

Абрамович Б.Н.

Электроснабжение нефтегазовых предприятий



2008

0

УДК 658.26:621.31 (075.80)
ББК 31.29-5 А162

Изложены вопросы электроснабжения предприятий нефтегазовой промышленности; основные принципы построения систем электроснабжения. Даны характеристики электротехнических комплексов буровых установок, технологических установок насосной эксплуатации скважин, промысловых компрессорных и насосных станций, перекачивающих насосных станций магистральных нефтепроводов. Рассмотрены вопросы организации внешнего и внутреннего электроснабжения объектов добычи, подготовки и транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа.

Учебное пособие предназначено для студентов всех форм обучения по специальности «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов» специализаций «Электромеханическое оборудование и автоматизация машин и установок горного производства» и «Электромеханическое оборудование и автоматизация машин и установок при подземном строительстве».

Рецензенты: к.т.н. А.А.Вырва (ООО «ЮНГ-Энергонефть»); кафедра электроэнергетики

Абрамович Б.Н.

А162. *Абрамович Б.Н.* Электроснабжение нефтегазовых предприятий: Учебное пособие / Б.Н.Абрамович, Ю.А.Сычев, ДА.Устинов. Санкт-Петербургский государственный горный институт. СПб, 2008. 81с.

ISBN 978-5-94211-357-5
УДК 658.26:621.31 (075.80) ББК 31.29-5

1 ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1.1. Источники электроснабжения и требования к качеству электрической энергии

Электрическая энергия является основным видом энергии, используемой на предприятиях по добыче нефти и газа. Основными источниками электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий являются электрические сети распределительных сетевых компаний и автономные электростанции собственных нужд (ЭСН).

Электрическая энергия, поставляемая распределительными сетевыми компаниями, должна соответствовать требованиям ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Стандарт устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трех- и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных нефтегазодобывающих предприятий.

При соблюдении норм (ГОСТ 13109-97) обеспечивается электромагнитная совместимость электрических сетей распределительных сетевых компаний и систем электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий.

Для объектов нефтегазодобычи к основным показателям КЭ относятся отклонения и несинусоидальность напряжения, провалы и импульсы напряжения и временные перенапряжения. Нормально и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения dU , на выводах приемников электрической энергии равны соответственно ± 5 и ± 10 % от номинального напряжения электрической сети.

Нормально допустимые (в числителе) и предельно допустимые (в знаменателе) значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в точках присоединения к электрическим сетям распределительных сетевых компаний с разным номинальным напряжением следующие, %:

U _{ном} , кВ	0,38	6-20	35	110-330
Ки	8 / 12	5/8	4/6	2/3

Предельно допустимое значение длительности провала напряжения в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с. Длительность автоматически устраняемого провала напряжения в любой точке присоединения к электрическим сетям определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики.

Импульс напряжения характеризуется величиной и длительностью грозových и коммутационных перенапряжений, которые могут достигать $2,5-7 U_{ном}$ при продолжительности от единиц до нескольких сот микросекунд.

Временное перенапряжение характеризуется коэффициентом временного перенапряжения, равным отношению величины перенапряжения к номинальному напряжению. Приведем значения коэффициентов временных перенапряжений, возникающих в электрических сетях энергоснабжающей организации:

Длительность временного перенапряжения, с	До 1	До 20	До 60
Коэффициент временного перенапряжения, о. е.	1,47	1,31	1,15

В среднем за год в точке присоединения возможно около 30 временных перенапряжений.

1.2. Выбор числа и мощности генераторов ЭСН

ЭСН на предприятиях нефтегазодобычи используются в следующих случаях:

- для автономного электроснабжения потребителей электроэнергией;
- для обеспечения потребителей электроэнергией при параллельной работе ЭСН с энергосистемой;
- для обеспечения потребителей электроэнергией на более выгодных условиях, чем от энергосистемы.

При единичной мощности генерирующих электроустановок ЭСН менее 3,5 МВт в качестве приводов генераторов применяются дизельные и газопоршневые двигатели внутреннего сгорания, при мощностях свыше 3,5 МВт - двухтопливные газотурбинные установки. При этом должна быть предусмотрена комплексная система подготовки и очистки топливного газа до уровня, соответствующего паспортным данным приводного двигателя. Если уровень подготовки и очистки топливного газа не соответствует требованиям паспортных данных приводного двигателя, то мощность, развиваемая электроагрегатом в установившемся режиме, должна быть снижена до уровня, определяемого свойствами попутного газа. Это должно быть учтено при выборе количества установленных на ЭСН электроагрегатов. На ЭСН должен быть предусмотрен запас энергоносителя в объеме, достаточном для обеспечения электрической энергией потребителей на время, определяемое в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» и ведомственных нормативных документов. Возможны следующие варианты применения ЭСН на нефтегазовых месторождениях:

- ЭСН используется в автономном режиме без связи с сетью энергосистемы (при удалении месторождения от энергосистемы, при напряжении распределения электрической энергии 35-110 кВ на расстояние 30-40 км и более). Утилизация попутного нефтяного газа в этом варианте производится в пределах потребности в топливе для выработки требуемого количества электроэнергии. При большой газонасыщенности добываемой нефти всегда возможен избыток газа и проблема его утилизации. При меньшей газонасыщенности нефти не исключен дефицит газа для электростанции, существующей постоянно или в отдельные периоды разработки месторождения. При дефиците газа для выработки электроэнергии или его отсутствии на начальной стадии разработки месторождения используется резервное топливо.
- ЭСН обеспечивает часть потребностей месторождения в электроэнергии, а недостающая часть электроэнергии и необходимый резерв мощности обеспечиваются энергосистемой. Мощность электростанции в этом случае определяется свободными ресурсами газа.
- ЭСН в нормальном режиме работы обеспечивает все потребности месторождения в электроэнергии и только при плановой или аварийной остановках части агрегатов электростанции недостающая электроэнергия потребляется от сети энергосистемы. Утилизация попутного газа обеспечивается только в пределах потребности выработки электроэнергии. Избыток газа должен утилизироваться другими способами. При дефиците газа возможно либо использование резервного топлива, либо потребление недостающей электроэнергии от энергосистемы. При использовании данного варианта должны быть получены технические условия энергосистемы на подключение автономной электростанции к системной подстанции, коммерческие условия на резервирование мощности и, если необходимо, на использование сетевых элементов энергосистемы
- Мощность автономной электростанции превышает потребности месторождения, при этом избыток электроэнергии выдается в сеть энергосистемы. Обеспечивается полная утилизация попутного нефтяного газа. Экономическая целесообразность данного варианта должна быть обоснована с учетом технических и коммерческих требований, выдвигаемых энергосистемой.
- ЭСН используется, как резервный источник энергии при отключениях или ограничениях в энергосистеме.

Окончательный выбор варианта использования ЭСН производится на основе технико-экономического анализа с учетом условий эксплуатации генерирующих электроустановок, месторасположения месторождения относительно элементов сети распределительной сетевой компании, а также населенных пунктов.

Выбор количества, единичной мощности и сроков ввода силовых агрегатов ЭСН производится на основе следующих данных:

- о максимальной электрической нагрузке и электропотреблении месторождения;
- об изменении (увеличении) электрической нагрузки месторождения в процессе его разработки;
- о свободном ресурсе попутного нефтяного газа;
- о необходимой степени резервирования мощности ЭСН по условию обеспечения надежности электроснабжения потребителей месторождения;
- о варианте применения ЭСН.

Выбор электроагрегатов ЭСН должен проводиться с учетом и соблюдением следующих условий:

- число типоразмеров двигателей на ЭСН должно быть минимальным;
- загрузка модулей и электростанции должна обеспечивать использование «нагруженного» резерва;
- коэффициент готовности электроагрегатов ЭСН должен быть не менее 0,99;
- коэффициент технического использования электроагрегатов ЭСН должен быть не менее 0,98;

- если резервирование электроснабжения осуществляется от его источника, пропускная способность резервной линии электропередачи должна обеспечивать передачу недостающей мощности;
- на всех этапах развития должен быть обеспечен пуск наиболее мощных электродвигателей при сохранении устойчивости остальных потребителей;
- должны обеспечиваться наилучшие экономические и эксплуатационные показатели — минимальный срок окупаемости капитальных вложений, максимальная прибыльность ЭСН, минимальные стоимость строительно-монтажных работ, эксплуатационных затрат, численность обслуживающего персонала.

Комплектация ЭСН должна обеспечить минимальные перерывы и ущерб от перерывов в электроснабжении и максимальную живучесть технологического процесса добычи нефти и газа в экстремальных ситуациях. Поэтому на ЭСН должно быть установлено дополнительное количество электроагрегатов, необходимое для обеспечения своевременного вывода отдельных агрегатов на технические осмотры, текущие и капитальные ремонты без снижения номинальной нагрузки электростанции.

Поршневые и газотурбинные двигатели, генераторы, электротехническое оборудование и системы автоматики электроагрегатов не обладают 100%-ной надежностью. Поэтому необходимо учитывать возможность преждевременного выхода из строя отдельных систем электроагрегатов и их внеплановый ремонт и, соответственно, увеличивать количество электроагрегатов электростанции с целью повышения надежности электроснабжения потребителей до заданного уровня. Кроме того, на ЭСН должны быть электроагрегаты как в нагруженном, так и ненагруженном резерве. С учетом изложенного, баланс агрегато- часов электростанции должен определять по формуле:

$$T_k n_{\text{ст}} = T_k n_{\text{раб}} + T_k n_{\text{рез}} + \sum_{i=1}^n T_{\text{рем } i} n_{\text{рем } i} + \sum_{i=1}^n T_{\text{аи}} n_{\text{аи}} \quad (1.1)$$

где $T_k = 8760$ ч - календарное время года работы ЭСН в течение года; $n_{\text{ст}}$ - число агрегатов, установленных на электростанции; $n_{\text{раб}}$ - число агрегатов, постоянно находящихся в работе для обеспечения нагрузки с учетом ненагруженного резерва; $n_{\text{рез}}$ - число агрегатов, постоянно находящихся в резерве и обеспечивающих покрытие краткосрочных максимумов нагрузки или вводимых в кратчайшие сроки взамен агрегатов, выходящих в ремонт (профилактический либо аварийный); $T_{\text{рем}}$ - календарное время, необходимое на профилактические ремонты одного агрегата в год в соответствии с техническими условиями на поставку электроагрегатов; $n_{\text{аи}}$ - число агрегатов, выходящих в профилактические ремонты в текущем году; T_a - календарное время (среднестатистическое), необходимое для внеплановых (аварийных) ремонтов электроагрегатов данного типа; n_a - число агрегатов (среднестатистическое), на которых могут произойти аварийные отказы, приводящие к выходу агрегата во внеплановый ремонт.

Основные электроустановки нефтегазодобычи допускают перерыв в электроснабжении только на время автоматического ввода резерва. Поэтому на ЭСН необходимо предусматривать наличие

«нагруженного» резерва, т.е. в работе одновременно должно находиться столько агрегатов и загрузка их должна быть такова, чтобы при выходе одного из агрегатов оставшиеся в работе имели возможность принять на себя имеющуюся нагрузку на время, необходимое для ввода в действие агрегата из «ненагруженного» резерва, или же обеспечить ремонт вышедшего из строя электроагрегата обслуживающим персоналом (дефекты, которые могут быть устранены не более чем за 2 ч). Допустимая величина «нагруженного» резерва электроагрегата определяется коэффициентом его загрузки $K_{зг}$ с учетом перегрузочной способности, оговоренной в технических условиях на поставку. Количество электроагрегатов, работающих параллельно на ЭСН, для альтернативных вариантов принимается по следующим данным:

Количество агрегатов, работающих параллельно	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оптимальный коэффициент загрузки электроагрегатов	0,5	0,67	0,75	0,8	0,83	0,857	0,875	0,89	0,9

С учетом этих данных количество одновременно работающих электроагрегатов электростанций собственных нужд определим по формуле

$$n_{\text{раб}} \geq P_{\text{max}} / (P_{\text{ном}}^{\Phi} K_{\text{зг}}) \quad (1.2)$$

где P_{max} - максимальная нагрузка электростанции, кВт; $P_{\text{ном}}^{\Phi}$ - фактическая мощность электроагрегата в установившемся режиме работы с учетом свойств попутного газа, кВт;

$P_{\text{ном}}^{\Phi} \leq P_{\text{ном}}$, $P_{\text{ном}}$ - номинальная (паспортная) мощность агрегата;

$K_{\text{зг}}$ - коэффициент загрузки электроагрегатов.

Необходимое число электроагрегатов для ЭСН определяется по формуле

$$n_{\text{ст}} \geq n_{\text{раб}} + n_{\text{рез}} \quad (1.3)$$

$$\text{где } n_{\text{рез}} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{\text{рем}} i n_{\text{рем}i} + \sum_{i=1}^n T_{\text{а}} i n_{\text{а}i}}{8760}.$$

При определении количества резервных агрегатов «ненагруженного» резерва учитываются стадии разработки месторождения, условия работы электроагрегатов ЭСН, сложность климатических и природных условий, показатели надежности выбранного типа агрегатов и режимы работы ЭСН:

- автономная электростанция работает изолированно от энергосистемы. Количество агрегатов ЭСН должно выбираться таким образом, чтобы обеспечивалось питание всех потребителей при условии, что один агрегат находится в плановом ремонте и один аварийно отключен;
- мощность ЭСН должна быть равна максимальной нагрузке потребителей месторождения плюс мощность резервных агрегатов. Все энергоагрегаты могут постоянно находиться в работе с нагрузкой ниже номинальной. При нахождении одного из агрегатов в плановом ремонте и одного из агрегатов в состоянии аварийного отключения загрузка оставшихся повышается, но не превышает номинальную;
- ЭСН работает параллельно с сетью энергосистемы. При этом в нормальном режиме потребления из сети не происходит и только при отключении одного электроагрегата возможный дефицит электроэнергии покрывается из сети энергосистемы. Мощность электростанции в этом варианте определяется только максимальной нагрузкой потребителя, установка резервного электроагрегата не требуется.

При проведении технико-экономических расчетов по оптимальному выбору числа и мощности агрегатов ЭСН должна учитываться возможность вариации в течение срока эксплуатации следующих факторов:

- капитальных затрат на реализацию ЭСН в диапазоне $\pm 30\%$;
- производственных издержек (эксплуатационных затрат) в Диапазоне $\pm 30\%$;

- цены реализации избытков электроэнергии в энерго тему (или сторонним потребителям) в диапазоне 10-100% от текущего тарифа;
 - стоимости попутного нефтяного газа в диапазоне от 50 л 400 % от исходного значения;
 - максимальной электрической нагрузки месторождения в диапазоне ± 30 % (этим учитывается неопределенность исходных технологических показателей разработки);
 - затрат на подготовку территории, строительство фундаментов и внешних инженерных коммуникаций (затраты, как правило, не входящие в стоимость комплектной поставки ЭСН; диапазон их варьирования принимается из конкретных условий варианта).
- Обязательной является оценка прогнозного роста цен на электроэнергию, в том числе прогнозный рост тарифа на электроэнергию в энергосистеме.

2. ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Потребители электроэнергии на нефтегазодобывающих предприятиях по функциональному признаку разделяются на следующие виды:

- буровые установки;
- механизмы непосредственной добычи нефти – глубинно насосная установка с электродвигателем, установленным на поверхности земли (СКН); насосная установка с электродвигателем, расположенным у насоса (ЭЦН);
- объекты сбора и внутри промысловой перекачки нефти, к которым следует отнести групповые замерные установки (ГЗУ), дожимные насосные станции (ДНС);
- объекты подготовки нефти, к которым относятся электро-обезвоживающие и электрообессоливающие установки, термохимические установки, насосные станции внешней перекачки нефтесборных парков и пунктов;
- газокompрессорные станции, компримирующие попутный нефтяной газ;
- объекты поддержания пластового давления - кустовые насосные станции (КНС), водораспределительные блоки (ВРБ), водозаборы, установки очистки сточных вод;
- объекты вспомогательного назначения - базы обслуживания нефтепромысла, базы бурения, ремонтные базы и участки и т.п.

2.1. Буровые установки

В состав электрооборудования буровой установки входят основные (лебедка, ротор, буровой насос) и вспомогательные (компрессоры сжатого воздуха, вибросито, кран-балка, водяной насос, автомат спуска-подъема) механизмы. Число основных и вспомогательных механизмов и их электровооруженность определяются классом и назначением буровой установки.

На нефтяных промыслах нашей страны около 5 % общего объема бурения осуществляется электробурями.

Принципиальное отличие электробура от обычной буровой установки заключается в том, что электродвигатель, вращающий долото, перенесен на забой скважины (рис.2.1).

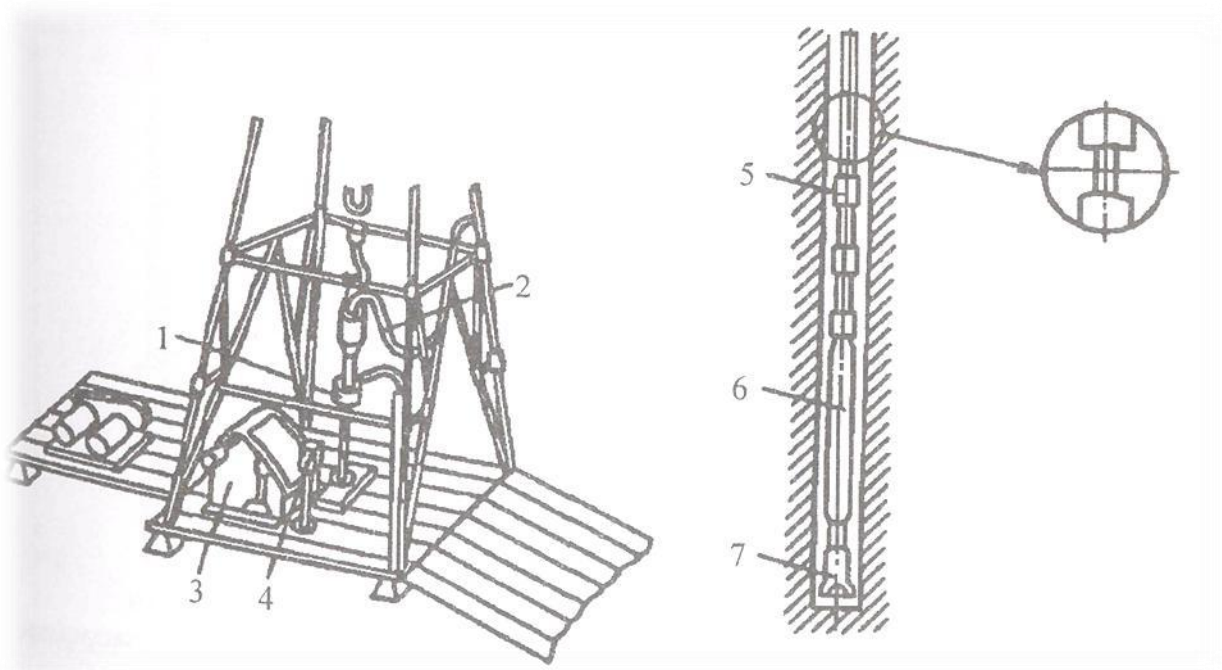


Рис.2.1. Схема бурения электробуром

1-токоприемник; 2-кабель; 3-буровая лебедка; 4 - пульт управления; 5 - бурильная труба с вмонтированными внутрикабельными муфтами ; 6 - электробур; 7 – долото

Потребление активной мощности буровой установкой зависит от режима ее работы, твердости разбуриваемой породы, к долота, качества бурового раствора, скорости пускоподъемных раций, длины и массы колонны буровых труб. В связи с этим график нагрузки, записанный за длительный период работы буровой установки (10-15 сут), имеет резко переменный характер

2.2. Механизмы непосредственной добычи нефти

Непосредственная добыча нефти из скважин при отсутствии фонтанирования производится с использованием:

- глубинно-насосных установок с электродвигателем, установленным на поверхности земли, от которого движение к насосу передается посредством колонны штанг (ШГН) (рис.2.2 и 2.3);
- центробежных насосных установок с погружным электродвигателем, расположенным непосредственно в скважине – это так называемые бесштанговые насосные электроцентробежные установки (УЭЦН)(рис 2.4).

