на корпус электрооборудования в этом случае приводит к короткому замыканию, протеканию значительных по величине токов короткого замыкания, срабатыванию защиты и отключению поврежденного электрооборудования.

Заземляющее устройство блочной кустовой насосной станции изображено на рис. 75. Заземляющее устройство состоит из труб, забитых в землю, стальной полосы, соединяющей трубы между собой и с контуром заземления. Контур заземления выполняется из стальных полос сечением не менее 48 мм^2 . Полосы прокладываются по стенам или в кабельных каналах. Соединения труб, контура заземления и стальной полосы выполняются посредством сварки. К заземляющему контуру с помощью заземляющих проводников сечением не менее 24 мм^2 присоединяются металлические части электрооборудования, например корпуса электрических двигателей.

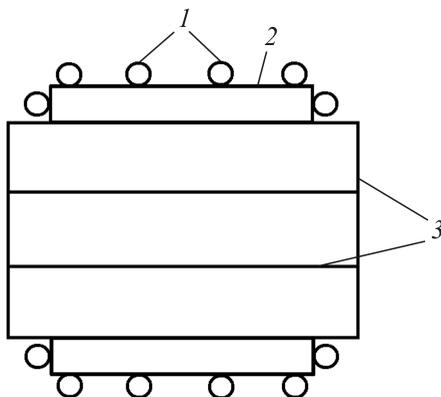


Рис. 75. Заземляющее устройство насосной станции:
1 – труба; 2 – стальная полоса; 3 – контур заземления

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» [18] заземлению (занулению) подлежат:

- корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников;
- приводы электрических аппаратов;

- вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов;
- металлические конструкции распределительных устройств;
- металлические кабельные конструкции, металлические кабельные соединительные муфты;
- металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей;
- металлические оболочки проводов, металлические рукава и трубы электропроводки;
- кожухи и опорные конструкции шинопроводов, лотки, коробка, тросы и стальные полосы, на которых укреплены кабели и провода;
- металлические корпуса передвижных и переносных приёмников электрической энергии;
- электрическое оборудование, размещённое на движущихся частях станков, машин и механизмов.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как называется предприятие, на котором осуществляется производство электрической энергии?
2. Как называется агрегат, состоящий из дизельного двигателя и электрического генератора?
3. Для чего необходима паровая турбина на тепловых электрических станциях?
4. Дайте полное название следующих типов электрических станций: ГРЭС, КЭС, ТЭЦ, АЭС.
5. С какой частотой изменяется напряжение, которое вырабатывается синхронными генераторами электрических станций России?
6. Назовите номинальные значения линейных напряжений синхронных генераторов, находящихся в эксплуатации на электрических станциях.
7. Что такое РУ электрической станции? Для чего необходимо РУ?
8. Как конструктивно выполняется РУ закрытого типа?
9. Назовите основное электрооборудование, которое устанавливается в РУ генераторного напряжения электрических станций.
10. Для чего нужны сборные шины в РУ и как они конструктивно выполняются?
11. С какой целью в ячейках РУ устанавливаются шинные и линейные разъединители?
12. Можно ли посредством разъединителей отключать рабочие токи?
13. Как конструктивно выполнено устройство гашения электрической дуги в выключателях нагрузки?
14. Как осуществляется защита электрических цепей от токов короткого замыкания, в которых в качестве коммутационного аппарата используются выключатели нагрузки?
15. Можно ли посредством масляных высоковольтных выключателей отключать: рабочие токи, токи короткого замыкания?

16. Каково назначение плавких предохранителей? Как конструктивно выполнены плавкие предохранители?

17. Какими электрическими аппаратами осуществляется защита электрического оборудования РУ от перенапряжений?

18. Для чего в РУ устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения?

19. С какой целью в ячейках РУ используются измерительные трансформаторы тока?

20. От чего зависит класс точности измерительных трансформаторов напряжения и тока?

21. Какими выражениями определяются значения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов напряжения и тока?

22. С какой целью вблизи электрических станций строятся повышающие трансформаторные подстанции?

23. Из каких основных узлов состоят повышающие и понижающие трансформаторные подстанции?

24. В чём состоят преимущества и недостатки РУ открытого исполнения, по сравнению с РУ закрытого исполнения?

