

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Электроснабжение участка бурения нефти ООО «КатобьНефть»

Обучающийся

М.В. Максимов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., П.А. Николаев

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

В данной работе рассматривается вопрос организаций электроснабжения на участке бурения ООО «КатобьНефть». Особое внимание уделяется к особенностям подключения к источникам электроэнергии, выбору оптимальных схем распределения электроэнергии и обеспечению надёжности систем электроснабжения в условиях бурения.

Бурение скважин является энергоёмким процессом, основную часть потребляет привод лебёдок и буровых насосов. В зимний период добавляется ещё и паровые котлы которые также потребляют огромное количество электроэнергии. Компания постепенно модернизирует электрооборудование, за счёт замены старого или реконструкцией существующего оборудования. Устанавливаются тиристорные системы управления, на управление электродвигателями устанавливаются частотные преобразователи, устройства плавного пуска. С помощью модернизаций электрооборудования получается экономия электроэнергии на 30%.

Рассматриваются источники питания и подключение к централизованным электросетям. Так же рассматриваются требования к электрооборудованию, меры по обеспечению безопасности и защиты от аварийных ситуаций.

Важное место отводится расчёту нагрузок, расчёту сечения кабелей и выбору защиты аппаратов, выбору высоковольтного оборудования, выбор трансформатора, а также расчёт заземления и молниезащиты. Рассматривается техника безопасности при провидении монтажа электрооборудования и пожарная безопасность при эксплуатациях распределительных устройствах.

Содержание

Введение.....	4
1. Теоретические основы электроснабжения участка бурения.....	6
1.1. Краткая характеристика предприятия ООО «КатобьНефть».....	6
1.2. Исходные данные на проектирование	8
2. Расчётно техническая часть участка бурения.....	10
2.1 Определение электрических нагрузок.....	10
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	12
2.3 Расчёт потери мощности в трехфазном трансформаторе.....	14
2.4 Выбор кабелей и аппаратов защиты линий	17
2.5 Расчет токов короткого замыкания.....	22
2.6 Выбор основного высоковольтного электрооборудования.....	29
2.7 Расчёт заземления.....	40
2.8 Расчёт молниезащиты	43
3.Охрана труда и окружающей среды.....	45
3.1 Техника безопасности при монтаже электрооборудования.....	45
3.2 Пожарная безопасность при эксплуатациях распределительных устройств.....	48
Заключение.....	49
Список используемой литературы и используемых источников	50

Введение

Расширение отраслей топливно-энергетической сферы необходимо для удовлетворения внутреннего спроса на все виды топлива и электроэнергию, при этом повышение объёмов добычи и производства обеспечивает необходимое снабжение. Процесс системного внедрения энергосберегающих практик охватывает все сектора экономики.

Для достижения поставленной цели необходимо внедрение рациональных систем разработки месторождений, совершенствование проводимых буровых работ и операций по добыче с транспортировкой нефти, а также модернизация технического оснащения технологий. Освоение месторождений охватывает весь период разработки, начиная с фонтанной добычи и заканчивая внедрением станков-качалок, работающих на штанговых глубинных насосах и электроцентробежных насосах, а также комплексным применением систем закачки воды для поддержания пластового давления за счет установки мощных электрических насосов на соответствующих насосных станциях.

С учетом прогнозируемого увеличения мощностей и объёмов добычи углеводородов, системы проектировались с учетом определённого запаса. Это обеспечивало долгий срок службы оборудования, минимизируя частые замены, сопряжённые с крупными капитальными затратами.

Долгосрочная эксплуатация месторождений вызвала снижение объёмов добычи, что изменило соотношение объёмов нефти, получаемых с помощью насосов типа ШГН и ЭЦН. Уменьшение объёмов закачки воды в пласты сделало нецелесообразным использование мощных насосных агрегатов с электроприводами из-за значительных электрических потерь в электродвигателях. Нормативы по снижению электропотребления, действующие в настоящее время, включают следующие пункты:

- усиление устойчивости электроснабжения и быстрая реакция на аварийные ситуации.

- разработка технологии добычи нефти с минимальным потреблением электроэнергии.
- снижение расходов на электроэнергию вследствие применения современных тарифных систем;
- уменьшение сбоев во время нормального функционирования и простоя главного энергетического оборудования;
- оптимизация затрат, обусловленная упрощением процессов сбора и обработки технологической информации, а также улучшением системы коммуникаций;
- усовершенствование трудовых условий и увеличение электробезопасности.

Перспективы увеличения объемов добычи нефти и успешное достижение запланированных производственных и экономических показателей напрямую зависят от уровня технического обеспечения, надежности функционирования систем и оборудования на объектах внутренних и внешних энергетических схем.

1. Теоретические основы электроснабжения участка бурения

1.1 Краткая характеристика предприятия ООО «КатобьНефть»

Сервисная организация, запустившая свою деятельность в 1991 году, является экспертом в бурении скважин «под ключ» и боковым выводе. Опыт проектировщиков и передовые технологии обеспечивают успешную реализацию буровых работ. Компания характеризуется значительным опытом, а её инновации направлены на оптимизацию проводки скважин в сложных геологических и горных условиях. За время работы выполнялись разнообразные задачи, охватывающие технологические, организационные и финансовые аспекты.