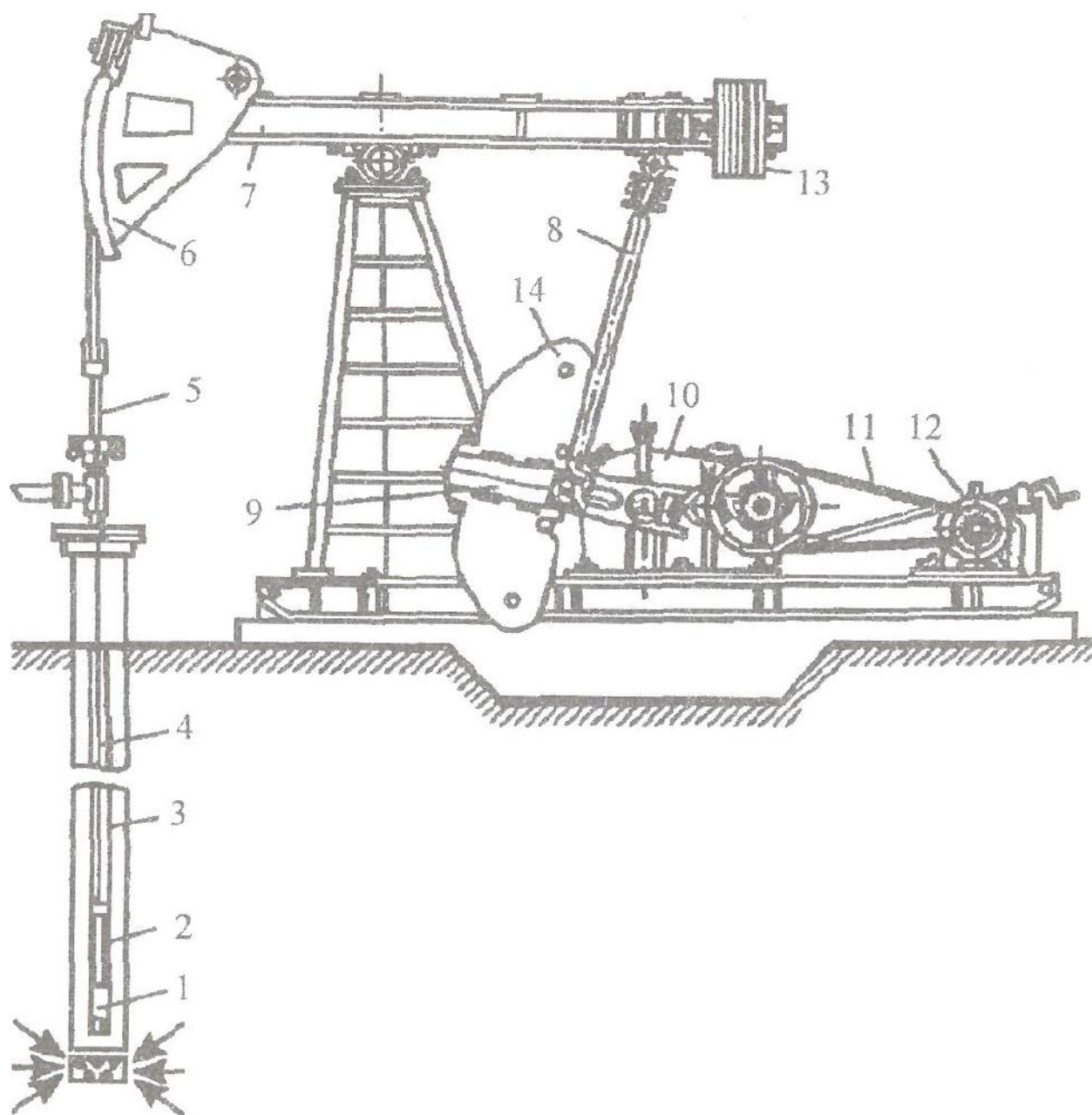


Рис.2.2. Схема глубинно-насосной установки 1 - плунжерный глубинный насос; 2 - плунжер; 3 - насосные трубы; 4 - штанга; 5 - полированный шток; 6 - головка балансира; 7 - балансир; 8 - шатун; 9 - кривошипный противовес; 10 - редуктор; 11 - клиноременная передача; 12 — электродвигатель; 13 — балансирный противовес; 14 - кривошипный противовес

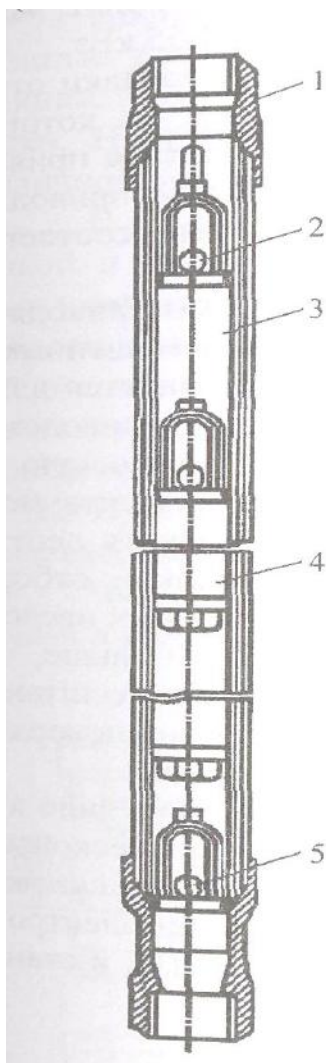


Рис.2.3. Плунжерный насос 1 - муфта крепления; 2- верхний клапан; 3 - цилиндр; 4-плунжер; 5 - нижний (приемный) клапан

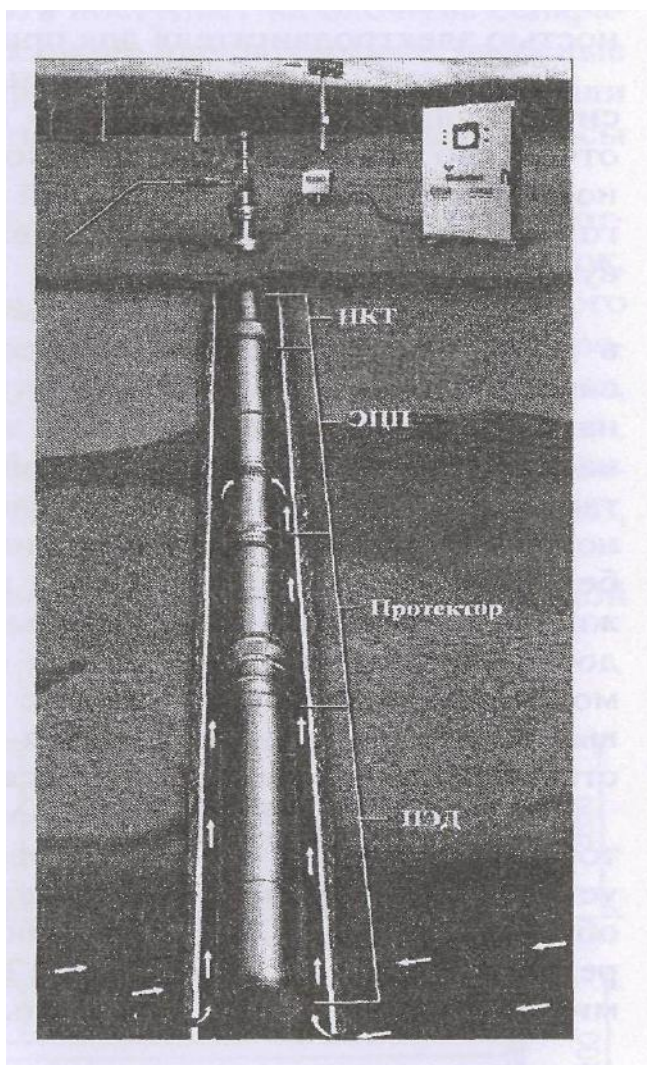


Рис.2.4. Погружной двигатель электроцентробежного насоса

Наиболее распространенными на нефтепромыслах станками-качалками являются станки типа СКН 2-615, СКН 3-1515 СКН 5-3015, СКН 10-3315, СКН 10-3012.

По ГОСТ 5866-87 изготавливают девять базовых моделей СКН от 1 до 9СК с наибольшей допустимой нагрузкой 1-20 т, мощностью электродвигателя для привода этих станков 1,7-55 кВт. К специфической особенности работы станка-качалки относится пульсирующий характер графика его нагрузки, на котором отчетливо можно выделить пиковые значения тока статора приводного двигателя. Вследствие этой особенности КПД и cosφ приводного двигателя снижаются по сравнению с номинальными, соответствующими постоянной нагрузке.

Погружные бесштанговые центробежные насосы приводятся в действие погружным электродвигателем (ПЭД), помещенным в скважине совместно с насосом. Благодаря этому устраняется длинная движущаяся механическая связь (штанги) между приводом и насосом, входящая как основной элемент в глубинно-насосную установку с плунжерными насосами. Это позволяет повысить мощность погружного насоса (его напор и подачу), применять центробежный тип насоса, наиболее подходящий для высоких отборов жидкости из скважины. Полезные мощности бесштанговых насосов, достигаемые при эксплуатации скважин, в 1,5-3 раза больше, чем мощности штанговых. Вместе с тем при использовании бесштанговых насосов, хотя и упрощается комплекс сооружений на поверхности, но существенно усложняется погружное оборудование.

В настоящее время широкое распространение получило кустовое скважин, т.е. компоновка на одной площадке нескольких установок механизированной добычи нефти. Количество скважин,

оборудованных УЭЦН и подключенных к одной линии электропередачи, обычно не превышает 12, а оборудованных УЭЦН и станками-качалками, а также газлифтных - 20.

2.3. Объекты сбора и внутрипромысловой перекачки нефти

Добытая нефть из скважин поступает на автоматизированные групповые замерные установки, где осуществляется замер дебита скважины, контроль подачи нефти из скважин, введение реагента в жидкость и блокировка скважин при аварийном состоянии оборудования. К одной установке ГЗУ в зависимости от ее конструкции можно подключить от 5 до 14 скважин. Общий вид установки ГЗУ приведен на рис.2.5.

Пройдя установки ГЗУ, нефть поступает на блочные сепарационные установки с насосной откачкой или дожимные насосные станции, которые перекачивают нефть на нефтесборные пункты или парки. На этих установках смонтированы центробежные насосы различной подачи и давления.

В состав блочной сепарационной установки с насосной откачкой и подачей 750-2000 м³/сут входят: технологический блок, блок управления, канализационные сооружения, свечи аварийного выброса газа. В состав блочной сепарационной установки с насосной откачкой и подачей 2000 м³/сут и более входят: блок насоса, блок сепарационной емкости, блок сбора и откачки утечек нефти, блок низковольтной аппаратуры, контрольно-измерительные приборы (КИП) и автоматики, распределительное устройство (РУ) 6 кВ, свеча аварийного выброса газа.

Число блоков насоса выбирается в зависимости от требуемой подачи и напора

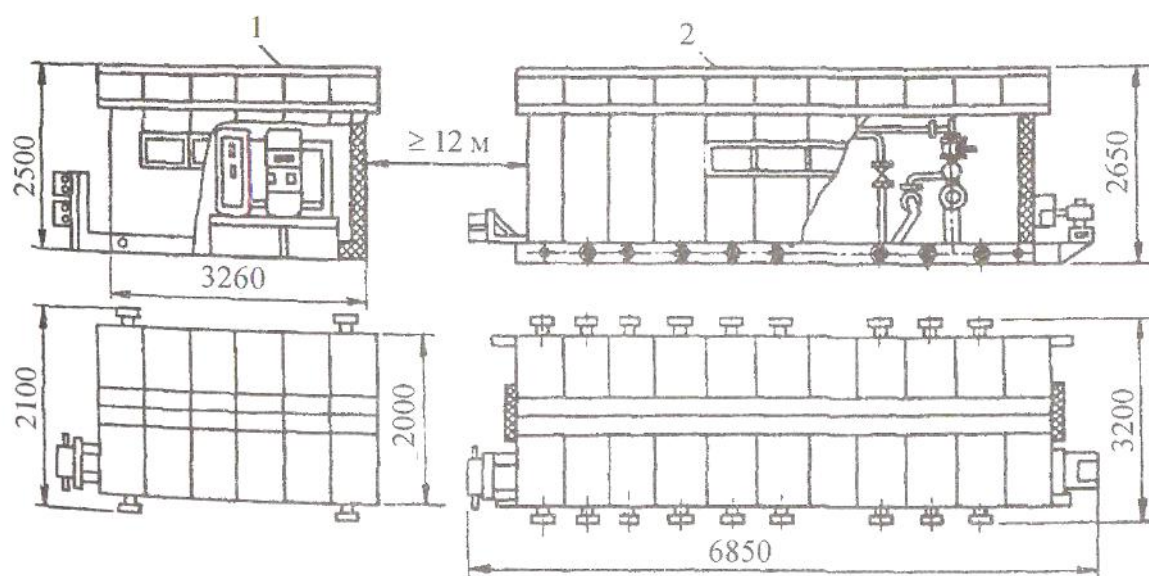


Рис.2.5. Групповая замерная установка 1 - щитовое помещение; 2 - технологическое помещение

2.4. Объекты подготовки нефти

Пройдя групповые замерные установки и дожимные насосные станции, нефть поступает на нефтесборный пункт или парк, где она подвергается подготовке - обезвоживанию и обессоливанию, а затем насосными установками внешней перекачки подается на товарные парки объектов транспортировки нефти.

Существует широкий ряд различных установок по подготовке нефти, которые подбираются в зависимости от производительности нефтесборного парка (пункта) и качества нефти (процентное содержание в нефти солей и воды). Эти установки можно разделить на два вида: установки, на которых подготовка нефти осуществляется путем нагрева - термохимический метод; установки, на которых осуществляется комплексная подготовка нефти - обезвоживание и обессоливание с

получением кондиционной продукции, где подготовка нефти производится термохимическим методом с обработкой ее в электрическом поле с помощью электродегидратора. Сущность обработки нефти в электрическом поле заключается в том, что под действием его заряженные частицы воды направляются к электродам дегидратора. Частицы воды приобретают заряд благодаря перемещению эмульсии под действием внешних сил (гравитация, давление насоса и др.) и удалению от них части зарядов. Две частицы воды, разделенные слоем нефти, могут рассматриваться как элементарный конденсатор. Под действием внешнего электрического поля эти частицы приобретают разноименные заряды и стремятся притянуться друг к другу. Это вызывает деформацию защитных оболочек. Под воздействием поля на частицы воды разрушаются защитные оболочки в результате столкновений частиц и прорыва нефти между соседними частицами. В этом случае происходит слияние частиц и оседание капель воды. На нефтепромыслах применяют электродегидраторы промышленной и повышенной частоты. В зависимости от производительности установки по комплексной подготовке нефти (УКПН), частоты электрического поля и качества нефти применяют электродегидраторы трех видов: вертикальный (рис.2.6), горизонтальный (рис.2.7) и шаровой.

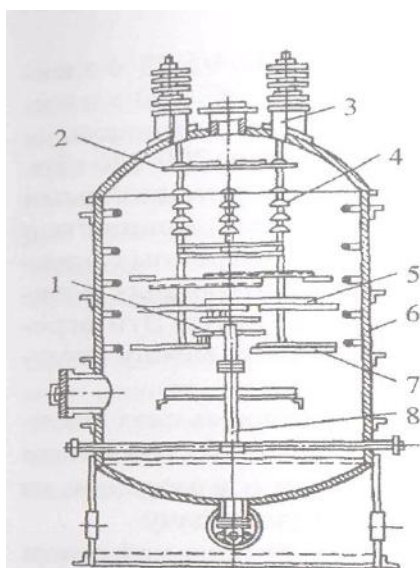


Рис 2.6 Вертикальный электродегидратор
1-распределительная головка;
3- проходной изолятор ; 4-изолятор; 5- верхний электрод; 6-цилиндрический сосуд объемом 300 м;
7-нижний электрод; 8-вертикальный стояк

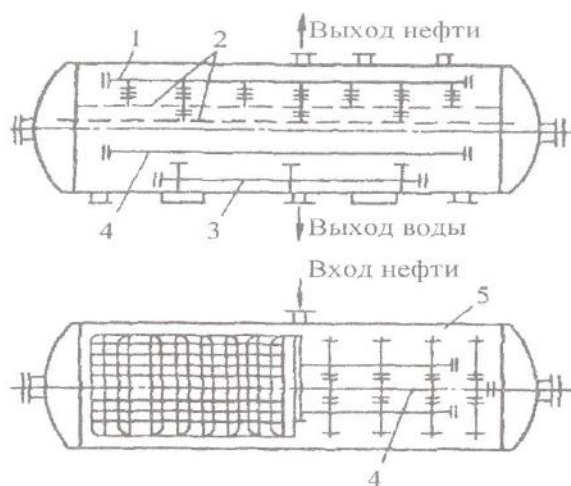


Рис 2.7 Горизонтальный электродегидратор
1- выходной нефтяной коллектор;
2- электроды; 3- коллектор сбора воды;
4- входной нефтяной коллектор; 5-корпус

2.5. Газокомпрессорные станции

Для компримирования (сжатия) попутного нефтяного газа на нефтяном промысле сооружают компрессорные станции, на которых производится также очистка газа от сероводорода. Наиболее часто на нефтепромыслах применяют газокомпрессоры с газомоторным приводом. Однако используют и газокомпрессоры с электрическим приводом: винтовой газовый компрессор ЭВКГ-25/5 с электродвигателем мощностью 160 кВт; винтовой газовый компрессор ВК-4/5-13 с электродвигателем 75 кВт; поршневые компрессоры ГСТ-4, 2СТ-50 с электродвигателями мощностью 160-200 кВт; поршневые компрессоры ДСГ-62, 2СТ-25-250 с электродвигателями мощностью 200-220 кВт. В эксплуатации находятся компрессорные станции с ротационными компрессорами РСК-8 с приводом от электродвигателя мощностью 160-220 кВт, а также компрессоры с приводом от асинхронных электродвигателей ДАМСО-147-8 мощностью 200 кВт, синхронных электродвигателей СМ-300-750, ДС-1408-8 мощностью 217 кВт. Эти агрегаты установлены в капитальных зданиях с перегородкой между помещениями компрессоров и электродвигателей.

Наиболее перспективно применение на нефтепромыслах блочных газокomppressorных станций в специальном укрытии, оснащенном всеми необходимыми приборами защиты, автоматики и измерения, из которых монтируется компрессорная станция на любую подачу. График нагрузки газокomppressorной станции на нефтяном промысле характеризуется постоянством нагрузки в течение суток.

2.6. Объекты поддержания пластового давления

К объектам поддержания пластового давления относятся кустовые насосные станции для закачки воды в нефтяной пласт, водозаборы чистой воды, установки по очистке сточных вод. В настоящее время все объекты поддержания пластового давления изготавливаются в блочном исполнении.

Заводнение нефтяных пластов - сложный и длительный процесс с использованием больших объемов воды. При разработке системы заводнения производится:

- выбор надежного источника водоснабжения, бесперебойно обеспечивающего необходимым количеством воды месторождения на весь период осуществления процесса заводнения;
- определение необходимого количества воды для закачки в пласты и разработка технологии ее очистки.

На основании длительного опыта эксплуатации нефтяных месторождений установлено, что при площадном заводнении требуется 10-15 м³ воды на 1 т добытой нефти, а при законтурном и риконтурном заводнении пластов - 1,5-2 м³ на 1 т нефти.

Для заводнения нефтяных пластов преимущественно используют пресные воды открытых поверхностных водоемов, легко доступных и не требующих сложных методов их подготовки для закачки в нефтяные пласты.

На нефтепромыслах Западной Сибири кроме пресной воды для заводнения используют воды сеноманского горизонта, насыщенные метаном, в связи с чем для отделения его на кустовых насосных станциях предусматривают узел сепарации.

Для заводнения нефтяных пластов применяют пластовые и сточные воды, освобождающиеся при деэмульсации и обессоливании нефти. Применение сточных вод в системе заводнения кроме экономии пресной воды позволяет увеличить нефтеотдачу пластов, так как в сточных водах содержится некоторое количество поверхностно-активных веществ (дисолван и т.д.).

Основные требования, предъявляемые к водозаборным сооружениям, следующие: постоянная и достаточная мощность, высокое и устойчивое качество воды в течение года, близость к району заводнения, простота технического решения забора воды и его строительства, а также экономичность по размерам капитальных затрат и эксплуатационным расходам. Перед закачкой в нефтяной пласт вода проходит специальную подготовку на водоочистных станциях.

Технологическая схема и состав сооружений водоочистных станций определяются физико-химическими свойствами и загрязненностью поступающей на очистку воды. Наиболее распространенный состав сооружений водоочистной станции включает в себя вертикальный смеситель, осветлители или горизонтальные отстойники, двухслойные фильтры, резервуары чистой воды и реагентное хозяйство.

Нагнетание очищенной воды в продуктивный горизонт осуществляется кустовыми насосными станциями. Число КНС, их расположение на месторождении, а также мощности устанавливаемых насосов определяются на основе проекта разработки залежи и технико-экономических расчетов. Обычно КНС размещают вблизи нагнетательных скважин во избежание больших гидравлических потерь при закачке воды.

В КНС устанавливают от двух до пяти центробежных насосов, один из которых является резервным. Наибольшее распространение получили КНС с тремя насосами, которые в зависимости от объема обеспечивают закачку воды в 10-15 нагнетательных скважин.

В последние годы в нефтедобывающих районах в связи с осуществлением очагового заводнения появились КНС с одним рабочим насосом. В Западной Сибири получили распространение КНС с большим числом насосов - до 12-15 штук.

При эксплуатации КНС ранее установленные в них насосы мере разработки нефтяных месторождений заменяют новыми с более высоким напором, так как возникает необходимость в повышении давления на линии нагнетания с целью интенсификации добычи нефти. В связи с техническим переоснащением нефтяной промышленности, направленным на внедрение в

обустройство нефтепромыслов блочно-комплектных технологических установок, создаются блочные кустовые насосные станции (БКНС) заводского изготовления.