25. Какие электрические параметры преобразуются в трансформаторах?

26. В какой из обмоток повышающего трансформатора при работе проходит ток большей величины?

27. Почему в трансформаторе провод обмотки низшего напряжения имеет большее сечение по сравнению с проводом обмотки высшего напряжения?

28. Из каких элементов состоит воздушная линия электропередач?

29. Что такое одноцепная линия электропередач и двухцепная линия электропередач?

30. В чём принципиальное отличие анкерных и промежуточных опор?

31. Для чего необходимы защитные тросы в воздушных линиях электропередач? Какой металл используется при изготовлении защитных тросов?

32. Что включает в себя электрическая сеть? Кому принадлежат электрические сети?

33. Что такое граница балансовой принадлежности и в каком документе она описывается?

34. Что включает в себя система внутреннего электроснабжения нефтяного предприятия?

35. Кто несёт ответственность за исправную работу электрооборудования системы внутреннего электроснабжения нефтяного предприятия?

36. По проводам воздушной линии какого по величине напряжения осуществляется электроснабжение буровых установок?

37. Сколько ячеек имеет РУ типа КРНБ–6?

38. На каком по величине напряжении осуществляется распределение электрической энергии между кустами скважин?

39. На каком напряжении осуществляется работа электродвигателей штанговых скважинных насосных установок?

40. Как обеспечивается номинальное напряжение на погружных электродвигателях электроцентробежных насосов?

41. Какое по величине напряжение используется для осуществления работы синхронных электродвигателей компрессоров магистральных газопроводов?

42. Какие основные узлы включает в себя электропривод?

43. Для чего нужен редуктор в электроприводе буровой лебёдки, в электроприводе станков-качалок?

44. Для чего необходима клиноременная передача в электроприводе поршневого компрессора газоперекачивающих станций?

45. Передаточное отношение клиноременной передачи станков-качалок равняется 4,5, а передаточное число редуктора составляет 40. Вал приводного электрического двигателя вращается с частотой 960 мин^{-1} . С какой частотой будет вращаться выходной вал редуктора?

46. Номинальная мощность двигателя станка-качалки 30 кВт, а номинальная частота вращения его вала 960 мин^{-1} . Рассчитайте номинальный момент на валу двигателя, на входном валу редуктора, на

выходном валу редуктора, если передаточное отношение клиноременной передачи равняется 4,5, а передаточное число редуктора составляет 40. Коэффициенты полезного действия клиноременной передачи и редуктора при расчетах принять равными 100 %.

47. Запишите «уравнение движения» электромеханической системы, состоящей из электрического двигателя и производственного механизма. Поясните физический смысл величин, входящих в это уравнение.

48. Как рассчитывается момент инерции звеньев систем электропривода? Размерность момента инерции.

49. При каком условии возможен успешный процесс запуска электропривода из неподвижного состояния?

50. Как сказывается величина момента инерции системы электропривода на длительность процесса запуска из неподвижного состояния до номинальной частоты вращения?

51. Запишите условие, при котором работа электропривода будет осуществляться с установившейся частотой вращения.

52. Запишите условие, при котором будет происходить торможение звеньев системы электропривода.

53. Как сказывается величина момента инерции системы электропривода на длительность процесса торможения от номинальной частоты до полного останова?

54. Как осуществляется регулирование частоты вращения двигателей постоянного тока?

55. Как осуществляется регулирование частоты вращения асинхронных электрических двигателей?

56. Возможно ли на практике регулирование частоты вращения асинхронных двигателей с беличьей клеткой ротора посредством введения добавочных сопротивлений в цепь обмотки ротора?

57. Назовите преимущества и недостатки регулирования частоты вращения асинхронных двигателей с контактными кольцами посредством введения в цепь обмотки ротора добавочных сопротивлений.

58. Какие преимущества и недостатки характеризуют частотный способ регулирования частоты вращения асинхронных электрических двигателей с беличьей клеткой ротора?

59. Каким требованиям должен удовлетворять электропривод буровой лебёдки?

60. Каким требованиям должен удовлетворять электропривод буровых насосов?

61. Каким требованиям должен удовлетворять электропривод электробура?