КатобьНефть занимает ведущее положение в обслуживании нефтегазодобычи, предлагая профессиональные услуги на высоком уровне. Установленный имидж надежного партнера подтвердился множеством крупных проектов, направленных на развитие нефтегазового сектора региона, среди которых - бурение боковых стволов, включая наклонно-направленные и горизонтальные со специальными пилотными стволами, проектирование боковых стволов скважин, вырезка окон в эксплуатационной колонне и закачка цемента. Специализация компании охватывает увеличение производительности как новых, так и действующих нефтяных и газовых месторождений. После распада Советского Союза КатобьНефть стала одной из первых западных компаний, поддерживавших нефтегазовую отрасль России и СНГ; крепкие деловые связи с ведущими производителями нефти и газа поспособствовали формированию долгосрочных партнерств - важного конкурентного преимущества. Гидроразрыв пласта, осуществляемый наряду с бурением боковых стволов, предоставляет значительные возможности для повышения эффективности действующих скважин и восстановления заброшенных объектов. С 2011 года портфель услуг дополняется бурением высокотехнологичных скважин, поставляемых на глубинах до 5000 метров. КатобьНефть позиционирует себя как ведущий независимый поставщик услуг

по стратиграфии в России и Казахстане. Обширный опыт работы и высокая квалификация сотрудников способствуют устойчивому росту внутренней деятельности, а чёткая стратегия оптимизации и разнообразия услуг, сочетающаяся с эффективным финансовым управлением, создаёт положительную базу для бизнес-развития. Долгосрочные партнерские отношения с крупными игроками в нефтяной отрасли укрепляют конкурентные позиции компании на рынке.

Нефтяная или газовая скважина создаётся путём бурения отверстия в земле при помощи буровой установки, которая содержит все необходимое оборудование и на месте генерирует необходимую для всех операций мощность. Буровая установка вращает бурильную колонну с буровым долотом (ротаторное бурение) или вращение долота осуществляется забойным двигателем (турбинное бурение), энергией для которого служит подаваемая жидкость (буровой раствор) под большим давлением через бурильную колонну. Буровое долото, которому помогает вес бурильных труб, вращаясь, разрушает горную породу. Буровой раствор сложная, тщательно подобранная смесь жидкостей и химических реагентов, служит для передачи энергии забойному двигателю и промывки скважины во время бурения. По мере того, как буровой раствор возвращается обратно вверх к устью скважины, он вымывает образовавшиеся частицы разбухшей горной породы на забое и стабилизирует породы на стенках скважины. Бурильная колонна постепенно удлиняется вместе со скважиной, которая становится глубже путём ввинчивания дополнительных секций бурильных труб на поверхности. После того, как отверстие пробурено, скважина обсаживается колонной стальных труб немного меньше диаметра скважины и закрепляют цементом .

1.2 Исходные данные на проектирование

Пан схема систем электроснабжения участка бурения изображен на Рисунок 1.