БКНС позволяют при минимальных строймонтажных затратах быстро и оперативно вводить их в эксплуатацию, проводить наращивание новых мощностей по закачке воды в продуктивные пласты и реконструкцию без каких-либо нарушений в работе и без остановки существующих насосных агрегатов.

В настоящее время изготавливают следующие автоматизированные блочные установки для объектов подготовки и закачки воды: установки очистки сточных вод УОВ-750, УОВ-1500, УОВ-3000, УОВ-10000; кустовые насосные станции БКНС-2-100, БКНС-3-100, БКНС-1-150, БКНС-2-150, БКНС-3-150, БКНС-2-200, БКНС-3-200 и др.

Объекты поддержания пластового давления работают практически круглосуточно без заметного изменения нагрузки. Поэтому график нагрузки этих объектов не изменяется во времени.

3. КАТЕГОРИИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ ПО НАДЕЖНОСТИ И БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) в отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории:

- Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.
- Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.
- Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного источника питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания. В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса или, если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийной остановки технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников I категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление рабочего

режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса. Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии (ВЛ), в том числе с кабельной вставкой, если возможно проведение аварийного ремонта этой линии не более чем за сутки. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току ВЛ. Допускается питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора не более чем за сутки допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут. Категории электроприемников по надежности электроснабжения приведены в табл.П1.

Категории электроприемников промышленных объектов приведены в табл.П2.

Для нефтяных месторождений в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, схемы внешнего электроснабжения должны обеспечивать питание не менее чем по двум взаиморезервируемым линиям электропередачи.

Электроснабжение более пяти скважин в кусте, оборудованных УЭЦН в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним независимо от числа скважин происходит от двух линий электропередачи. При этом количество скважин, подключенных к одной линии, ограничивается только пропускной способностью линии одна из которых может использоваться для питания буровых установок, а другая - для питания установок механизированной добычи нефти, задвижек трубопроводов, установок электрохимической защиты и др. Для повышения надежности электроснабжения в электросетях 6(10) кВ должно предусматриваться резервирование путем кольцевания и секционирования участков электрических сетей.

При расчете электрических нагрузок коэффициент спроса, использования, мощности и годового числа часов максимального использования электрических нагрузок принимаются в соответствии с табл.П3.

4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

4.1. Электроснабжение буровых установок

Для внешнего электроснабжения буровых установок (БУ) используют воздушные линии электропередачи напряжением 110; 35; 6 (10) кВ и понизительные трансформаторные подстанции с вторичным напряжением 6 кВ и мощностью 6,3; 4 или 2,5 МВА. На месторождениях Западной Сибири применяют временные кабельные линии электропередачи, выполненные кабелем КШВГ-6 или АВПБ-6, который прокладывают по поверхности земли(болот) в лотках. Схема электроснабжения буровой установки зависит от места расположения и мощности источника электроэнергии, а также от типа буровой установки. Вариант схемы внешнего электроснабжения буровых установок с электроприводами основных механизмов приведен на рис.4.1. Буровые установки с неавтономным приводом основных механизмов, предназначенные для работы в электрифицированных районах, получают питание от одной линии напряжением 6 кВ, а

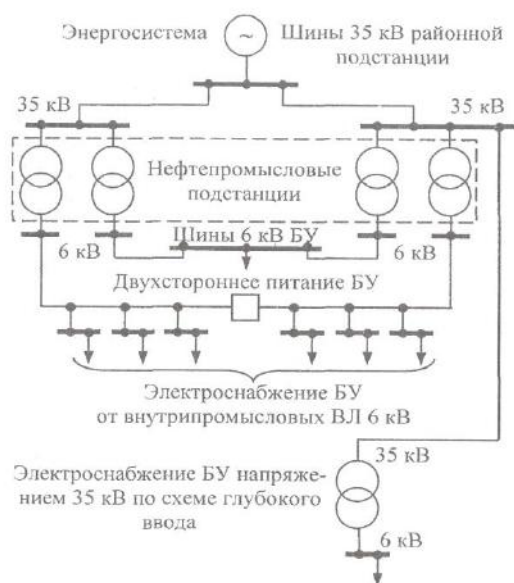


Рис.4.1. Вариант схемы электроснабжения буровых установок

буровые установки для бурения скважин глубинной более 5000 м - от двух ЛЭП 6 кВ. Для распределения электроэнергии на этих установках используют унифицированные распределительные устройства высокого напряжения типа КРНБ-6У, состоящие из шести ячеек, и пусковые устройства ПБГ-6 наружной установки.

Для буровых установок, имеющих установленную мощность электрооборудования более 3000 кВт и удаленных более чем на 5-6 км от источника электроэнергии, целесообразно применять схему глубокого ввода, т.е. напряжение 35-110 кВ подавать непосредственно к буровой установке. По схеме глубокого ввода при буровой установке сооружают трансформаторную подстанцию 110/6 или 35/6 кВ. Во всех случаях на шины унифицированного распределительного устройства высокого

напряжения, входящего в состав электротехнического комплекса буровой установки с неавтономным приводом (внутреннее электроснабжение ЭТК), поступает напряжение 6 кВ. Схема распределения электроэнергии определяется количеством исполнительных механизмов и числом приводных двигателей, родом тока и напряжением главных и вспомогательных потребителей. До недавнего времени на наиболее распространенных буровых установках «Уралмаш-4Э» привод буровой лебедки осуществлялся электродвигателями переменного тока напряжением 500 В, что привело к необходимости использовать понижающие трансформаторы 6/0,5 кВ непосредственно на буровой.

Для привода буровых насосов, а также лебедки на остальных типах буровых установок с электроприводом переменного тока (в том числе тиристорным), используют электродвигатели высокого напряжения, соответствующего напряжению на вводе буровой. Для питания потребителей низкого напряжения (электродвигатели вспомогательных механизмов, освещение и обогрев) предусмотрены понижающие силовые трансформаторы 6/0,4 кВ.

В связи с ростом мощностей электродвигателей основных механизмов, а также вследствие перевода нефтепромысловых сетей на напряжение 10 кВ в новых районах для питания буровых установок сооружают подстанции 10/6 кВ.

При автономном приводе исполнительных механизмов буровой установки в качестве источника питания трехфазным переменным током применяют дизель-электрические агрегаты, объединенные в силовой блок буровой. Уровень напряжения на общих шинах такого силового блока, количество и единичную мощность агрегатов определяют специальным анализом. Особую группу представляют буровые установки, электроснабжение которых осуществляется от автономных источников электроэнергии, расположенных за пределами буровой, например от газотурбинной электростанции, работающей на природном или попутном газе. В зависимости от числа одновременно работающих на буровом предприятии установок, их мощности и коэффициента спроса определяется количество таких электростанций, работающих на общие шины.

4.2. Выбор основных параметров источников автономного электроснабжения

Специфика электроснабжения буровых работ, особенно при разведочном бурении, обусловлена удаленностью от энергосистем, территориальным рассредоточением объектов, временным характером работ, небольшими нагрузками в линиях и разнообразием возможных энергоисточников. Источником поступления электроэнергии на буровую установку является сеть энергосистемы или собственная (автономная) электростанция (силовой блок). Электроснабжение от сети энергосистемы осуществляется с трансформацией электроэнергии, а от автономного энергоисточника - как правило, без трансформации электроэнергии (если иметь в виду главные

энергопотребители буровой). Для собственно буровой установки объектом оптимизации при централизованном электроснабжении является питающее напряжение, а при автономном электроснабжении - также число и единичная мощность агрегатов.

При напряжении питающей сети 6(10) кВ, что характерно современных промышленных сетей, целесообразно применение электрических машин переменного тока высокого напряжения, что не требует дополнительной трансформации электроэнергии в пределах буровой. Переход к высокому напряжению позволяет: уменьшить общую площадь, занимаемую электрооборудованием, за счет исключения трансформаторов; сократить объем строительных и монтажных работ; улучшить энергетические показатели благодаря предотвращению трансформации напряжения и снижению потерь в кабелях; уменьшить число и стоимость установленного электрооборудования.

В общем случае к основным параметрам силового блока автономной энергетической установки относятся мощность единичного агрегата, их число в составе блока, напряжение и частота генераторов; определение оптимальных значений этих параметров является комплексной инженерной задачей.

Уровень напряжения синхронных генераторов электроэнергетической установки при автономном энергоснабжении буровой при прочих равных условиях определяет массогабаритные и стоимостные показатели основного электрооборудования (дизель-электрических агрегатов, электрических машин, тиристорных преобразователей, силовой коммутационной аппаратуры, реакторов, трансформаторов и кабельной сети от генераторов до приводных электродвигателей), а также занимаемую площадь (для морских установок - объем судовых помещений). Поэтому при выборе оптимального значения уровня напряжения ориентируются на комплексный показатель оценки.

Для выбора остальных параметров силового блока требуются следующие исходные данные: типовой баланс времени бурения; параметры графика загрузки; нагрузочные характеристики, массогабаритные, стоимостные и эксплуатационные показатели дизель - генераторов

Электропотребление буровых установок характеризуется зависимостью нагрузки от длительности отдельных технологических операций и непрерывным колебанием электрической нагрузки, связанным с изменением во времени условий, определяющих мгновенную нагрузку на каждой отдельной операции.

При расчете энергетических затрат потребление активной мощности следует отнести к составляющим типового баланса времени бурения, усредняющим длительность основных технологических операций. Предварительно необходимо укрупнить эти составляющие, объединив операции с примерно одинаковым уровнем энергопотребления. Так, в режиме механического бурения необходимо учесть продолжительность работы с использованием одного или двух буровых насосов при вспомогательных и подготовительно-заключительных работах, а также при ликвидации аварий и осложнений, время работы главных механизмов и т.п.

Примерно предложенного деления на составляющие типового баланса времени бурения применительно к анализу энергетических затрат при автономном энергоснабжении приведен на рис. 4.2.

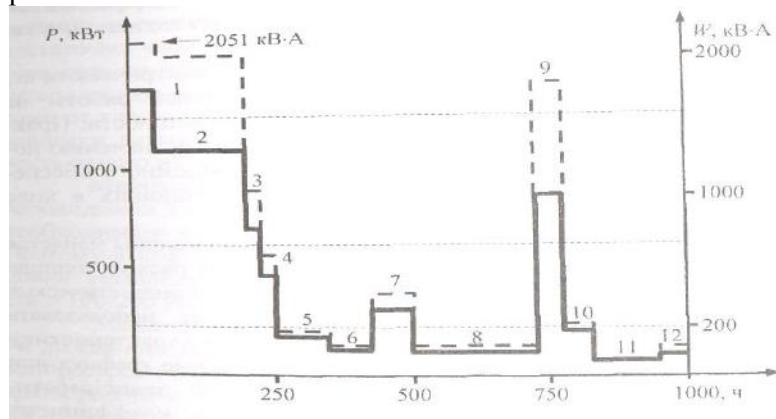


Рис.4.2. Пример расчетного графика загрузки силового блока буровой установки по активной (P) и полной (W) мощности (на 1000 ч календарного времени бурения) 1,2- механическое бурение (1-с двумя насосами, 2 - одним); 3,4- машинные операции соответственно по подъему и спуску колонны буровых труб; 5- паузы при операциях спуска и подъема; 6 - подготовительно-заключительные операции и крепления; 7, 8 - вспомогательные работы (7- с интенсивной загрузкой основного оборудования, 8-с нормальной); 9,10-ликвидация осложнений (9-с использованием насоса, 10 - без него); 11- организационные простои; 12 - ремонт

Значение потребляемой активной и полной мощности рассчитано из предположения, что в основных технологических режимах системы управления электроприводом обеспечивается рациональное использование установленной мощности привода. При разгоне привода лебедки, при подъеме инструмента пусковой момент составляет 2-2,5 номинального значения, что обуславливает кратковременную перегрузку по току генераторов; активная мощность, развиваемая приводом, не превышает номинальной.

Расчет графика выполняется по активной и полной мощности. Такой подход особенно существенен для систем тиристорного электропривода, работающих зачастую с низким коэффициентом мощности. Мощность дизелей следует выбирать по активной, а генераторов - по полной мощности.

Современные системы управления дизель-электрическим агрегатом предусматривают возможность параллельной работы на общую сеть не менее трех агрегатов соизмеримой мощности. Практически график загрузки можно построить по общему значению потребляемой мощности с учетом необходимости надежного обеспечения максимальных мгновенных нагрузок, возникающих в ходе технологического процесса проводки скважины.

Нагрузка на дизель-генератор при проводке скважины меняется в широких пределах (рис.4.2).

Поскольку удельный расход топлива возрастает при снижении нагрузки (рис.4.3), в расчете энергетических

затрат следует использовать нагрузочную характеристику агрегата в форме графика или эмпирической зависимости, связывающей коэффициент увеличения расхода топлива k_p с коэффициентом фактической загрузки k_z .

Одновременно с увеличением удельного расхода топлива при малых нагрузках ухудшаются условия эксплуатации дизеля и

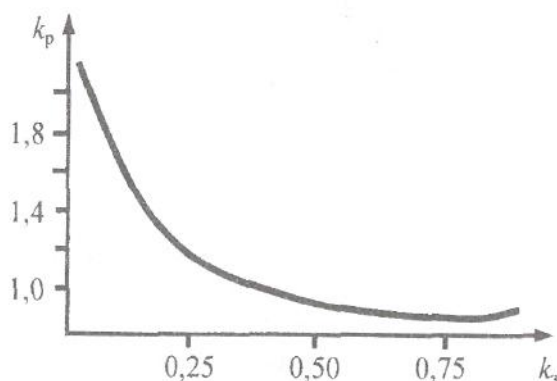


Рис.4.3. Зависимость коэффициента удельного расхода топлива k_p от коэффициента загрузки дизеля k_z .

сокращается моторесурс, поэтому устанавливается минимально допустимая нагрузка (например, 20 % от номинальной). В режимах, когда нагрузка падает ниже допустимого значения, целесообразно увеличить ее искусственно. При наличии в составе силового блока нескольких дизель-

электрических агрегатов разной единичной мощности регулирование загрузки осуществляется варьированием числа агрегатов и выбором мощности работающего агрегата. Технически возможна реализация силового блока из одного дизель-электрического агрегата (максимальное значение мощности не ограничивается). Однако такое решение принципиально недопустимо с точки зрения аварийного резервирования и организации нормальной эксплуатации, когда периоды достаточно частого технического обслуживания дизелей могут не совпадать со временем естественных перерывов в работе установки (монтажно-демонтажные и транспортные работы). Поэтому независимо от класса установки силовой блок должен комплектоваться как минимум

двумя дизель-электрическими агрегатами. При этом мощность одного из агрегатов может быть существенно меньше другого.

Минимальная мощность агрегата соответствует мощности, необходимой для надежного обеспечения аварийных работ, с учетом необходимого расхода энергии на освещение и обогрев установки. Поэтому в практике современного бурового машиностроения установки комплектуются дизель-электрическими агрегатами мощностью 100-200 кВт.

Массогабаритные, стоимостные и эксплуатационные показатели дизель-генераторов определяются конструктивными показателями, моторесурсом и трудоемкостью обслуживания. Эксплуатационные затраты рассчитываются на основе нормативных данных по техническому обслуживанию агрегатов с учетом фактической наработки в моточасах за рассматриваемый период (в зависимости от компоновки силового блока эта величина для каждого агрегата будет различной).

Выбор числа и параметров дизель – электрических агрегатов в составе силового блока буровой установки влияет на удельные энергетические затраты (расход дизельного топлива и масла на 1 м проходки типовой скважины или 1 ч работы установки), затраты на текущее обслуживание и ремонт дизельных двигателей, стоимость комплекта электрооборудования и сопутствующего механического оборудования, расходы на транспортировку.

Полная мощность генератора S_{Σ} , мощность искажений S_{Σ} и коэффициент мощности при работе генератора на управляемый выпрямитель соизмеримой мощности изменяются в больших пределах. Зависимость мощности S_{Σ} при несинусоидальных токах и напряжениях от нагрузки преобразователя и угла регулирования в установившемся режиме работы имеет вид:

$$S_{\Sigma} = m S_1 \sqrt{1 + k_U^2 (1 + k_J^2) + k_J^2} \quad (4.1)$$

где m - число фаз; k_U, k_J - коэффициенты нелинейных искажений напряжения и тока;

S_1 - полная мощность первых гармоник напряжения и тока;

$$S_{\Sigma} = S_1 \sqrt{k_U^2 (1 + k_J^2) + k_J^2} \quad (4.2)$$

Активная мощность генератора при несинусоидальном токе и напряжении

$$P = m(P_1 + \sum_{n=5}^{\infty} P_n) \quad (4.3)$$

где $P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1$ - средняя мощность фазы от первых гармоник напряжения и тока;

$\sum_{n=5}^{\infty} P_n$ - средняя мощность высших гармонических напряжения и тока.

Если $\sum_{n=5}^{\infty} P_n / P_1 \ll 1$, то отношение средней мощности генератора к полной (коэффициент мощности генератора)

$$\chi = \frac{\cos(\alpha_p + \frac{\gamma}{2} - \theta)}{\sqrt{1 + k_U^2 (1 + k_J^2) + k_J^2}} \quad (4.4)$$

где γ - угол коммутации преобразователя; θ - угол сдвига первой гармоники напряжения относительно действительной кривой напряжения; α_p - угол включения тиристоров.

При больших значениях коэффициентов k_U и k_J полная мощность генератора в 1,15 раз больше мощности первой гармоники. Мощность искажений имеет максимальное значение при работе преобразователя с наибольшим углом регулирования и нагрузках, близких к номинальным. Приведенные выше соотношения позволяют выбрать вариант силового блока буровой установки, обеспечивающий минимизацию годовых затрат на производство электрической энергии.

Существует несколько методов расчета суммарных нагрузок буровых установок, имеющих нестационарный график электрической нагрузки. Эти методы ориентированы на буровые установки, питающиеся от сети, позволяют совершенствовать нормирование затрат электроэнергии за длительный период работы. Для системы автономного энергоснабжения недопустимо превышение расчетного значения мощности даже на короткий срок, поэтому расчет производится суммированием максимумов, что гарантирует возможность номинальной загрузки всех исполнительных механизмов в расчетных технологических режимах. Фактическое энергопотребление обычно существенно ниже.

5. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

5.1. Общие сведения

Значительную часть добываемой в России нефти получают из скважин, оборудованных для механизированной добычи, которую осуществляют насосным и компрессорным способами. Для насосной добычи используют штанговые плунжерные насосы или бесштанговые погружные центробежные насосы электронасосы. Область экономически целесообразного применения того или другого вида насосной установки определяется сочетанием суточной производительности скважины Q и глубины подвески насоса H .

Для глубинных штанговых установок эта область характеризуется значениями $Q=5-50 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H \leq 1600 \text{ м}$ и достигает $Q=300 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H \leq 400 \text{ м}$. Бесштанговые погружные насосы используются на скважинах с форсированным отбором жидкости при значениях $Q=400-500 \text{ м}^3/\text{сут}$ и на скважинах с меньшей производительностью $Q=40-300 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H=400-2800 \text{ м}$.

В глубинно-насосной установке (см. рис.2.2) плунжерный глубинный насос подвешивается на колонне насосных труб; при помощи колонны штанг плунжеру насоса сообщается возвратно- поступательное движение с передачей энергии от балансира станка-качалки. Станок-качалка с электродвигателем и редуктором преобразует вращательное движение в возвратно-поступательное движение балансира.

Собственно насос содержит цилиндр, внутри которого перемещается плунжер. При ходе плунжера вверх открывается нижний (приемный) клапан при закрытом верхнем клапане. Жидкость из скважины засасывается в цилиндр насоса.

При ходе плунжера вниз приемный клапан закрывается, нефть через открывающийся верхний клапан выдавливается в пространство насосных труб, идущих от устья скважины, к которым прикреплен насос.