62. Какое электрооборудование применяется на промысловых компрессорных станциях?

63. Чем обусловлено широкое использование синхронных электрических двигателей в приводе компрессоров газокompresорных станций?

64. Какое электрооборудование применяется на промысловых насосных станциях систем поддержания пластового давления?

65. Какое электрооборудование применяется в установках внутри промысловой подготовки нефти?

66. Как осуществляется тепловая обработка призабойной зоны с помощью электрического оборудования?

67. Как осуществляется защита труб газопроводов от блуждающих токов?

68. В чём заключается опасность воздействия электрического тока на организм человека?

69. Какое оборудование нефтепромыслов может быть использовано в качестве естественных заземлителей?

71. Для чего необходимо защитное заземление?

72. Из каких элементов состоит искусственное заземляющее устройство? Как выполняется искусственное заземляющее устройство, например блочной кустовой насосной станции?

73. Какие знания, полученные вами при изучении курса «Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли», будут востребованы в последующей профессиональной деятельности?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 533–2000 (МЭК34–3–88). Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия. – Минск, 2000. – 22 с.
2. Фёдоров А.А., Ристхейм Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1981. – 360 с.
3. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение: учеб. пособие. – М.: Радиософт, 2010. – 327 с.
4. Блантер С.Г., Суд И.И. Электрооборудование нефтяной промышленности: учеб. для техникумов. – Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Недра, 1979. – 312 с.
5. Экспериментальный образец линейного вентильного двигателя с совмещённой обмоткой / А.Д. Коротаев, Е.М. Огарков, П.Н. Цылёв, А.М. Бурмакин // Информационные управляющие системы: сб. науч. тр. / Перм. гос. техн. ун-т; Перм. ЦНТИ. – Пермь, 2006. – С. 101–105.
6. Андреев В.П., Сабинин Ю.А. Основы электропривода. – Изд. 2-е, перераб. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 772 с.
7. Вешневский С.Н. Характеристики двигателей в электроприводе. – Изд. 6-е, испр. – М.: Энергия, 1977. – 432 с.
8. Электротехника: учеб. пособие для вузов / под ред. В.С. Пантюшина. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1976. – 560 с.
9. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности / И.В. Белоусенко [и др.]. – М.: Недра–Бизнесцентр, 2002. – 300 с.
10. Зейгман Ю.В. Добыча нефти и газа // Нефтегазовое дело: учеб. пособие: в 6 т. / под ред. проф. А.М. Шаммазова. – Т. 3. – СПб.: Недра, 2011.
11. Меньшов Б.Г., Суд И.И., Яризов А.Д. Электрооборудование нефтяной промышленности: учеб. для техникумов. – М.: Недра, 1990. – 365 с.

12. Цылёв П.Н., Щапова И.Н. Высокоэффективные тихоходные асинхронные преобразователи энергии малой мощности для нефтяной промышленности // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 62–65.

13. Цылёв П.Н., Щапова И.Н., Щапов В.А. Повышение энергоэффективности асинхронных электромеханических преобразователей энергии электропривода скважинных штанговых насосов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 110–113.

14. Технический каталог электродвигателей ВЭМЗ (2010) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.vemp.ru/prod/motors.html> (дата обращения: 26.03.2014).

15. Модернизация электрооборудования станков-качалок низковольтных нефтяных скважин / П.Н. Цылев, Е.М. Огарков, Е.Ф. Беляев, А.М. Бурмакин // Научные исследования и инновации. Научный журнал. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. – Т. 3, № 4. – С. 59–65.

16. Пат. 2478249 РФ. Трёхфазный асинхронный электрический двигатель / Е.Ф. Беляев, А.А. Ташкинов, П.Н. Цылёв; заявитель и патентообладатель Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. – № 2011138279; заявл. – 16.09.11; опубл. – 27.03.13. – Бюл. № 9. – С. 9.

17. Беляев Е.Ф., Цылёв П.Н., Щапова И.Н. Математическое моделирование трёхфазного асинхронного двигателя с внутренней компенсацией реактивной мощности // Электротехника. – 2013. – № 9. – С. 25–29.

18. Правила устройства электроустановок / Главгосэнергонадзор России. – 6-е изд., перераб. и доп. с изм. – М., 1998. – 607 с.