Колонна штанг в нижней части соединена с плунжером насоса (рис.2.2), а на устье скважины она через шток связана с головкой балансира станка-качалки. Балансир с помощью шатунов соединен с кривошипами, вал которых через редуктор и клиноременную передачу связан с электродвигателем. Изменяя расстояние от кривошипного вала до места присоединения шатуна к кривошипу, можно в определенных пределах регулировать длину хода точки подвеса штанг, а значит, и плунжера насоса. Для уравнивания нагрузки подвижной системы станка-качалки и двигателя при ходе колонны штанг вниз и вверх применены балансирующий и кривошипный противовесы. Частоту качания балансира можно изменять путем установки шкивов различных диаметров у клинременной передачи. Диапазон изменения частоты качаний у разных типов станков-качалок составляет от 4,7 до 15 в минуту. Согласно действующему в настоящее время ГОСТу предусматривается девять базовых моделей (и 20 типоразмеров) станков-качалок с максимально допустимой нагрузкой 20-200 кН, максимальной длиной хода точки подвеса штанг 42-600 дм и максимальной частотой качаний балансира от 5 до 12 в минуту. Мощность электродвигателей для привода этих станков составляет 1,7-55 кВт. Если не снабдить станок-качалку приспособлениями для уравнивания, то нагрузки приводного электродвигателя при ходе плунжера вверх и вниз будут резко отличаться, что значительно ухудшает энергетические показатели. При ходе плунжера вверх в точке подвеса штанг приложена статическая нагрузка,

создаваемая весом столба жидкости над плунжером, весом самих штанг и силами трения. Последние обусловлены трением плунжера о стенки цилиндра насоса, а также штанг о жидкость и внутреннюю поверхность насосных труб, гидравлическими сопротивлениями при перемещении жидкости через насос и трубы. Эта нагрузка не прикладывается внезапно а постепенно возрастает в начальный период хода вверх благодаря демпфирующему действию упругих деформаций штанг и труб. Кроме статической нагрузки к точке подвеса штанг оказываются приложенными и динамические силы, возникающие вследствие инерционных свойств масс штанг и столба жидкости и продольных колебаний последних. Результирующая сила, приложенная в точке подвеса штанг, при ходе плунжера вверх направлена против движения и создает момент сопротивления, который преодолевается двигателем. При ходе плунжера вниз результирующая статическая нагрузка в точке подвеса штанг действует в направлении движения и разгружает двигатель. Она определяется весом штанг за вычетом веса занимаемого ими объема жидкости и сил трения. Вес жидкости над плунжером не действует на штанги. Так как верхний клапан насоса открыт, а нижний закрыт, то этот вес через нижний клапан передается насосным трубам. При изменении направления движения плунжера усилие в точке подвеса штанг не принимает мгновенно своего установившегося значения, а постепенно убывает вследствие упругих деформаций штанг и труб.

Момент, обусловленный динамическими силами, при ходе плунжера вниз направлен против движения. Результирующий момент сопротивления при ходе плунжера вниз у неуравновешенного станка-качалки значительно меньше, чем при ходе плунжера вверх, и в ряде случаев даже может менять знак, т.е. совпадать по направлению с направлением движения. При этом двигатель переходит в генераторный

режим и работает в качестве тормоза с отдачей в сеть электрической энергии. Точка подвеса штанг А (рис.2.2) при работе станка-качалки совершает колебательное движение, перемещаясь по вертикали благодаря цепной подвеске устьевого штока. Соответствующий конец балансира перемещается по дуге. В связи с этим скорость перемещения точки А изменяются по закону, близкому к гармоническому. При определенной нагрузке, приложенной к точке подвеса штанг, момент и мощность будут изменяться гармонически во времени. На основные пульсации мощности накладываются затухающие со временем дополнительные пульсации, возникающие в результате продольных колебаний штанг.

За один цикл работы насоса (одно качание) каждый из графиков (рис.5.1) имеет два максимума (P_{\max}) и два минимума (P_{\min}). Максимумы относятся к средним положениям балансира, а минимумы - к крайним. Станок-качалка уравнивается с помощью противовесов, устанавливаемых на плече балансира, противоположном точке подвеса штанг, либо на кривошипных. В первом случае происходит балансирное уравнивание, во втором - кривошипное. Часто применяют комбинированное уравнивание (см. рис.2.2), при котором противовесы размещаются и на балансире, и на кривошипных.

При уравнивании станка-качалки исходят из необходимости обеспечения наименьшего среднеквадратичного значения вращающегося момента за полный цикл работы, которому соответствуют ходы плунжера вверх и вниз. Опыт показывает, что при этом практически обеспечивается и равенство максимумов вращающегося момента за оба полуцикла, т.е. при ходе плунжера вверх и при ходе его вниз, а также равенство работ, совершаемых двигателем за оба полуцикла.

Следовательно, достаточно уравновесить станок-качалку таким образом, чтобы соблюдалось условие равенства максимумов момента за оба полуцикла. Соблюдение этого условия может быть очень просто проверено, поскольку сила тока пропорциональна вращающемуся моменту электродвигателя. По пиковым значениям

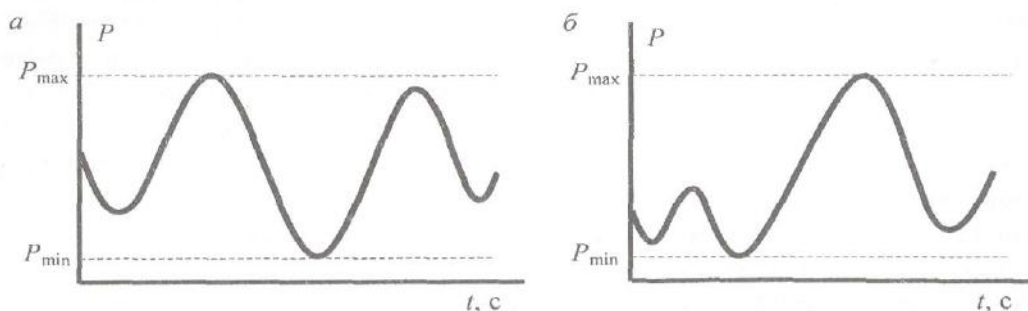


Рис.5.1. Графики мощности на валу электродвигателя уравновешенного (а) и неуравновешенного (б) станка-качалки, соответствующие 10 качаниям в минуту.

тока статора двигателя при ходе плунжера вверх (I_B), и вниз (I_H) можно судить о моментах. У применяемых для привода станков-качалок короткозамкнутых асинхронных двигателей при достаточно большой нагрузке ток статора и момент без больших погрешностей можно принимать пропорциональными друг другу. Поэтому при идеальном уравновешивании $I_a = I_H$ под степень неуравновешенности станка понимают

$$E=2(I_B - I_H)(I_B + I_H). \quad (5.1)$$

При этом считается, что станок-качалку следует доуравновесить, если $E > 0,1$. Силу тока обычно измеряют с помощью измерительных клещей.

При расчете электрических нагрузок значения КПД ($\eta_{ц}$) и $\cos \varphi_{ц}$ двигателя СКН с учетом цикличности графика нагрузки можно определить по следующим формулам:

$$\eta_{ц} = \frac{\eta_{э}}{\eta_{э} + (1 - \eta_{э})k_{ф}}; \quad (5.2)$$

$$\cos \varphi_{ц} = \cos \varphi_{э} (\eta_{э} / k_{ф} - \eta_{э} + 1) \quad (5.3)$$

где $\eta_{э}$, $\cos \varphi_{э}$ - КПД и коэффициент мощности двигателя при постоянной нагрузке, равной среднеквадратичной за один цикл; $k_{ф}$ - коэффициент формы графика нагрузки СКН, $k_{ф} = P_{э} / P_{ср}$; $P_{э}$ - среднеквадратичная мощность за один цикл; $P_{ср}$ - средняя мощность за один цикл.

На величины $\eta_{э}$ и $\cos \varphi_{э}$, влияет степень загрузки двигателя $k_3 = P_{э} / P_H$, так как от нее зависят значения $\eta_{э}$ и $\cos \varphi_{э}$ (P_H - номинальная мощность).

Значение $\eta_{э}$ и $\cos \varphi_{э}$ в зависимости от степени загрузки приводятся в каталожных данных на электродвигатели.

Наибольшее распространение для приводов станков-качалок получили электродвигатели с повышенным пусковым моментом серии АОП, АО2 и АОП2. Вычисленные по формуле (5.3) значения коэффициента мощности, соответствующие номинальным значениям $\cos \varphi_{э}$ двигателей АОП и АОП2 для практических условий эксплуатации станков-качалок, в зависимости от значений k_3 и номинальной мощности применяемых двигателей 0,55-0,84.

Бесштанговая насосная установка с погружными центробежными насосами включает в себя следующие основные элементы (см. рис.2.4): ПЭД, протектор, погружной центробежный насос (ЭЦН), специальный кабель и станцию управления. В колонне труб НКТ выше насоса установлен обратный клапан, предназначенный для удерживания столба жидкости при остановке насоса и облегчения условий последующего пуска. Выше обратного клапана расположен спускной клапан, обеспечивающий слив жидкости при подъеме агрегата. Погружной насос имеет большое число ступеней, каждая из которых состоит из рабочего колеса и направляющего аппарата, собранных на валу и вставляемых в стальную трубу, - корпус насоса. Нижняя часть насоса с полостью всасывания жидкости отделена от протектора и двигателя сальником.

Промышленностью выпускается до 30 типоразмеров центробежных насосов ЭЦН с подачей от 40 до 500 м³/сут и номинальным напором 445-1480 м.

Для работы в сильнообводненных скважинах с содержанием в жидкости повышенных количеств песка разработаны и внедрены в эксплуатацию износостойкие насосы ЭЦН с конструктивными изменениями, повышающими стойкость насоса против износа и коррозии.

5.2. Электроснабжение станков-качалок

Остановка большей части глубинно-насосных установок при прекращении подачи электроэнергии связана только с потерей нефти, определяемой прекращением ее откачки из скважины, и не вызывает серьезных осложнений при дальнейшей эксплуатации. Такие установки относятся ко II категории надежности электроснабжения. Глубинно-насосные установки в нефтеносных районах со сложными условиями эксплуатации, где остановка насоса приводит к осложнениям при последующем пуске скважин (например, вследствие образования песчаных пробок), относятся к I категории.

Питание глубинно-насосных установок осуществляется при напряжении 0,38 кВ от устанавливаемых на скважинах комплектных трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, подключенных к воздушным линиям напряжением 6 кВ (рис.5.2). Для питания станков-качалок используются специальные подстанции типа КТПСК мощностью 25-250 кВ-А, рассчитанные на работу при температуре от -40 до +40 °С (рис.5.3). Существует три модификации КТПСК: первая - для одиночных скважин, вторая и третья - для кустов скважин

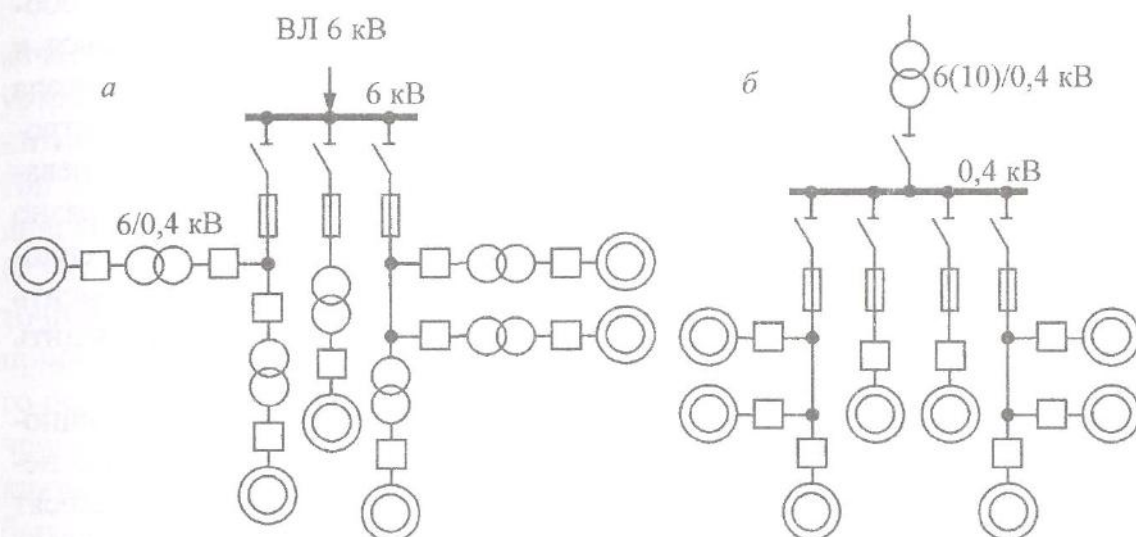


Рис.5.2. Схемы питания глубинно-насосных установок при напряжении распределительной сети 6 кВ (а); и 0,38 кВ (б)

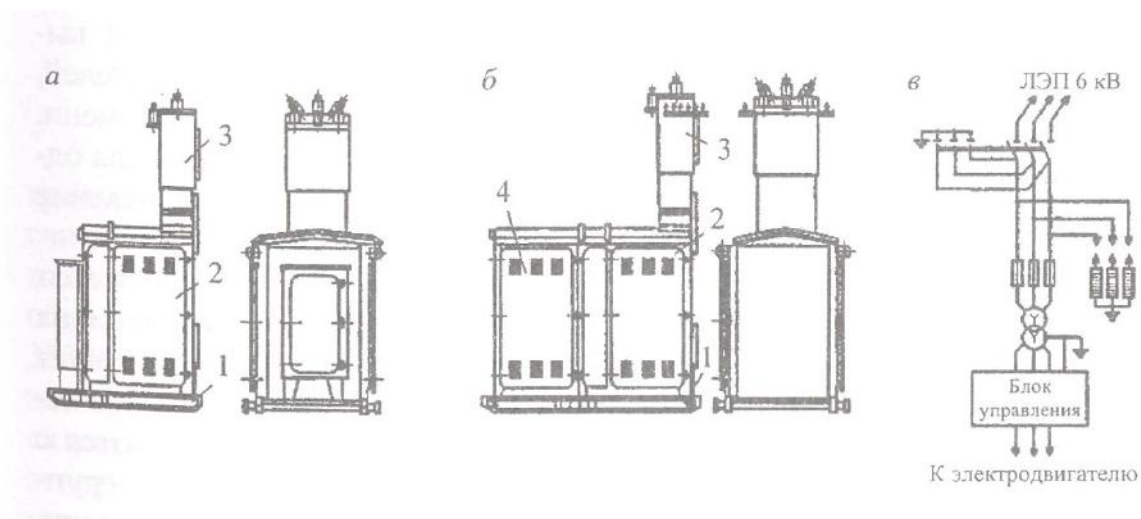


Рис.5.3. Комплектные трансформаторные подстанции типа КТПСК: а - общий вид подстанции первой модификации; б - общий вид подстанции второй модификации; в - принципиальная электрическая схема 1 - основание; 2 - трансформатор 6/0,4 кВ; 3 - отсек 6 кВ; 4 - отсек 0,38 кВ

Глубинно-насосные установки, как правило, получают питание по одной воздушной линии электропередачи 6 кВ, часто не снабженной устройствами автоматического повторного включения (АПВ) и не имеющей связи с другими линиями, что могло бы обеспечить необходимое резервирование.

Для повышения надежности электроснабжения скважин, оборудованных глубинно-насосными установками, следует стремиться к сокращению числа случаев перерыва электроснабжения из-за выхода из строя воздушной линии и снижению времени перерыва электроснабжения. Это достигается применением АПВ-линий и их кольцеванием по схеме разомкнутого кольца. Имеющиеся линии целесообразно реконструировать таким образом, чтобы длина одного плеча воздушной ЛЭП 6 кВ не превышала 6-8 км. Это позволяет не только повысить качество электроэнергии на зажимах потребителей, но и уменьшить количество нефти, теряемой вследствие отключения ЛЭП.

Для синхронных электродвигателей станков-качалок мощностью 1,7-55 кВт и напряжением 380 В применяется относительно несложная пусковая и защитная аппаратура. Условия ее действия зависят от способа реализации АПВ-двигателей - индивидуального или группового (магистрального). При индивидуальном АПВ после исчезновения или глубокого снижения напряжения двигатель автоматически отключается от питающей сети и после восстановления нормального напряжения вновь автоматически подключается к ней с заданной выдержкой времени. При этом для включения разных групп двигателей, питаемых от одного источника, задаются разные выдержки времени. Этим предотвращается наложение пусковых токов большого числа одновременно пускаемых двигателей, что могло бы вызвать понижение напряжения и уменьшение пусковых моментов двигателей.

Обычно двигатели с индивидуальными АПВ, питаемые от одной подстанции 6/0,4 кВ или от одной линии 6 кВ, разбиваются на несколько групп: в первой группе выдержка времени отсутствует (они запускаются непосредственно после восстановления напряжения); во второй, третьей и других группах двигатели включаются с выдержкой времени, возрастающей при переходе от группы к группе. Наибольшая выдержка времени зависит от типа реле времени, установленного в пусковой аппаратуре, и составляет 14-20 с.

При групповом АПВ в случае исчезновения или глубокого снижения напряжения в сети каждый отдельный двигатель станка-качалки не отключается от питающей его линии (магистральной). Отключаются сами магистрали на питающей подстанции. АПВ осуществляется включением магистралей в определенной последовательности с разными выдержками времени. При включении магистрали начинается пуск всех присоединенных к ней двигателей.

При групповом АПВ для электродвигателя станка-качалки в качестве пускового и защитного устройства может быть применено устройство, содержащее автоматический выключатель с электромагнитным расцепителем максимального тока и трехполюсный контактор с биметаллическими тепловыми реле. Выключатель защищает двигатель от коротких замыканий, а

тепловые реле - от перегрузок. Исчезновение напряжения приводит к отключению двигателя от источника питания, а при появлении напряжения двигатель немедленно присоединяется к источнику контактами контактора, катушка которого остается присоединенной к питающей линии. Оперативное отключение может быть осуществлено автоматическим выключателем и ключом в цепи катушки контактора. Если АПВ двигателя должно быть исключено, то в качестве пускового и защитного устройства может быть применен аппарат, содержащий установочный автомат и обычный магнитный пускатель.

5.3. Электроснабжение установок с ЭЦН

Для питания погружных электронасосов используют силовые трансформаторы мощностью 40-400 кВ·А. Эти трансформаторы рассчитаны на эксплуатацию в районах с умеренным или холодным климатом. Питание электроэнергией ПЭД осуществляется от согласующего трансформатора с коэффициентом трансформации $6(10) \text{ кВ}/U_{\text{раб}}$ или $380 \text{ В}/U_{\text{раб}}$, где $U_{\text{раб}}$ - рабочее напряжение на статоре ПЭД. Подвод электрической энергии к погружному электродвигателю осуществляется маслoneфтестойким трехжильным кабелем с резиновой или полиэтиленовой изоляцией, прикрепляемым к насосным трубам с помощью металлических поясов. Верхний конец кабеля намотан на барабан, служащий для транспортировки кабеля, его спуска и подъема. Кабельная линия в скважине выполняется плоским кабелем КРБП (с резиновой изоляцией) или марки КПБП (с полиэтиленовой изоляцией) на конечном участке вдоль насоса и круглым кабелем марки КРБК (КПБК) - на остальной длине линии. При этом площадь сечения плоского кабеля на одну ступень ниже площади сечения круглого кабеля. Применение плоского кабеля обусловлено необходимостью уменьшить поперечные размеры погружного устройства. Площадь сечения кабелей составляет 3х16, 3х25 и 3х35 мм². Кабели с резиновой изоляцией рассчитаны на номинальное напряжение 1100 В, работу при температуре окружающей среды от +90 до -30 °С и давлении до 10 МПа. Кабели с полиэтиленовой изоляцией рассчитаны на номинальное напряжение 2300 В, работу при температуре окружающей среды от +90 до -55 °С, давлении до 20 МПа. Они обладают большей газостойкостью.

В связи с тем, что токоподводящий кабель имеет большую длину, поддержание необходимого напряжения на зажимах погружного электродвигателя достигается путем переключения отпаяк согласующего трансформатора ступенями по 68 и 80 В.

Коэффициент мощности установок с погружными электронасосами, определяемый в основном $\cos\phi$ электродвигателя, значительно выше, чем коэффициент мощности установок со станками-качалками. Значение $\cos\phi$ двигателей серии ПЭД при номинальной нагрузке составляет 0,8-0,85, при недогрузках может снижаться до 0,75.

Питание установок центробежных электронасосов осуществляется:

- от сети 6 кВ с промежуточной трансформацией напряжения на скважине до 0,4 кВ, подводимого к трансформаторам установки ЭЦН (двойная трансформация на скважине);
- с подведением к скважинам напряжения 6 кВ и установкой на каждой скважине трансформатора, понижающего это напряжение до значения, необходимого для питания двигателя насоса с исключением из состава установки ЭЦН трансформаторов 6/0,4 кВ. В этом случае на подстанции у каждой скважины должен быть предусмотрен еще и дополнительный трансформатор 6/0,4 кВ для питания цепей управления, сигнализации, освещения, подогрева и др. При этом достаточно и одного трехобмоточного трансформатора, одно из вторичных напряжений которого соответствует необходимому напряжению двигателя, а второе - 0,4 кВ;

Для питания действующих установок по схеме с двойной трансформацией напряжения используются комплектные трансформаторные подстанции общепромышленного назначения.

Промышленностью освоены специальные подстанции типа КТППН-82 мощностью 63-400 кВ·А для питания одиночных скважин и кустов скважин.

Подстанция КТППН-82 осуществляет прием и преобразование электрической энергии, управление и защиту электродвигателей ЭЦН мощностью 14-180 кВт, а также питание двигателя механизма привода кабельного барабана и других потребителей электроэнергии при ремонте скважин с общей нагрузкой до 60 А. КТППН-82 представляет собой комплект электрооборудования, состоящего из отсека РУ 6 кВ и утепленной кабины, установленных на салазках. РУ 6 кВ представляет собой металлический шкаф, состоящий из вводного отсека и отсека силового трансформатора. В шкафу размещены проходные изоляторы, ограничители перенапряжений, предохранители и трехобмоточный трансформатор.