19. Пат. 2478249 РФ. Способ обработки парафинистой нефти в скважине / В.А. Мордвинов, П.Н. Цылёв, А.Д. Коротаев, В.Г. Сидоренко; заявитель и патентообладатель Перм. гос. техн. ун-т. – № 4836380; заявл. – 16.04.1990; опубл. 12.10.1993. – 5 с.

20. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. для студ. вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1986. – 400 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Часть I. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ....	5
Глава 1. Основные элементы электрических цепей и их назначение.....	5
Глава 2. Система электроснабжения предприятий нефтяной и газовой отраслей и используемое в ней электрооборудование	10
2.1. Система внешнего электроснабжения.....	10
2.1.1. Производство электрической энергии на электрических станциях	10
2.1.2. Распределительные устройства электрических станций, их назначение и конструктивное выполнение	15
2.1.3. Основное электрооборудование распределительных устройств, его назначение, конструктивное исполнение и принцип работы	18
2.1.4. Повышающие подстанции, их назначение и структура	35
2.1.5. Воздушные линии электропередач, основные элементы линии, их назначение	40
2.2. Система внутреннего электроснабжения	45
2.2.1. Главная понижающая подстанция	45
2.2.2. Системы электроснабжения потребителей электрической энергии буровых установок	50
2.2.3. Электроснабжение потребителей электрической энергии установок для насосной добычи нефти	55
2.2.4. Система электроснабжения потребителей электрической энергии газокompрессорных станций.....	60

Часть II. ЭЛЕКТРОПРИВОД	64
Глава 3. Основы механики электропривода	64
3.1. Уравнение движения электропривода.....	64
3.2. Виды механических характеристик электрических двигателей и производственных механизмов	66
3.3. Приведение статических моментов и усилий производственных механизмов к валу электрических двигателей	73
3.4. Приведение моментов инерции звеньев в системе электропривода к одной оси	74
Глава 4. Переходные и установившиеся режимы работы электроприводов	77
4.1. Условия и время запуска в работу	77
4.2. Запуск в ход электроприводов с двигателями постоянного тока	78
4.3. Запуск в ход электроприводов с асинхронными электрическими двигателями	83
4.4. Процесс запуска в работу электроприводов с синхронными электрическими двигателями.....	89
4.5. Условие работы электроприводов с установившейся частотой вращения.....	92
4.6. Регулирование установившейся частоты вращения электроприводов и показателей, характеризующих процесс регулирования	93
4.7. Регулирование частоты вращения электроприводов с двигателями постоянного тока	95
4.8. Регулирование частоты вращения электроприводов с асинхронными и синхронными двигателями.....	104
4.9. Условия торможения электроприводов	113
4.10. Тормозные режимы работы электроприводов с двигателями постоянного тока	114
4.11. Тормозные режимы электроприводов с асинхронными и синхронными электрическими двигателями	121

4.12. Использование электромагнитных муфт в электроприводах	126
Глава 5. Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли	136
5.1. Электропривод буровых лебёдок. Требования к электроприводу буровых лебедок	136
5.2. Электропривод буровых насосов. Требования к электроприводу буровых насосов	142
5.3. Электропривод ротора и электробура. Требования к электроприводам ротора и электробура	148
5.4. Электропривод и электрооборудование штанговых скважинных насосных установок	151
5.5. Привод и электрооборудование электроцентробежных насосов	159
5.6. Электропривод и электрооборудование промысловых компрессорных и насосных станций	166
5.7. Электрические установки для тепловой обработки призабойной зоны и депарафинизации скважин	172
5.8. Защита подземных сооружений от электрокоррозии блуждающими токами	173
5.9. Освещение буровых установок	174
Глава 6. Основные правила эксплуатации и безопасного обслуживания электрических установок	175
6.1. Условия поражения человека электрическим током	175
6.2. Защитное заземление и зануление	176
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	182
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	187

Учебное издание

Цылёв Павел Николаевич

ЭЛЕКТРОПРИВОД
И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Учебное пособие

Редактор и корректор *Н.В. Бабинова*

Подписано в печать 11.08.15. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 12,0. Тираж 100 экз. Заказ № 141/2015.

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.