Утепленная камера представляет собой конструкцию, выполненную из наружной и внутренней металлической обшивок с теплоизоляцией между ними. В камере располагаются станции управления, трансформаторы тока, вакуумный контактор, токоограничивающий реактор L (для трансформаторов ТМТПН-250 и ТМТПН-400).

Силовой трансформатор T (рис.5.4) питается от ЛЭП 6 кВ через линейный разъединитель QS наружной установки, монтируемый на опоре рядом с КТПН. Разъединитель отключает токи холостого хода силового трансформатора и создает видимый разрыв при ремонте КТПН. Предохранители $FU1-FU3$ служат для защиты трансформатора и шин от токов короткого замыкания. Ограничители перенапряжений защищают силовой трансформатор от атмосферных перенапряжений.

От обмотки низшего напряжения трансформатора напряжение 0,4 кВ подается на станцию управления ШГС-5804-23А1 и на станцию управления обогревом ШГС-5805-03А2 с нагревательными элементами, а также для внутреннего освещения. Для контроля состояния изоляции системы кабель - ПЭД используется цепочка, состоящая из конденсатора C и дросселя L , которые присоединены к нулевой точке обмотки среднего напряжения силового трансформатора через ограничитель перенапряжения P_pA .

- от подстанции 6/0,4 кВ магистралями с напряжением 0,38 кВ. Такие схемы питания применяются при незначительном удалении скважин от промысловых понижающих подстанций 6/0,4 кВ и небольших мощностях двигателей ЭЦН.

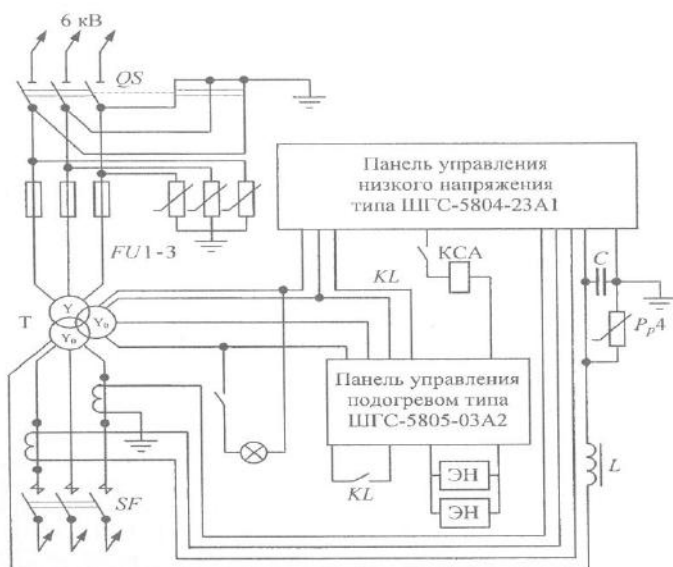


Рис.5.4. Электрическая схема комплектной трансформаторной подстанции типа КТПН

QS — разъединитель; $FU1-3$ — предохранители; T — трансформатор; SF — вводный вакуумный контактор; KL — блок-контакты вводного вакуумного контактора; KCA — блок-контакты разъединителя; C — конденсатор; L — дроссель; $ЭН$ — электронагреватели; P_pA — ограничитель перенапряжения

В КТПН предусмотрены блокировки, предотвращающие следующие ситуации: открытие отсеков ввода 6 кВ и силового трансформатора, снятие ограждения вакуумного контактора без отключения главных и включения заземляющих ножей разъединителя; включение главных ножей разъединителя при включенных заземляющих; отключение (включение) главных ножей разъединителя под нагрузкой; включение (отключение) штепсельного разъема при наличии напряжения; переключение ответвлений трансформатора под нагрузкой. Площадь сечения кабеля КРБК (КПБК) выбирают с учетом потери напряжения в нем ΔU_k . При этом индуктивное сопротивление кабеля

$$X_k = l \cdot 10^{-4} \quad (5.4)$$

где l — длина кабеля, м.

Активное сопротивление

$$r_k = (164 + 0,7\Theta)l \cdot 10^{-4}/q, \quad (5.5)$$

где Θ - средняя температура кабеля по всей длине, включая участки в скважине и на барабане, °C;
 q - площадь сечения жилы кабеля, мм².

Потери напряжения и мощности в кабеле желательно сделать как можно меньшими, но при этом увеличение площади сечения кабеля ограничено поперечными размерами установки, допустимыми для примененной в скважине обсадной колонны. Например, для питания двигателей ПЭД-10-103 и ПЭД-20-103 при глубине подвески агрегата H , которой соответствует развиваемый насосом напор до 780 м, часто применяется кабель марки КРБК площадью сечения 3х16 мм², а при H до 1500 м - 3х25 мм². Для двигателей ПЭД-46-123 при H до 875 м площадь сечения кабеля 3х25 мм², а при H до 1315 м составляет 3х35 мм².

Трансформатор выбирается таким образом, чтобы номинальный ток вторичной обмотки был не менее рабочего тока двигателя, а его напряжение при холостом ходе равнялось сумме номинального напряжения двигателя и потери напряжения в кабеле и трансформаторе.

Отечественной промышленностью освоен выпуск тиристорных коммутаторов серии ТК, предназначенных для коммутации цепей питания погружных электродвигателей нефтяных скважин, которые выполняют все функции вакуумных контакторов. По сравнению ними они имеют целый ряд преимуществ (бесконтактная и бесшумная коммутация, отсутствие перенапряжений при включении, экономность, большой ресурс работы и высокая надежность).

6. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ПРОМЫСЛОВЫХ КОМПРЕССОРНЫХ И НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

6.1. Общие сведения

Для сбора нефти и газа, их транспортировки в пределах месторождения на территории промыслов строится система трубопроводов, аппаратов и сооружений. В этой системе осуществляются: сбор и замер продукции скважин; отделение (сепарация) 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; деэмульсация, обессоливание и стабилизация нефти; удаление из газа ненужных примесей и отбензинивание его; закачка газа в скважины при их газлифтной эксплуатации; подготовка сточных вод и закачка их в скважины; учет добытых нефти и газа и их сдача транспортным организациям. При выполнении этих операций широко применяется электрическая энергия. В состав систем сбора нефти и попутного газа входят компрессорные установки для сжатия попутного газа, который выделяется в сепараторах и подается потребителям вне промысла (электростанции собственных нужд, газоперерабатывающие заводы и др.), а также для подачи газа в скважины в качестве рабочего агента - на промыслах, где применяют компрессорную эксплуатацию скважин (газлифт). Существуют также компрессорные станции закачки газа в пласт для поддержания пластового давления. В некоторых случаях для закачки в скважину используют воздух (эрлифтные скважины), что определяет сооружение воздушных компрессорных станций, однако последние не следует рассматривать как элемент системы сбора нефти и газа. На газовых промыслах используют также газовые компрессорные станции для повышения давления газа, направляемого в магистральные газопроводы.

Для внутрипромысловой перекачки нефти от пунктов ее сбора до установок подготовки и товарных парков применяют дожимные насосные станции. На установках подготовки используют насосы для нефти, подачи жидких химических реагентов и др.

Особое место занимают водяные насосные станции, предназначенные для подъема воды из водоемов, а также для закачки воды в пласт с целью поддержания пластового давления. Водяные насосные установки на промыслах широко используют для производственного и бытового водоснабжения, в частности для питания водой буровых установок, охлаждения компрессоров и пр.

Большая часть компрессорных установок и все насосные установки нефтяных и газовых промыслов снабжены электроприводом. На промыслах находят применение электрические установки по деэмульсации и обессоливанию нефти, работающие на основе воздействия электрического поля на водонефтяные эмульсии, а также установки для электронагрева призабойной зоны нефтяных скважин.

6.2. Электроснабжение промышленных компрессорных и насосных станций

Промысловые компрессорные станции для закачки газа или воздуха в пласт, где устанавливают до 16 компрессоров, являются энергоемкими потребителями. Они относятся к I категории по надежности электроснабжения. Это определяется тем, что даже при кратковременном прекращении их работы и вызванном этим снижении давления рабочего агента в линиях подачи его в скважины нарушается технологический режим работы скважин. Особенно тяжелые последствия имеет перерыв в подаче рабочего агента для скважин, в которых жидкость содержит значительное количество песка. В этом случае для восстановления нормального режима извлечения жидкости на поверхность может потребоваться ремонт скважины и, следовательно, длительный перерыв в ее работе.

Компрессорные станции, предназначенные для подачи газа потребителям I категории, например электростанциям, тоже относятся к I категории надежности. Для питания электроэнергией электрооборудования компрессорных станций при напряжении 6 кВ непосредственно при компрессорной сооружается трансформаторная Д станция 35/6 или 110/6 кВ. В тех случаях, когда к компрессорной станции может быть подведено питание при напряжении 6 кВ от какой-либо промышленной подстанции, сооружается только распределительное устройство.

В схеме питания электрооборудования компрессорной станции (рис. 6.1) выключатели высокого напряжения линий, питающих двигатели, установленные в распределительном устройстве 6 кВ, снабжены дистанционным управлением из помещения, где размещены двигатели компрессоров. РУ 6 кВ питается по двум линиям. Питающие вводы 6 кВ присоединены к двум секциям шин, оборудованным секционным выключателем. При отключении одной из питающих линий этот выключатель соединяет обе секции шин, переводя питание всех потребителей на линию, оставшуюся в работе.

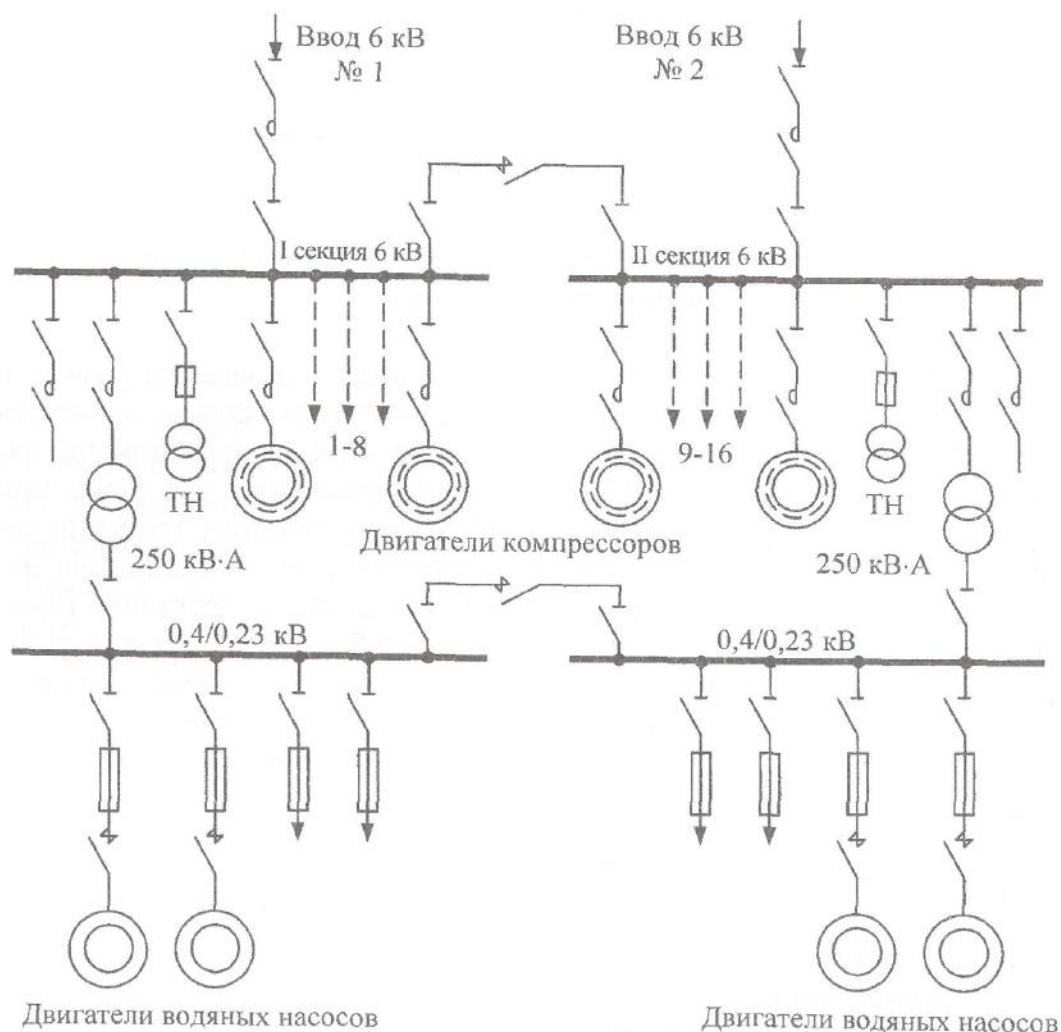


Рис.6.1. Схема питания электрооборудования компрессорной станции

Кроме линий, подводящих энергию к каждому двигателю высокого напряжения компрессора, в распределительном устройстве предусмотрены две линии для трансформаторов 6/0,4 кВ, предназначенных для питания вспомогательных устройств компрессорной станции: двигателей насосов охлаждения, системы вентиляции, электрического освещения, цепей управления и сигнализации и т.д.

Так как выход из строя насоса или системы вентиляции главных двигателей компрессоров приводит к прекращению работы компрессоров, надежность питания вспомогательных устройств обеспечивается так же, как надежность питания главных двигателей. Поэтому предусмотрены два трансформатора 6/0,4 кВ и две секции сборных шин 0,4 кВ с шиносоединительным автоматом, обеспечивающим автоматический перевод питания всех потребителей на оставшийся в работе трансформатор в случае отключения одного из них.

Электроснабжение компрессорных станций осуществляется при напряжении 10 или 220 кВ по двухцепным воздушным линиям от различных систем сборных шин одной подстанции или от различных районных подстанций.

На площадках компрессорных станций устанавливаются трансформаторные подстанции 110/10 или 220/10 кВ. Питание распределительных устройств 10 кВ осуществляется двухцепными открытыми гибкими токопроводами для трех- и двухагрегатных компрессорных станций или четырехцепными токопроводами (для шестиагрегатных компрессорных станций). Схема электроснабжения шестиагрегатной компрессорной станции показана на рис.6.2.

Расщепленные обмотки трансформатора 110/10/10 кВ на трехагрегатных компрессорных станциях можно соединять между собой параллельно для облегчения пуска приводных двигателей компрессоров и уменьшения числа токопроводов (два вместо четырех). На компрессорных

станциях с шестью машинами соединение вторичных обмоток трансформаторов недопустимо из-за устойчивости оборудования к действию токов короткого замыкания. Все оборудование распределительного устройства 10 кВ размещается в зданиях из металлических панелей. Четыре секции распределительного Устройства 10 кВ, снабженные вводными выключателями, попарно соединены между собой секционными выключателями.

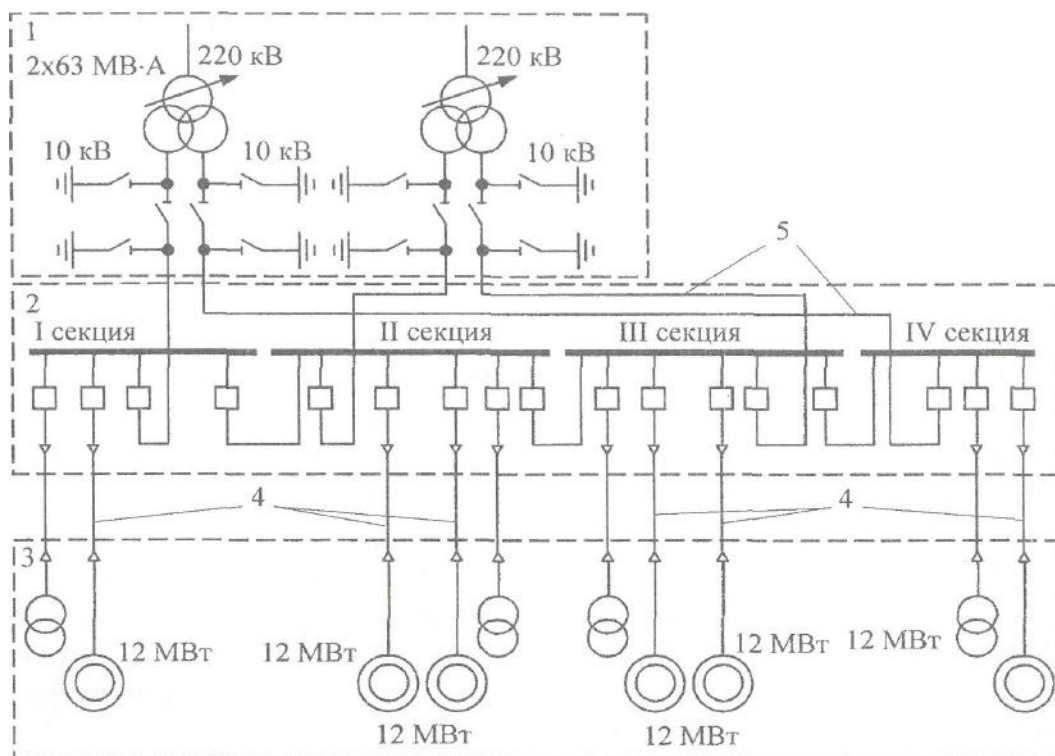


Рис.6.2. Схема электроснабжения шестиагрегатной компрессорной станции
1 - подстанция 220/110/10 кВ; 2 - РУ 10 кВ; 3 - компрессорный цех; 4 - кабели с медными жилами (3х240 мм²); 5 - токопроводы 10 кВ

Вводы 10 кВ снабжены максимальной токовой защитой с выдержкой времени, защитой минимального напряжения и защитой от замыканий на землю. Для защиты питающих воздушных токопроводов 10 кВ, входящих в зону дифференциальной защиты силовых трансформаторов, на вводе 10 кВ установлены комплекты трансформаторов тока. Секционные выключатели снабжены только устройствами автоматического ввода резерва (АВР). Они вступают в работу после срабатывания защиты и отключения выключателя ввода 10 кВ. Устройство АВР блокируется при срабатывании максимальной токовой защиты на вводе 10 кВ.

Трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ, мощность нагрузки которых в зависимости от числа агрегатов компрессорной станции составляет 1250-2250 кВт, снабжены максимальной токовой защитой без выдержки времени, токовой отсечкой и защитой от замыканий на землю. Электроснабжение насосных станций внутрипромысловой перекачки нефти обеспечивается по I или II категории надежности. Насосные станции для законтурного и внутриконтурного заводнения являются энергоемкими установками. Начальные звенья системы водоснабжения - насосные станции водозабора первого (и второго) подъема. Из магистральных трубопроводов вода поступает на кустовые насосные станции и далее в скважины.

Электроснабжение водозаборных насосных станций осуществляется от трансформаторной подстанции 35/6 кВ с двумя трансформаторами по 10 МВ·А. Питание потребителей напряжением 380/220 В (двигатели мощностью до 100 кВт, электроосвещение, вентиляторы, электроотопление) обеспечивается от трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ.

Вспомогательное электрооборудование напряжением 0,4 кВ питается от двухсекционного щита. Чтобы обеспечить требуемую надежность питания нагрузок 0,4 кВ, предусмотрены две трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ, установленные на эстакаде. Эстакада предназначена для связи насосной станции с берегом, транспортировки оборудования, прокладки водоводов и других

коммуникаций. В частности, по эстакаде проложено около 100 силовых и контрольных кабелей напряжением 6 и 0,4 кВ.

Питание электродвигателей мощностью 250 кВт осуществляется от объединенного РУ 6 кВ, размещенного на берегу вблизи от насосной станции второго подъема.

Погружные насосы, используемые для поддержания пластового давления в районах, содержащих мощные водяные горизонты, снабжены погружными двигателями мощностью 125-700 кВт, питаемыми от сети 6(10) кВ через комплектные РУ (КРУ) серии КУПНА-700. Устройство содержит ячейку КРУ, установку дросселя, блок разъединителя, трансформатор собственных нужд 25 кВ-А, 6/0,4 или 10/0,4 кВ, комплектное устройство питания и шкаф управления, смонтированные в утепленной кабине контейнерного типа с электрическим обогревом. Конструктивно комплектное устройство КУПНА-700 имеет высоковольтный отсек и коридор обслуживания, разделенные перегородкой с сетчатой дверью.

Напряжение 6 или 10 кВ подводится к комплектному устройству через разъединитель, установленный на ближайшей опоре воздушной линии электропередачи. От разъединителя напряжение подается воздушным вводом на разрядники, предназначенные для защиты устройства КУПНА-700 от атмосферных перенапряжений, и в ячейку КРУ с силовым выключателем и трансформаторами тока. Последние служат для питания реле максимальной токовой защиты, токовых обмоток счетчиков технического учета активной и реактивной энергии, а также для включения амперметра. После высоковольтных разъемов ячейки КРУ напряжение по кабелю подается к силовому трансформатору 6(10) кВ, установленному вне комплектного устройства. С выводом низшего напряжения силового трансформатора цепь питания проходит по кабелю вновь в ячейку КРУ на вторую пару трансформаторов тока, а затем на погружной электродвигатель. Вторая пара трансформаторов тока служит для питания реле защиты и амперметра.

От одной из фаз низшего напряжения силового трансформатора через предохранитель, дроссель, пробивной предохранитель, ограничитель перенапряжения, конденсатор и резистор подается сигнал на прибор контроля изоляции системы погружной двигатель - кабель. Все перечисленные элементы (за исключением резистора) размещены в установке дросселя.

С неподвижных контактов высоковольтных разъемов, расположенных до силового выключателя, напряжение 6(10) кВ через разъединитель и предохранители подается на трансформаторы напряжения (для питания обмоток напряжения счетчиков активной и реактивной энергии и вольтметра, контролирующего линейное напряжение сети) и на трансформатор собственных нужд 25 кВ А, 6(10)/0,4 кВ.

От трансформатора собственных нужд получают питание комплектное устройство питания привода силового выключателя и шкаф управления типа ШГС-9007. В шкафу размещена вся релейно-контакторная аппаратура, выполняющая логические функции по управлению погружным двигателем и его защите. Выходные элементы шкафа ШГС-9007 включены в цепи катушек электромагнита отключения силового выключателя и контактора, управляющего электромагнитом включения силового выключателя.

7. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

7.1. Технологическая схема и оборудование насосных перекачивающих станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Магистральные нефтепроводы предназначены для транспорта нефти из районов добычи в морские, речные, железнодорожные пункты налива и на нефтеперерабатывающие заводы, а магистральные нефтепродуктопроводы - для транспорта нефтепродуктов из районов их производства до наливных станций или баз, расположенных в местах потребления. На магистральных нефте- и нефте- продуктопроводах строят насосные перекачивающие станции (НПС) двух видов: головные и промежуточные. Головные станции располагаются в начале трубопровода и служат для перекачки нефти или нефтепродуктов из резервуарных парков в магистральный трубопровод. Промежуточные станции предназначены для повышения давления перекачиваемых продуктов в магистральном трубопроводе. В соответствии с назначением указанных станций в состав сооружений головной НПС всегда входят резервуарный парк и под-

порная насосная станция, совмещенная с основной насосной или расположенная в отдельном здании. Подпорная насосная станция служит для подачи жидкости на вход основных насосов, так как при откачке из безнапорных резервуаров основные насосы не могут работать без предварительного давления жидкости на их входе. На некоторых трубопроводах, находящихся в эксплуатации, промежуточные насосные станции также имеют емкости для нефти или нефтепродуктов и ведут откачку из этих емкостей. В этом случае промежуточные перекачивающие станции оборудуют так же, как и головные, подпорными насосами.

На новых и строящихся трубопроводах промежуточные резервуары не предусматриваются и перекачка жидкости ведется по системе «из насоса в насос». При работе по такой системе нет необходимости в установке подпорных насосов на промежуточных станциях.

Кроме рассматриваемых перекачивающих насосных станций на магистральных трубопроводах имеются наливные насосные, располагаемые при резервуарных парках наливных станций. Состав установок и технологическая схема НПС приведены на рис.7.1.

На НПС в качестве основных используются центробежные насосы с подачей $360-10000 \text{ м}^3/\text{ч}$ с напором 210-260 м, а в качестве подпорных - насосы с подачей $360-5000 \text{ м}^3/\text{ч}$ с напором 28-90 м. На головных станциях чаще всего устанавливают четыре насоса, из них один резервный. Насосы включают последовательно, например, на станции с четырьмя насосами - по два-три, что обеспечивает необходимое давление на выходе станции. Мощность, необходимая для привода насоса с подачей $10000 \text{ м}^3/\text{ч}$, составляет 6300-8000 кВт. Нефтяной насос является турбомашинной, механическая характеристика которой зависит от того, каким образом осуществляется пуск (на открытую или закрытую задвижку). Выход механизма из состояния покоя, обусловленный противодействием, трением в подшипниках и торцевых уплотнениях насоса, составляет 20-25 % момента сопротивления при полной скорости. По мере разгона насоса момент сопротивления M_p несколько уменьшается, достигая

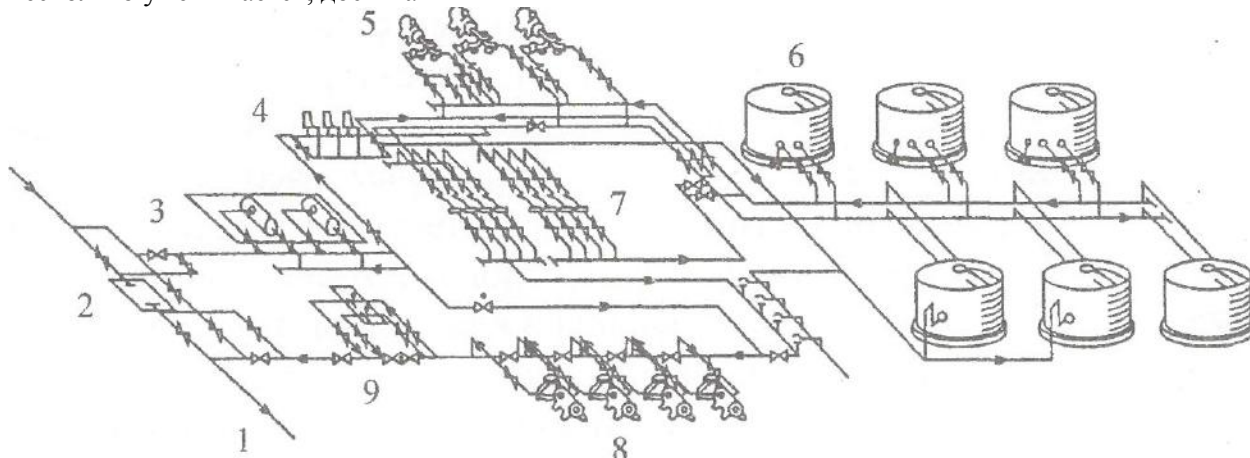


Рис.7.1. Технологическая схема нефтеперекачивающей насосной станции 1 - магистральный нефтепровод диаметром 720-1420 мм.; 2 -устройство приема и пуска скребка; 3 — площадка фильтров-грязеуловителей; 4 - площадка с предохранительными устройствами; 5 - подпорная насосная; 6 - резервуарный парк; 7 - помещение счетчиков; 8 - перекачивающая насосная; 9 - помещение регулирующей аппаратуры

минимума при частоте вращения n - 300-500 об/мин, а затем увеличивается по параболическому закону (рис.7.2).

Для привода центробежных насосов НПС магистральных трубопроводов в настоящее время применяют исключительно электродвигатели. Технологическое оборудование насосных станций, кроме собственно насосных агрегатов, содержит следующие системы: трубопроводов перекачиваемой жидкости, масляную, вентиляции электродвигателей, охлаждения масла, смазки уплотнений, сбора утечек перекачиваемой жидкости и др.

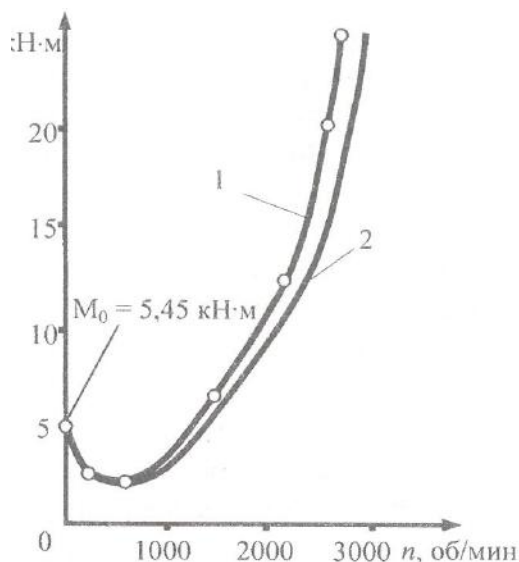


Рис.7.2. Механическая характеристика нефтяного насоса НМ-10000-210 при открытой (1) и закрытой (2) напорных задвижках

Пуск и остановка двигателей привода насосов связаны с управлением положения задвижек технологических коммуникаций. На рис.7.3 представлена

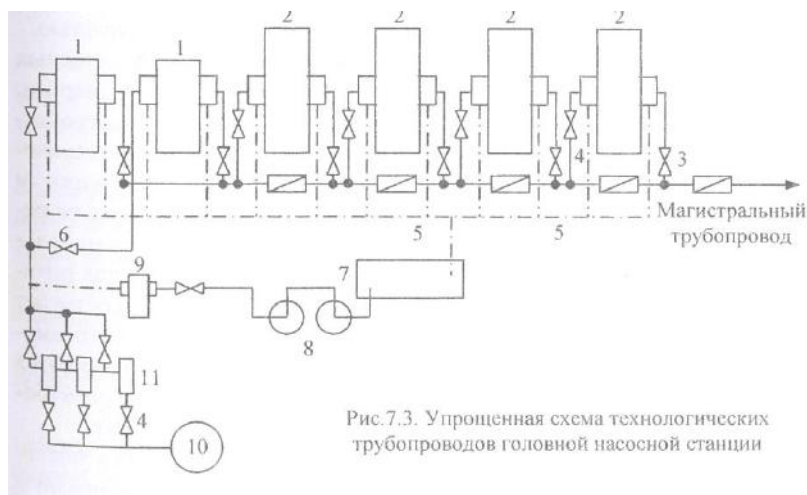


Рис.7.3. Упрощенная схема технологических трубопроводов головной насосной станции

упрощенная схема технологических трубопроводов головной насосной нефтеперекачивающей станции с четырьмя главными и двумя подпорными насосами.

Подпорные насосы 1 забирают нефть из резервуара 10 через фильтр 11 и подают ее на вход главных насосов 2. При помощи задвижек с электроприводом 3, 4 обеспечивается работа одного, двух или трех последовательно включенных главных насосов. Обратные клапаны 6 предотвращают перетекание нефти из напорного трубопровода в подводящий на участке каждого насоса.

В тех случаях, когда в месте выхода вала из насоса применяется торцовое уплотнение корпуса насоса, смазка уплотнений производится очищенной нефтью, подаваемой по системе трубопроводов (на рис.7.3 они не указаны). Нефть, просачивающаяся через уплотнения, по трубопроводам утечек 5 отводится в сборный приямок 7, откуда попадает в резервуары - сборщики утечек 8 и далее насосом 9 перекачивается в подводящий трубопровод.

Смазка подшипников главных и подпорных насосов и приводного электродвигателя осуществляется по циркуляционной системе под давлением. Забираемое из масляного бака масло прокачивается электрифицированными шестеренчатыми насосами через фильтр и охладитель и далее поступает в подшипники, откуда самотеком проходит в масляный бак. Масло может охлаждаться водой или нефтью.

Кроме основного технологического оборудования насосных станций, работа которого требует подвода электрической энергии, существует ряд других ее потребителей: вспомогательные устройства самой насосной (вентиляция, освещение, котельная, механические мастерские и др.), водяные насосные производственного и питьевого водопроводов, насосы пожаротушения, потребители ре-зервуарного парка и устройства налива (если имеются), коммунальные нужды жилого поселка и др. Мощность, необходимая для питания всех потребителей головной насосной станции, достигает 30 МВт и более. В районах Западной Сибири, где берут начало многие магистральные нефтепроводы, на одной площадке монтируются три-четыре НПС. В этом случае установленная мощность электродвигателей только основных насосов превышает 100-110 МВт. С целью обеспечения возможности работы НПС без постоянного обслуживающего персонала управление всеми основными и вспомогательными технологическими процессами автоматизировано. Система автоматики обеспечивает:

- автоматический пуск вспомогательных механизмов для подготовки к включению насосных агрегатов при открытой задвижке на входе станции;
- дистанционное программно-автоматическое включение каждого основного насосного агрегата;
- автоматическое регулирование максимального давления нагнетания станции и минимального давления всасывания основных насосов;
- контроль режима охлаждения двигателей насосных агрегатов;
- автоматическое управление приточно-вытяжной вентиляцией с ограничением содержания паров нефти в воздухе насосного отделения на уровне не выше 20 % от нижнего предела взрываемости и поддержанием температуры в помещении насосов в пределах, требуемых для нормальной работы оборудования и аппаратуры;
- автоматическое управление погружными насосами и насосами откачки утечек в зависимости от уровня в резервуарах-сборниках;
- автоматическое включение резервного агрегата любой вспомогательной системы при выходе из строя основного;
- автоматическое отключение одного из работающих насосных агрегатов в случае чрезмерного повышения давления нагнетания до и после регулирующего органа, а также чрезмерного понижения давления на входе основных насосов;
- автоматическое включение всех агрегатов и отключение станции от магистрали в случае аварийного повышения давления нагнетания или понижения давления на входе основных насосов, а также при долговременном сохранении повышенной концентрации паров нефти в воздухе насосного отделения и при максимальном аварийном уровне нефти в резервуарах-сборниках;
- дистанционное отключение НПС от магистрального нефтепровода с одновременным отключением вспомогательных механизмов;
- централизованный контроль за основными параметрами работы НПС, их регистрацию и необходимую исполнительную и аварийную сигнализацию.

7.2. Электроснабжение нефтеперекачивающих насосных станций

Мощность, необходимая для питания потребителей современных головных НПС магистральных трубопроводов, достигает 40-60 МВт. Промежуточные станции имеют меньшую установленную мощность потребителей электроэнергии, так как на них отсутствуют подпорная насосная станция, ремонтно-эксплуатационный блок и резервуарный парк, меньше электрозадвижек.

Питание потребителей НПС обычно обеспечивается специальной понижающей подстанцией, сооружаемой вблизи насосной станции и получающей электроэнергию от энергосистемы при напряжении 110, 220 или реже 35 кВ. Питание насосных станций возможно при напряжении 6(10) кВ, если они расположены в непосредственной близости от районных подстанций энергосистемы. Основные положения, касающиеся схем питания понижающих подстанций компрессорных станций (КС), относятся и к подстанциям насосных станций магистральных трубопроводов с учетом того, что мощность последних меньше. Система внешнего электроснабжения содержит линии электропередачи 35, ПО или 220 кВ, силовые трансформаторы 35, ПО, 220/6(10) кВ и открытое распределительное устройство 35-25.0 кВ. На территории площадки НПС электроэнергия от главной понижающей подстанции (ГПП) распределяется при напряжении 6(10) кВ. К внутриплощадочным закрытым распределительным устройствам 6(10) кВ от ГПП подводятся кабели или токопроводы по радиальной схеме. Напряжение 6 кВ используется на ранее

построенных НПС и допускается на реконструируемых. На вновь строящихся НПС должно использоваться напряжение 10 кВ.

В случае размещения на общей площадке нескольких НПС разных нефтепроводов для НПС каждого нефтепровода следует предусматривать отдельное распределительное устройство 6(10) кВ.

Головные НПС, Относящиеся к потребителям 1-й категории, питаются по двум воздушным линиям электропередачи 35-220 кВ от двух независимых источников питания, причем провода этих линий подвешиваются на отдельных опорах. Допускается электроснабжение промежуточных НПС от одного источника с помощью двух воздушных линий электропередач выполненных на отдельных опорах.

В тех случаях, когда электроснабжение НПС осуществляется от районных подстанций энергосистемы 110/35/10 или 110/10 кВ при напряжении 10 кВ, подвод энергии к распределительным устройствам 10 кВ НПС обеспечивается двумя линиями большого сечения. Каждая из этих линий в случае использования кабелей выполняется на четыре-шесть кабелей площадью сечения 3×150 или 3×240 мм², что вызывает затруднения в монтаже и нежелательно из-за наличия значительного числа малонадежных кабельных муфт. В последнее время для таких линий длиной до 2 км начали применять гибкие воздушные токопроводы из алюминиевых проводов с расщепленными фазами на 6, 8 или 10 проводов, закрепленных на металлических или бетонных опорах. Имеются также специальные кабели - токопроводы на 10 кВ площадью сечения 1500-2000 мм², длиной до 0,5 км.

Наиболее распространенным типом подстанции 220(110)/6 (10) кВ является тупиковая.

Принципиальные схемы подстанций для НПС могут быть различными. Разработаны типовые проекты двух-трансформаторных подстанций 35-110/6(10) кВ для НПС без выключателей на стороне высшего напряжения с трансформаторами мощностью 4-63 МВ·А для размещения на всех нефтепроводах (кроме находящихся в районах Сибири).

На стороне высшего напряжения может находиться или отсутствовать перемычка. В схеме (рис. 7.4) питание подстанции осуществляется двумя воздушными линиями 110 кВ по блочной схеме линия — трансформатор. Разъединители в цепи перемычки нормально отключены. Оба блока линия - трансформатор работают отдельно на стороне 110 кВ. Каждый блок обеспечивает полностью мощность, необходимую для НПС. Каждый из главных трансформаторов связан с питающей линией 110кВ через отделитель. На стороне 6(10)кВ принята одинарная система шин, секционированная силовым выключателем. Для питания потребителей собственных нужд понижающей подстанции (обдув трансформаторов, приводы выключателей, отделителей и короткозамыкателей, выпрямительные блоки питания оперативных Цепей защиты и автоматики, освещение, вентиляция РУ 6(10) кВ и др.) устанавливаются два трансформатора 6 (10)/0,4-0,23 кВ. Каждый трансформатор мощностью 630 кВ·А присоединяется отпайкой к цепи 6 (10) кВ главного трансформатора. Защита трансформаторов выбирается так же, как для соответствующих трансформаторов на подстанциях компрессорных станций. В частности, трансформаторы мощностью 2500 кВА имеют дифференциальную и максимальную токовую защиту от коротких замыканий, токовую защиту от перегрузок с действием на сигнал, газовую защиту, температурную сигнализацию.

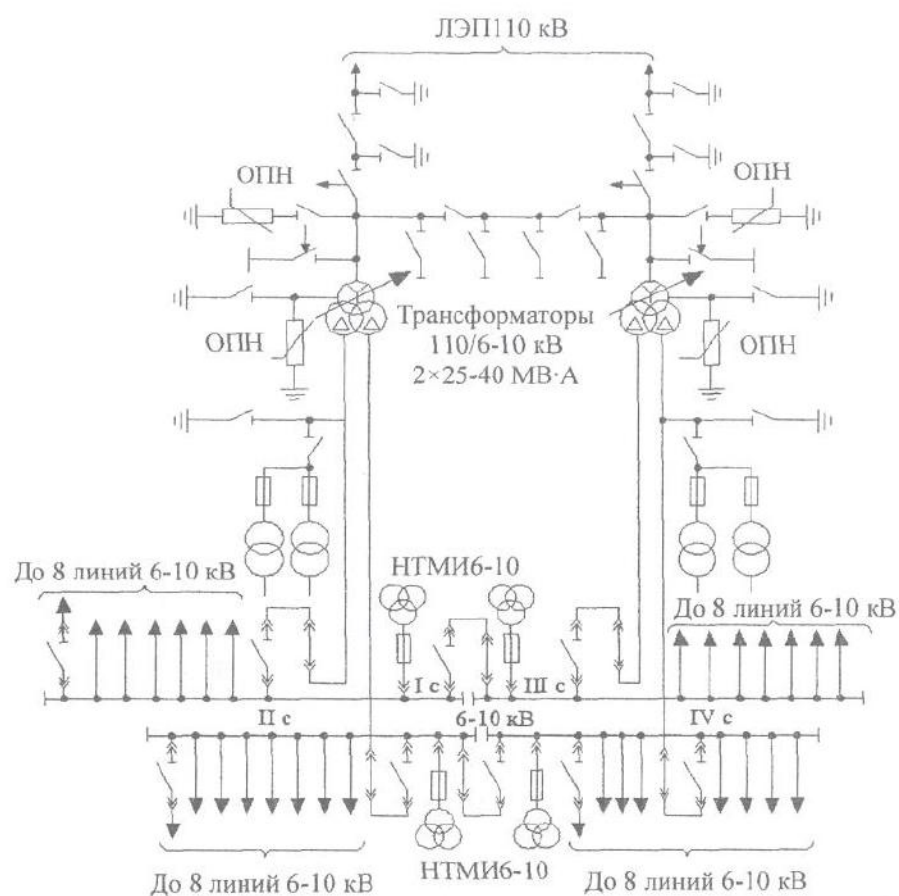


Рис.7.4. Типовая принципиальная схема электрических соединений подстанции 110/6(10) кВ

Дифференциальная защита и отключающий контакт газового реле (вторая ступень) при срабатывании действуют на включение короткозамыкателя на стороне 110 кВ трансформатора, что приводит к отключению трансформатора отделителем на стороне 110 кВ во время бестоковой паузы.

Схемой предусматривается возможность питания потребителей по восьми линиям 6(10) кВ от каждой из четырех секций сборных шин 6(10) кВ. Эти линии питают двигатели главных и подпорных насосов, пожарных насосов, ряд подстанций 6(10)/0,4-0,23 кВ, расположенных на площадке НПС, потребителей вне этой площадки и др. Линии оборудуются системой однократного АПК. Этой системой также оснащаются вводы 6(10) кВ от трансформаторов. На стороне 6(10) кВ обеспечивается стабилизация напряжения за счет автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, предусмотренного для трансформаторов 110/6(10) кВ. В качестве оперативного принимается переменный и постоянный ток. На переменном токе действуют схемы управления силовых трансформаторов, секционного выключателя, центральной сигнализации. Цепи защиты и управления отходящих линий 6(10) кВ питаются оперативным током, получаемым от специальных выпрямительных устройств или аккумуляторов. Для отключения отделителей 110 кВ, вводных и секционного выключателей

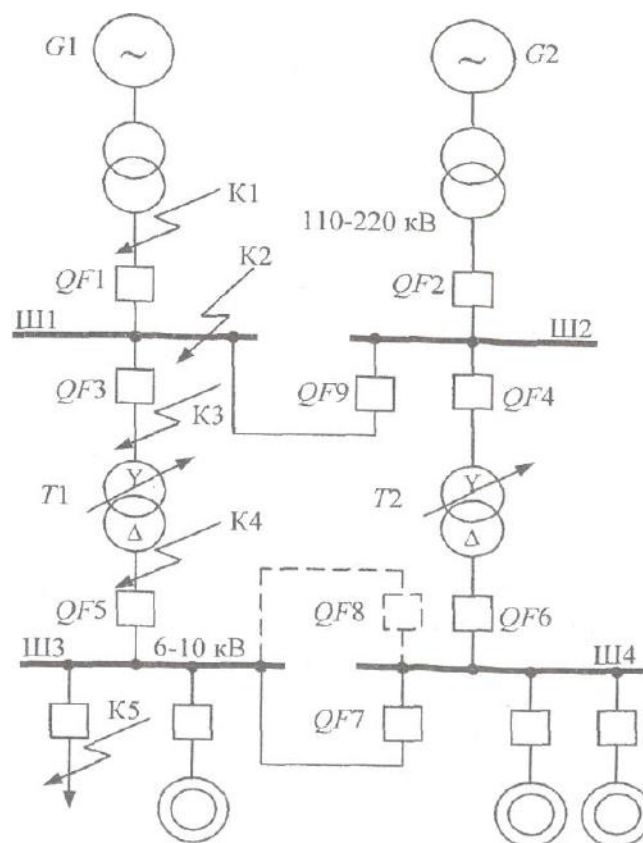


Рис.7.5. Типовая схема электроснабжения НПС

6(10) кВ в качестве источника энергии иногда используют предварительно заряженные конденсаторы.

Исследованиями установлено, что критическое время полного перерыва электроснабжения, при котором еще может быть обеспечена динамическая устойчивость синхронных двигателей привода насосных агрегатов, составляет 0,15-0,20 с. Рассмотрим причины, приводящие к нарушению динамической устойчивости двигателей при кратковременных снижениях напряжения и перерывах электроснабжения.

Типовая схема электроснабжения НПС (рис.7.5) содержит, как правило, два условно независимых источника питания (шины Ш1 и Ш2), каждый из которых питает «свою» (соответственно Ш3 и Ш4) секцию шин 6(10) кВ с подключенными двигателями.

Секции связаны между собой отключенным секционным выключателем *QF1*, на котором обычно осуществляется автоматический ввод резерва двухстороннего действия. Характерными возмущениями, создающими предпосылки нарушения динамической устойчивости двигателей, являются короткие замыкания. При коротком замыкании в точке *K5* продолжительность снижения напряжения на секции Ш3 равна продолжительности коротких замыканий, определяемой временем срабатывания соответствующих релейных защит и выключателей. Современное оборудование и аппаратура позволяют отключать участок короткого замыкания за 0,15-0,20 с. В связи с этим короткое замыкание в точке *K5* не должно служить причиной нарушения динамической устойчивости двигателей, питающихся от секции Ш3.

В точках *K2*, *K3* и *K4* короткое замыкание также может быть отключено за 0,15-0,20 с, после чего секция Ш3 окажется вообще отделенной от источника питания. Напряжение секции Ш3 восстанавливается при помощи АВР на выключателе *QF7* от секции Ш4. При отсутствии ограничений для включения секции Ш3 в противофазе с напряжением сети необходимое на эту операцию время составляет 0,3-0,7 с, что определяется в основном временем включения выключателя *QF7*. Таким образом, уже в самой схеме электроснабжения НПС заложено неизбежное нарушение динамической устойчивости синхронных двигателей, подключенных к резервируемой секции, при всяком действии АВР традиционного исполнения.

Для устранения этого недостатка можно использовать схему с параллельной работой вводов или трансформаторов, которая отличается от рассматриваемой лишь тем, что контакты выключателя

QF1 в ней нормально замкнуты. В этом случае продолжительность снижения напряжения на шинах, питающих двигатели, будет определяться только временем отключения короткого замыкания, что может обеспечить динамическую устойчивость двигателей. Так, при коротком замыкании в точке КЗ достаточно отключить выключатели *QF3* и *QF5*. Напряжение на секции ШЗ будет обеспечиваться вторым ее источником питания, в данном случае от секции Ш4. Однако, несмотря на ряд преимуществ, рассмотренная схема не может найти широкого применения, поскольку приводит к увеличению тока короткого замыкания в сети НПС (в отдельных случаях в 2 раза). Известно также, что стоимость выключателей растет пропорционально квадрату расчетного тока отключения. Поэтому в случае применения параллельной работы линий и трансформаторов резко повышается стоимость коммутационной аппаратуры.

Как видно из рис.7.5, при замкнутом выключателе *QF1* поддерживать напряжение на секции ШЗ можно лишь при коротком замыкании К2 на шинах Ш1 подстанции, коротком замыкании КЗ на линии ЛЭП, коротком замыкании К4 в трансформаторе Т1 или его выводах, ошибочном отключении выключателей *QF3* и *QF5*, питании от резервного источника секции Ш4 в момент отключения основного источника питания секции. Таким образом, все преимущества схемы параллельной работы линий и трансформаторов выявляются лишь при повреждении элементов сети, при которых неизбежно должно срабатывать АВР. Этот же эффект может быть получен искусственно в схеме с нормально отключенным выключателем *QF7*. Действительно, это возможно, если при возникновении короткого замыкания в точках К2, КЗ или К4 одновременно с командой на отключение выключателя *QF5* подать команду на включение выключателя *QF7*, чтобы он объединил секции ШЗ и Ш4 раньше, чем произойдет отключение выключателем *QF5* короткого замыкания. При этом ни в одном из элементов электрической сети сила тока не превысит допустимую, а вся аппаратура будет работать в нормированных для нее режимах. В этом можно убедиться, рассмотрев распределение токов в элементах сети при коротком замыкании в точках К2, КЗ или К4.

Реализация последнего из описанных способов возможна лишь при наличии быстродействующей схемы управления и соответственно быстродействующего силового коммутирующего аппарата.

Быстродействующее АВР (БАВР) обеспечивает двухстороннее действие на отключение выключателей двух вводов и на включение секционного выключателя. При этом действие устройства возможно как при исчезновении питания от основного источника, так и в случае возникновения всех видов междуфазных коротких замыканий в цепях питающей линии. Максимальное время переключения на резервный источник составляет 60-120 мс. Схема электроснабжения НПС с указанием зоны действия БАВР при КЗ приведена на рис.7.6. Для эффективной работы БАВР необходимо осуществлять электроснабжение потребителей от двух независимых источников G_1 и G_2 . Основной зоной защиты БАВР является участок системы электроснабжения от головного выключателя *QF1* (*QF2*) до выключателя на вводе *QFA* (*QF5*). Если распределительное устройство (рис.7.6) является РУ главной понизительной подстанции (ГПП), то головные выключатели (*QF1* и *QF2*) располагаются на стороне напряжения 35-110-220 кВ, а вводные (*QF4* и *QF5*) - на стороне напряжения 6-10 кВ. Если РУ является распределительным устройством второй ступени, то и *QF1*, *QF2* и *QFA*, *QF5* располагаются на напряжение 6-10 кВ.

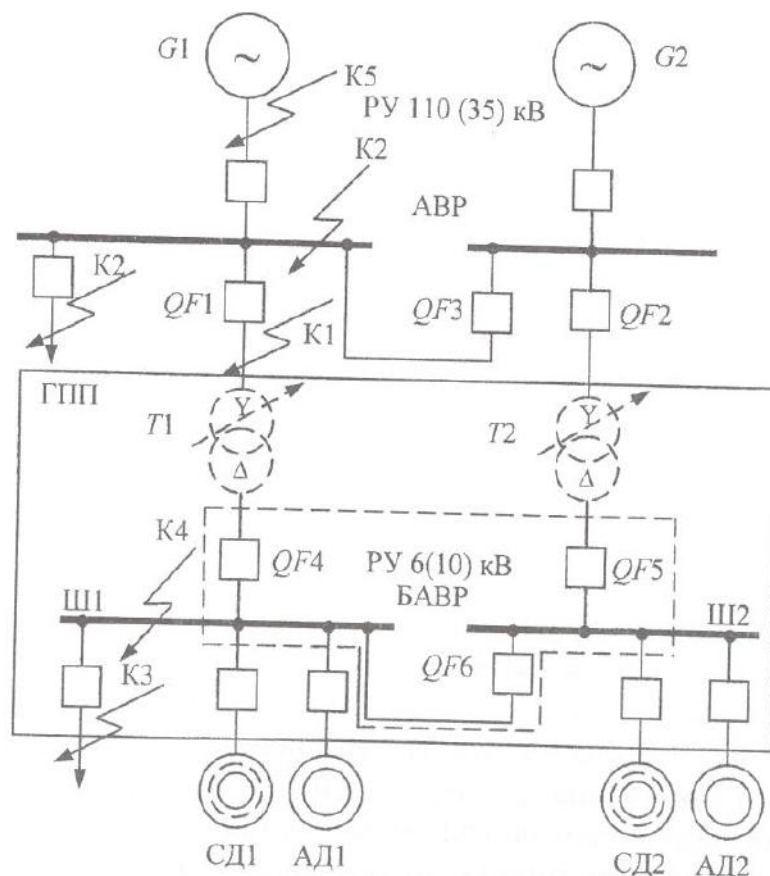


Рис.7.6. Схема электроснабжения НПС с указанием зоны действия БАПР

При трехфазном КЗ в цепи питания (точка K1) напряжение на шине Ш1 уменьшается до $U_1 < U_{ост}$ ($U_{ост} \approx 0,65 U_H$ — остаточное напряжение на шинах) и пусковой орган выдает сигнал на отключение выключателя QF1. Полный цикл срабатывания и отключения выключателя QF1 при этом составит $t_u < 0,06$ с.

После отключения головного выключателя QF1 мощность P1 изменит направление и пусковой орган БАПР выдает сигнал на отключение выключателя QF4. Полный цикл срабатывания БАПР при этом $t_{ц} \leq 0,11$ с.

При несимметричном КЗ в цепи питания (K1) напряжение прямой последовательности в месте КЗ составит $U_1 \approx 0,7 U_H$ при однофазном КЗ и $U_1 \approx 0,5 U_H$ при междуфазном КЗ. Мощность P1 при этом не изменяет направление до отключения выключателя QF1 релейной защитой, срабатывающей при КЗ. Поэтому полное время цикла БАПР в этом случае составит $t_{ц} = t_{откл\ QF1(2)} + 0,06$ с. Время отключения головного выключателя QF4 составляет $t_{откл\ QF1(2)} \leq 0,3$ с.

При КЗ в точках К3, К4 БАПР не работает, поскольку не изменяется направление мощности P1. Дополнительное действие БАПР возможно при кратковременных нарушениях электроснабжения, вызванных близкими трехфазными КЗ в соседних присоединениях к источнику электроснабжения (точка K2), либо в цепи питания выше головного выключателя (точка K5). При таких КЗ изменяется направление мощности P1 и время цикла БАПР составит $t_u \leq 0,06$ с. При любых несимметричных КЗ в этих точках БАПР не работает.

Схема управления БАПР (см. рис.7.5), выполненная на основе релейных защит соответствующих элементов электрической сети с использованием современных устройств для передачи команд на расстояние, может подать команду на отключение выключателя QF5 и одновременно на включение выключателя QF1 за время до 0,1 с с момента возникновения повреждения. При этом время включения выключателя QF7 должно быть меньше времени отключения выключателя QF5 и составлять несколько сотых долей секунды. При прочих КЗ, например в точке K2, БАПР не должно срабатывать.

В схеме могут применяться также вспомогательные аппараты, имеющие малое время включения. Например, можно параллельно нормально отключенному выключателю $QF1$ подключить нормально отключенный быстродействующий вакуумный аппарат QFS . При подаче команды на одновременное включение этих аппаратов первым (через 0,05 с), срабатывает аппарат $QF8$, объединяя секции ШЗ и Ш4. После замыкания контактов выключатель $QF7$, имеющий слабую контактную систему, должен быть отключен.

В отличие от схемы с обычным АВР (рис.7.5), где сначала отключается выключатель $QF5$, а затем включается выключатель $QF7$, в схеме с БАВР операции с данными аппаратами выполняются в обратной последовательности. Это обстоятельство несколько осложняет работу выключателя $QF5$ при близких КЗ, например, в точке К4, поскольку промежуток времени между возникновением тока КЗ через выключатель $QF5$ и началом расхождения его контактов сокращен, что требует дополнительной расчетной проверки времени срабатывания выключателей вводов. В то же время отключение этим выключателем тока КЗ обеспечивает гашение дуги в нормированное время. Одним из способов повышения устойчивости синхронных двигателей НПС в переходных режимах энергосистемы, вызванных кратковременными перерывами электроснабжения, является также применение синхронных двигателей, имеющих две отдельные обмотки статора. Каждую из этих обмоток присоединяют к разным секциям сборных шин РУ 6(10) кВ. При потере питания одной секции шин синхронный двигатель с двойной обмоткой статора подпитывает двигатели, подключенные к потерявшей питание секции, и увеличивает их устойчивость.

При КЗ в цепи питания одной секции шин синхронный двигатель с двойной обмоткой статора даже при номинальной нагрузке не выпадает из синхронизма в течение времени, достаточного для отключения поврежденного участка сети. При наличии синхронного двигателя с двойной обмоткой статора нет необходимости в сложных устройствах, обеспечивающих самозапуск синхронных двигателей путем БАВР.

8. УНИФИЦИРОВАННЫЕ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

В настоящее время на объектах нефтедобычи применяют унифицированные блочно-комплектные насосные станции. Элементы насосной станции поставляются в виде укрупненных блоков и на месте строительства требуют минимального объема работ для ввода в действие. Технологические и другие установки, в том числе устройства электроснабжения, размещают на открытом воздухе с применением утепленных индивидуальных укрытий для оборудования, требующего положительной температуры и защиты от непогоды. Индивидуальные укрытия (блок-боксы) типа кожухов имеют небольшие размеры. Управление оборудованием максимально автоматизировано. В частности, для блочно-комплектной станции типа БКНС-12,5 предусматривается 40 блок-боксов и 25 комплектных сооружений и установок, в том числе для энергетического оборудования: восемь блок-боксов закрытых распределительных устройств 10 кВ, распределительных щитов и комплектных трансформаторных подстанций 2х630 кВА; два блок-бокса комплектных трансформаторных подстанций 2х400 кВ-А и распределительных щитов; десять комплектных установок и сооружений; два блока дизельной электростанции; один блок разъединителей и реакторов наружной установки и др.

Электроснабжение блочной станции БКНС-12,5 осуществляется от открытой подстанции 110/10 кВ, имеющей схему линия - трансформатор с аварийной перемычкой на стороне 110 кВ. Энергия при напряжении 10 кВ от трансформаторов 110/10 кВ подводится к блок-боксам закрытого РУ 10 кВ по четырем воздушным токопроводам или кабелями-токопроводами площадью сечения 1500 мм².

Система электроснабжения, как правило, построена по «классической» схеме: два питающих понизительных трансформатора, РУ с двумя секциями сборных шин и установленный между секциями секционный выключатель с устройством АВР. Выключатели в РУ оснащаются микропроцессорными блоками релейной защиты разных типов (Schneider Electric, Сириус, СПАС и др.). Однако логика работы АВР на секционном выключателе осталась прежней:

- определение неисправной секции сборных шин по уровню остаточного напряжения не менее $0,4U_{ном}$

- отключение неисправного ввода;
- выдержка времени;
- включение секционного выключателя.

При таком алгоритме работы АВР остановка электродвигателей становится неизбежной, так как при этом происходит отключение коммутационной аппаратуры на стороне 0,4 кВ и срабатывание защита технологического оборудования. Для удержания во включенном состоянии контакторов и пускателей на стороне 0,4 кВ на время перерыва в электроснабжении применяют различные дополнительные устройства. Это не всегда спасает от остановки электродвигатели при работе штатного устройства АВР. В тех случаях, когда удастся сохранить в работе электродвигатели на стороне 6-10 кВ, их включение на исправную секцию сборных шин сопровождается повторными пусковыми процессами, сравнимыми с процессами прямого пуска электродвигателей. Это отрицательно сказывается на надежности электродвигателей и коммутационного оборудования РУ подстанции. Ускорение действия АВР может быть достигнуто с помощью включения параллельно секционному выключателю тиристорного коммутатора, обеспечивающего секционирование сборных шин на время, необходимое для срабатывания секционного выключателя.

На рис.8.1 приведена типовая структурная схема включения тиристорного устройства АВР (ТАВР) в состав РУ 6-10 кВ.

ТАВР состоит из двух основных частей: тиристорного коммутатора (КТ) и модуля управления (МУ). Тиристорный коммутатор устанавливается на выкатном элементе, а МУ - в релейном отсеке высоковольтного шкафа РУ. Тиристорный коммутатор включается параллельно секционному выключателю и за счет своего быстродействия обеспечивает возможность наиболее быстрого объединения секций шин. МУ выявляет аварийные ситуации в работе РУ и формирует команды на управление КТ вводными и секционными выключателями.

В настоящее время разработан вариант модуля управления ТАВР со встроенным электронным регистратором работы устройства ТАВР в аварийный период. Регистратор фиксирует токи вводных выключателей, токи через тиристорный коммутатор и напряжения на секциях сборных шин РУ для анализа работы устройства ТАВР и коммутационной аппаратуры РУ в аварийный период. Для вывода информации в АСЭ модуль управления ТАВР имеет выход через порт USB стандартного интерфейса протокола Modbus.

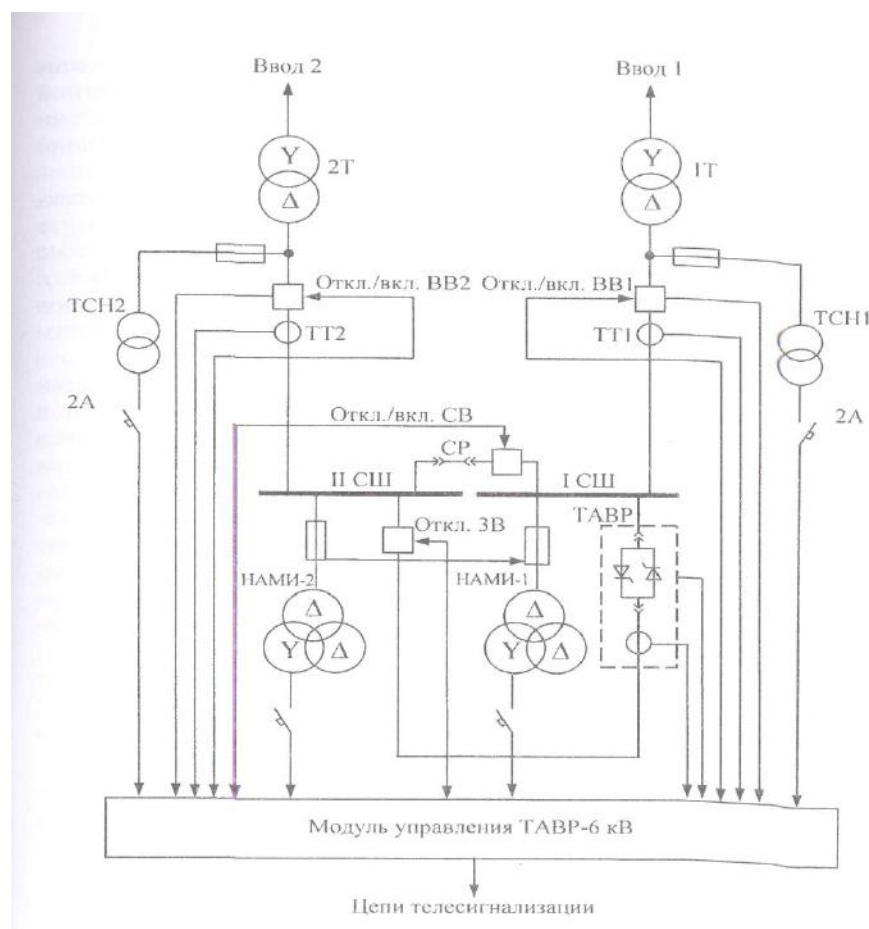


Рис.8.1. Типовая структурная схема ТАВР

При установке ТАВР нет необходимости принимать специальные меры для удержания во включенном состоянии контактной аппаратуры на стороне 0,4 кВ, так как при высоком быстродействии ТАВР уровень остаточного напряжения на неисправной секции сборных шин, как правило, не опускается ниже 0,7 $U_{ном}$.

Для синхронного переключения нагрузки неисправной секции сборных шин на исправную в Санкт-Петербургском институте электроэнергетики (ИЭЭ) были разработаны силовые тиристорные коммутаторы среднего класса напряжения 6-10 кВ. В зависимости от мощности питающих трансформаторов коммутаторы выпускают на различные токи, вплоть до мощности питающих трансформаторов 63000 кВА.

Логика модуля управления ТАВР построена на микроконтроллерах и отвечает современным требованиям по надежности и сервисному обслуживанию. Микроконтроллер основной логики имеет встроенное жидкокристаллическое табло, на котором отражаются все параметры работы ТАВР и коммутационных аппаратов распределительного устройства. Память микроконтроллера хранит информацию о десяти последних включениях ТАВР. Параметры уставок датчиков напряжения и токов можно менять непосредственно с клавиатуры микроконтроллера после набора разрешительного кода. Модуль управления имеет встроенную тестовую программу проверки исправности устройства ТАВР без вывода его из работы.

9. ПРИМЕНЕНИЕ АКТИВНЫХ ФИЛЬТРОВ В СЕТЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Особенностью современных сетей нефтегазодобывающих предприятий является интенсивное применение нелинейной нагрузки в виде различного типа преобразователей частоты систем регулируемого электропривода ПЭД УЭЦН. В связи с этим возникает необходимость компенсации высших гармоник тока и напряжения, генерируемых нелинейной нагрузкой, для повышения уровня качества электрической энергии и приведение его в соответствие с нормами ГОСТ 13109-97.

Недостатками традиционных технических средств компенсации высших гармоник являются: ограниченность спектра компенсируемых гармонических частот, воздействие на электрическую сеть и возможное изменение ее конфигурации. Пассивное фильтро-компенсирующее устройство (ФКУ) можно настроить только на одну гармонику, для компенсации нескольких порядков гармоник требуется установка нескольких пассивных фильтров, что не всегда экономически целесообразно. Кроме того, пассивные ФКУ имеют достаточно большие габаритные размеры, что усложняет их применение в условиях промышленных площадок нефтепромыслов. Серийно выпускаемые пассивные ФКУ настраиваются на подавление 5, 7, 11, 13, 17, 19 гармоник.

Сглаживающие реакторы могут стать причиной возникновения резонансных явлений, если к сети подключены конденсаторные установки компенсации реактивной мощности. Установка отдельного трансформатора для питания нелинейной нагрузки связана с изменением конфигурации сети предприятия и дополнительными капитальными затратами, что не всегда технически и экономически целесообразно. Ограничение мощности нелинейной нагрузки до 20 % от мощности питающего трансформатора не всегда технически и экономически оправдано.

Наиболее современным и перспективным техническим средством компенсации высших гармоник в сетях нефтегазодобывающих предприятий являются системы коррекции кривых тока и напряжения на базе активных фильтров (АФ).

Активный фильтр гармоник - устройство, использующее, по меньшей мере, один статический преобразователь для компенсации гармонических составляющих тока и напряжения сети.

На рис.9.1 показаны соответственно параллельный и последовательный типы АФ. Основная функция последовательного АФ –

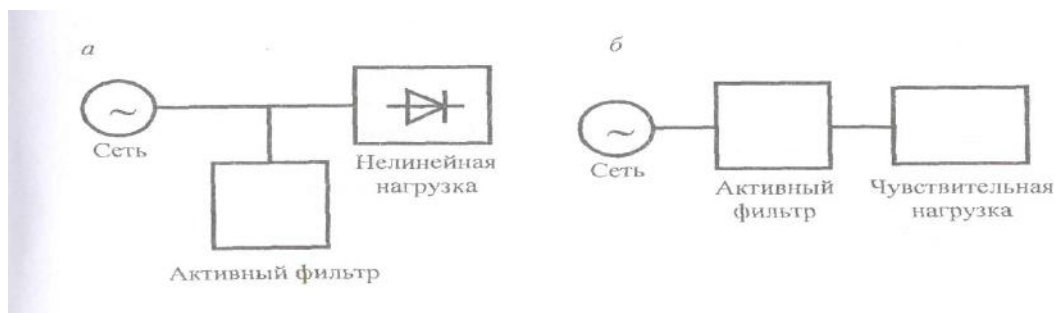


Рис.9.1. Активный фильтр параллельного (а) и последовательного (б) типов

изоляция чувствительной микропроцессорной нагрузки от искажений со стороны сети.

Параллельный АФ способен компенсировать реактивную мощность и высшие гармоники тока и напряжения в сетях с интенсивным распространением нелинейной нагрузки. Поэтому параллельный тип АФ является перспективным техническим решением для применения в сетях нефтегазодобывающих предприятий.

На рис.9.2 показана функциональная схема параллельного АФ. Основной функцией АФ является ограничение до некоторого допустимого стандартами уровня или полное устранение высших гармоник тока и напряжения в точке общего присоединения путем генерирования тока соответствующего гармонического спектра.

АФ способен генерировать в любой момент времени ток, гармонический спектр которого идентичен спектру нелинейной нагрузки по амплитуде, но противоположен по фазе. В результате высшие гармоники тока АФ и нелинейной нагрузки одинаковой амплитуды, складываясь в противофазе, исчезают из спектра тока сети.

Параллельный АФ состоит из трех основных частей: силовой части, системы управления и накопительного элемента.

Силовая часть состоит из входного пассивного фильтра и реверсивного инвертора.

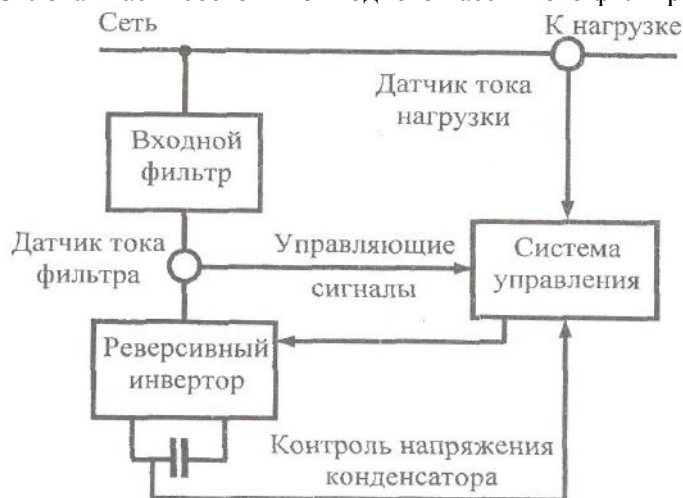


Рис.9.2. Структура параллельного АФ

В состав системы управления входит микропроцессор обработки данных или специальный контроллер, датчики тока и напряжения, усилительное устройство для преобразования сигналов управления низкого уровня в управляющие сигналы для силовых элементов инвертора.

В качестве накопительного элемента чаще всего используется конденсатор, напряжение на котором поддерживается на определенном уровне за счет зарядки через инвертор от сети.

Напряжение на обкладках конденсатора приложено к инвертору и через него протекает ток, форма кривой и гармонический состав которого определяется законом управления силовыми ключами.

Напряжение конденсатора контролируется системой управления.

Основная функция системы управления связана с формированием управляющих сигналов для силовых полупроводниковых элементов, на базе которых построен инвертор в соответствии с заложенным алгоритмом. Основной элементной базой современных АФ являются IGBT-транзисторы.

Функциональные особенности параллельного АФ реализуются в соответствии с местом установки. Локальная (или местная) компенсация гармоник связана только с какой-то одной нелинейной нагрузкой. Общая (или глобальная) компенсация гармоник осуществляется при присоединении активного фильтра, например, к распределительному устройству высокого или низкого напряжения, питающему несколько нелинейных нагрузок.

Основные параметры параллельного АФ:

- ширина частотного диапазона, гарантирующая подавление большинства гармонических составляющих тока нагрузки. В условиях нефтегазодобывающих предприятий достаточен диапазон частот от 2 до 23 гармоники;
- время реагирования, достаточное для эффективной компенсации высших гармоник тока и напряжения как в установившемся, так и в переходном режиме (несколько долей миллисекунд);
- мощность (или номинальный ток) фильтра, зависящая в основном от мощности высших гармоник нелинейной нагрузки, подключенной к сети.

Правильный выбор этих трех параметров и алгоритма работы системы управления обеспечивает эффективность компенсации реактивной мощности и высших гармоник параллельным АФ.

Алгоритм управления параллельным АФ определяет возможность компенсации им реактивной мощности сети с нелинейной нагрузкой. В зависимости от поставленной задачи параллельный АФ можно настроить на компенсацию только высших гармоник или на коррекцию как формы кривых тока и напряжения, так и коэффициента мощности сети.

Дополнительными параметрами параллельного АФ являются ширина частотного диапазона и динамическая способность.

Ширина частотного диапазона рассчитывается максимальным (n_{\max}) и минимальным (n_{\min}) порядком гармоник, в промежутке между которыми параллельный АФ способен осуществлять компенсацию. Действующее значение генерируемого фильтром тока связано с частотным диапазоном следующим выражением:

$$I = \sqrt{\sum_{n=n_{\min}}^{n=n_{\max}} I_{\text{нагр}}^2(n)} \quad (9.1)$$

где $I_{\text{нагр}}(n)$ - амплитудное значение тока n -й гармоники, генерируемой нелинейной нагрузкой.

Динамическая способность - это возможность параллельного АФ отслеживать быстро изменяющийся гармонический ток, генерируемый нелинейной нагрузкой $dI_{\text{нагр}}/dt$. Динамическая способность параллельного АФ определяется временем реагирования.

Коэффициент несинусоидальности тока сети (в процентах) после запуска параллельного АФ вычисляется по формуле, которая определяет соответствие теоретических характеристик фильтра поставленным практическим целям и условиям:

$$k(I) = \frac{\sqrt{\sum_{n=n_{\min}}^{n=n_{\max}} I_{\text{нагр}}^2(n) + \sum_{n=n_{\max}+1}^{n \rightarrow \infty} I_{\text{нагр}}^2(n)}}{I_{\text{нагр}}(1)} \quad (9.2)$$

В условиях нефтегазодобывающих предприятий, когда основным видом нелинейной нагрузки являются преобразователи частоты систем регулирования ПЭД УЭЦН на основе трехфазной мостовой схемы выпрямления, в формуле (9.2) $n_{\min} = 2$ и $n_{\max} = 23$:

$$K(I) = \frac{\sqrt{\sum_{n=24}^{n \rightarrow \infty} I_{\text{нагр}}^2(n)}}{I_{\text{нагр}}(1)} 100 \quad (9.3)$$

В условиях нефтегазодобывающих предприятий целесообразно разделение нелинейных и линейных нагрузок посредством питания от разных трансформаторов подстанций или секций шин

РУ. Объединение нелинейных нагрузок позволяет эффективнее и рациональнее выбрать места установки и режимы работы параллельных АФ. На рис.9.3 показан пример распределения линейной и нелинейной нагрузок по секциям шин РУ.

Вся нелинейная нагрузка в виде преобразователей частоты (ПЧ) подключена к секции шин Ш1, к которой подключен АФ. Линейная нагрузка подключена к секции шин Ш2. В нормальном режиме секционный выключатель $QF3$ разомкнут и линейная нагрузка изолирована от нелинейной. При исчезновении питания от одного из источников ($G1$ или $G2$) секции Ш1 и Ш2 объединяются и АФ продолжает работать на компенсацию искажений и реактивной мощности нелинейной нагрузки, не оказывая влияния на линейную нагрузку.

На рис.9.4 показан электротехнический комплекс, направленный на повышение надежности и эффективности работы системы электроснабжения нефтегазодобывающего предприятия. Комплекс включает в себя основные традиционные технические решения по компенсации реактивной мощности и высших гармонических

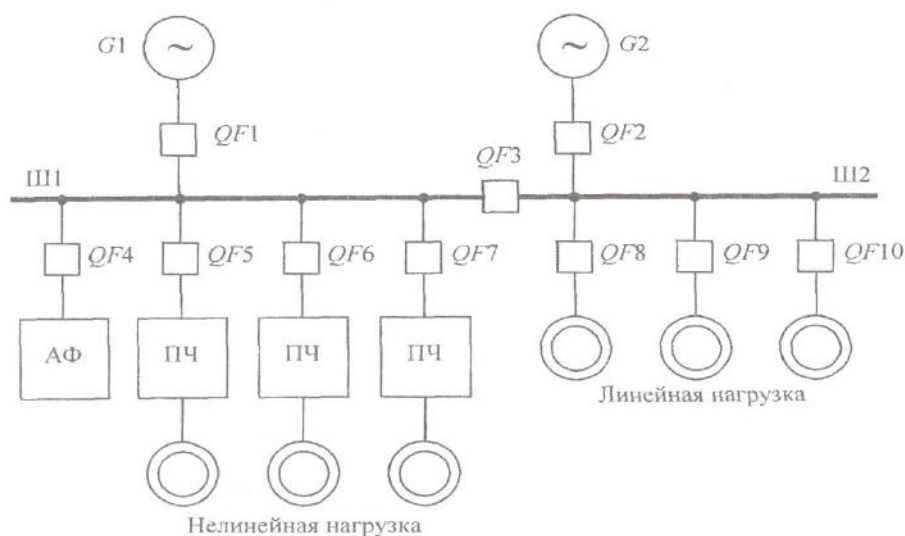


Рис.9.3. Изоляция линейной нагрузки от нелинейной при подключении параллельного АФ

ПРИЛОЖЕНИЕ

Категория электроприемников по надежности электроснабжения

Электроприемники	Категория	
	Западная Сибирь и районы, приравненные к ней	Другие районы
Компрессорные станции для газлифтного способа добычи нефти	1	2
Компрессорные станции для транспорта нефтяного газа, расположенные на месторождениях: компрессоры с электроприводом 200 кВт и более	1	2
насосы (откачки конденсата, масляные циркуляционные водяные, АВО)	1	2
компрессоры с электроприводом менее 200 кВт	2	2
Центральные пункты сбора (ЦПС), установки подготовки нефти, комплексные пункты сбора	1	2
Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти	1	2
Кустовые насосные станции (КНС) для заводнения нефтяных пластов: насосы с электроприводом	1	2 - для насосов за- качки сточных и пластовых вод;
вентиляторы блоков по закачке сеноманской воды	2	3 - для насосов за- качки воды из поверхностных и подземных источников
Дожимные нефтяные насосные станции (ДНС)	1	2
Резервуарные парки	1	2

Продолжение табл.

Электроприемники	Категория	
	Западная Сибирь и районы, прирав- ненные к ней	Другие районы
Насосные станции производственного и хозяйственно-питьевого водоснаб- жения: насосы станций 1-го и 2-го подъема; насосы артезианских скважин для производственного и хозяйствен- но-питьевого водоснабжения;	1	2
для других объектов нефтедобычи	2	2
Противопожарные насосы, контроль- ные пусковые пункты и узлы	1	1
Насосы насосных станций пластовых и сточных вод	1	2
Насосы канализационных насосных станций хозяйственно-бытовых стоков	2	3
Насосы для перекачки уловленной нефти	3	3
Насосы для перекачки шлама	3	3
Насосы подачи ингибиторов коррозии	3	3
Котельные установки	1	2
Потребители периметральной сигна- лизации и охранного освещения	1	1
Потребители систем телемеханики, телефонной, радиосвязи и вычисли- тельных контрольных центров	1	1
Щитовые КИПиА	1	1
Электроприемники операторных, ад- министративно-бытовых корпусов, блоков обогрева	2	2
Одиночная добывающая скважина с механизированной (насосной) добычей	2	2
Буровые установки с электроприво- дом для бурения скважин глубиной 3000 м и более	2	2

Таблица П2

Категория электроприемников промышленных объектов

Наименование объекта \ 	Категория ность в соответст- вии с ПУЭ	Количество независи- мых источников элек- троэнергии	Количество пони- тельных трансфор- маторов на подстанции
Объекты добычи газа:			
Предприятия по добыче газа, на кото- рых осуществляется подготовка газа (установки комплексной и предвари- тельной подготовки газа)	1	2	2 с загруз- кой до 50 %
Головные сооружения (установки ком- плексной и предварительной подготов- ки газа и насосные станции водоснаб- жения головных сооружений)	1	2	2 с загруз- кой до 50 %
Дожимные нефтяные насосные станции	1	2	2 с загрузкой до 50 %
Системы КИПиА (предприятий по до- быче газа, головных сооружений, ДНС) и аварийное освещение	Особая	Не менее 2	Не менее 2
Насосные станции по перекачке нефте- продуктов на предприятиях по добыче газа	2	2	2 с загруз- кой до 70%
Промежуточные насосные станции с емкостью на границе эксплуатацион- ных участков трубопроводов	1	2	2 с загруз- кой до 50%
Магистральная насосная перекачка неф- ти и нефтепродуктов (электродвигатели магистральных насосов 6-10 кВ и элек- тродвигатели напряжением 0,4 кВ меха- низмов, обеспечивающих нормальный режим работы насосных агрегатов)	1	2	2 с загруз- кой до 50 %
Резервуарные парки	2	2	2 с загрузкой до 50 %
Системы КИПиА (насосные станции по перекачке нефти и нефтепродуктов, ава- рийное освещение, пожарные насосы)	Особая	Не менее 2	Не менее 2

Наименование объекта	Категорийность в соответствии с ПУЭ	Кол-во независимых источников электроэнергии	Кол-во понизитель- ных трансформаторов на подстанции
Объекты добычи нефти			
Подпорная насосная станция перекачки нефти и нефтепродуктов (насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов, мех. вентиляция, воздушные компрессоры)	1	2	2 с загрузкой до 50%
КС попутного газа на нефтяных месторождениях	2	2	2 с загрузкой до 70%
Установки для охлаждения газа АВО	2	2	2 с загрузкой до 70%
Установки для охлаждения газа АВО в условиях вечномёрзлых грунтов	1	2	2 с загрузкой до 50%
Буровые установки с дизельным или электроприводом для бурения скважин до 3000 м и более	2	2	2 с загрузкой до 70%
Буровые установки с дизельным или электроприводом для бурения скважин до 3000 м и более со сложными геологическими условиями	1	2	2 с загрузкой до 50%
Объекты транспорта газа : КС магистральных газопроводов с газотурбинными и поршневыми агрегатами	1	2	2 с загрузкой до 50%
КС МГ с электроприводным ГПА	1	2	2 с загрузкой до 50%
Станции подземного хранения газа с АВО газа	1	2	2 с загрузкой до 50 %
Системы КИПиА (КС) и аварийное освещение	Особая	Не менее 2	Не менее 2
ГРС с суточной производительностью до 1 млн м ³ /сут	3	2	1
ГРС с суточной производительностью более 1 млн м ³ /сут	2	2	2 с загрузкой до 50%

Отдельно стоящие водозаборные сооружения и насосные хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения	2	2	
---	---	---	--

Таблица П 3

Коэффициенты для расчета электрических нагрузок

Потребители электроэнергии	коэффициенты			Годовое число часов использования максимума силовых электрических нагрузок
	спроса	использования	мощности	
Глубинно-насосные установки	0.45 до 0.6	0.45	0.5-0.6	6500
Насосные станции по перекачке воды	0.6-0.8	0.6-0.7	0.75-0.85	6500
Буровые установки	0.2-0.6	0.16	0.7-0.95	3000-5000
Установки подготовки нефти	0.7	-	-	7500
Насосные станции внутрипромысловой перекачки нефти	0.9-0.95	0.8-0.9	0.7-0.8	4500-6000
Газокомпрессорные установки с газокompрессорами на электроприводе	0.8-0.9	0.75-0.85	0.8-0.95	5500
Осветительная нагрузка	0.6-0.8	-	1.0	-

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Источники электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий	2
1.1.	Источники электроснабжения и требования к качеству электрической энергии	2
1.2.	Выбор числа и мощности генераторов ЭСН	2
2.	Потребители электрической энергии на объектах нефтегазодобычи	6
2.1.	Буровые установки	6
2.2.	Механизмы непосредственной добычи нефти	7
2.3.	Объекты сбора и внутрипромысловой перекачки нефти	9
2.4.	Объекты подготовки нефти	9
2.5.	Газокомпрессорные станции	10
2.6.	Объекты поддержания пластового давления	11
3.	Категории электроприемников по надежности и бесперебойности электроснабжения	12
4.	Электротехнические комплексы буровых установок	13
4.1.	Электроснабжение буровых установок	13
4.2.	Выбор основных параметров источников автономного электроснабжения	14
5.	Электротехнические комплексы технологических установок насосной эксплуатации скважин	18
5.1.	Общие сведения	18
5.2.	Электроснабжение станков-качалок	20
5.3.	Электроснабжение установок с ЭЦН	22
6.	Электротехнические комплексы промысловых компрессорных и насосных станций	25
6.1.	Общие сведения	25
6.2.	Электроснабжение промысловых компрессорных и насосных станций	25
7.	Электротехнические комплексы перекачивающих насосных станций магистральных нефтепроводов	28
7.1.	Технологическая схема и оборудование насосных перекачивающих станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	28
7.2.	Электроснабжение нефтеперекачивающих насосных станций	31
8.	Унифицированные блочно-комплектные насосные станции	37
9.	Применение активных фильтров в сетях нефтегазодобывающих предприятий	39
	Рекомендательный библиографический список	43
	ПРИЛОЖЕНИЕ	44