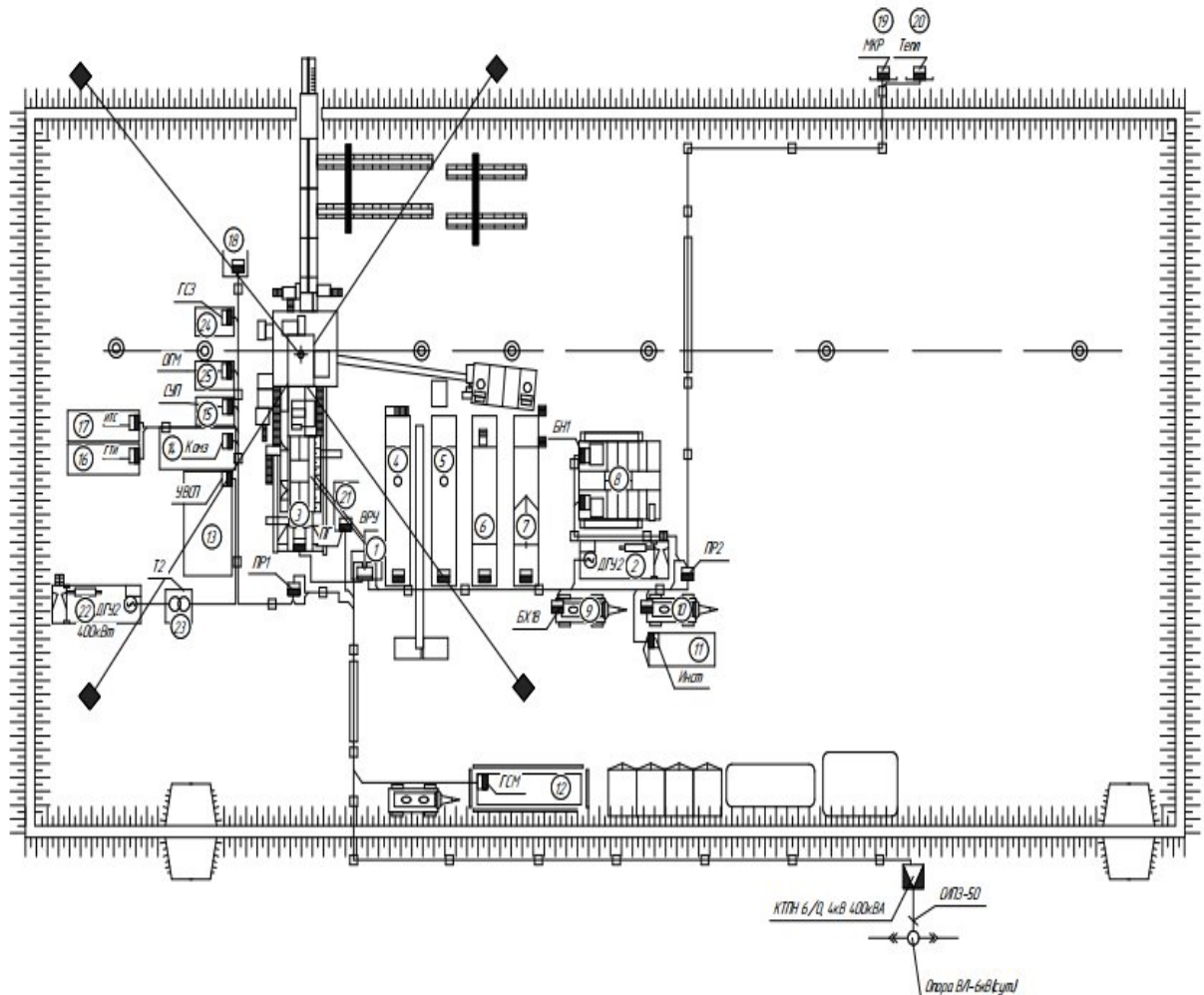


Рисунок 1 План схема электроснабжения участка бурения

Данные приведены в таблица 1 работа электрооборудования на буровом участке: нагрузка и коэффициент мощности.

Таблица 1 – Участок бурения

Номер	Наименование	Мощность $P_{НОМ}, \text{кВт}$	$\cos \varphi$	K_c
1	Блок грубой очистки бурового раствора	51,2	0,8	0,8
2	Блок приготовления бурового раствора	50	0,8	0,8

Продолжение таблицы 1

Номер	Наименование	Мощность $P_{\text{НОМ, кВт}}$	$\cos \varphi$	K_c
3	Блок тонкой очистки бурового раствора	53,4	0,8	0,8
4	Блок хранения бурового раствора	22,3	0,8	0,8
5	Буровые насосы	15	0,8	0,8
6	Блок хранения технической воды	15	0,8	0,8
7	Ёмкость 40м ³	15	0,8	0,8
8	Слесарка	5,0	0,98	0,2
9	Блок ГСМ	0,75	0,95	0,8
11	Компрессор	5,5	0,8	0,8
12	Станция управления превентором	10	0,9	0,8
13	Вагон ГТИ	7,0	0,98	0,2
14	Вагон ИТС	7,0	0,98	0,2
15	Обогрев превентора	15	0,98	0,8
16	Котельная	12	0,8	0,8
17	Теплодом	10	0,98	0,8
18	Парогенератор	120	1,0	0,8

Пункт подключения «Газпромнефть Энергосистемы» характеризуется действующей ВЛ-6кВ ПС110/6кВ с работающей приёмной секцией существующей КТПН 6/0,4кВ. Питание участка бурения ООО «КатобьНефть» обеспечивается мобильной КТПН-400/6/0,4кВ с подключением силового кабеля марки СИП-3 1х70 длиной 20 метров.

По установленному порядку издания «Таблица 2–В» к правилам «Классификация электроснабжающих систем» в условиях полной бесперебойности электроснабжения отрыв отдельного участка электросети допускается при наличии запаса не менее 24 часов. Согласно руководству «Почта РФ», утверждение разовой приостановки работы сетевого участка фиксируется на срок 24 часа. Проектирование и эксплуатация электроснабжения этой категории обеспечивают снижение потерь мощности при отключении отдельных элементов. К числу установок с общей продолжительностью работы в сутки, не превышающей 18 часов.

2. Расчётно техническая часть участка бурения

2.1 Определение электрических нагрузок.

Эффективное распределение электрических нагрузок на буровых площадках представляет собой критически важный элемент, способствующий равномерному распределению электроэнергии и предотвращению перегрузок в электрических сетях. Чтобы добиться оптимизации, требуется провести тщательный анализ потребительских графиков, расчет средних и максимальных нагрузок, а также подобрать соответствующее электрическое оборудование. Анализ учитывает производственные процессы, число клиентов, спецификации электробытовых установок и характеристики их работы. Полученные данные способствуют достижению оптимального электроснабжения, что в свою очередь обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации систем. Выполненные расчеты позволяют минимизировать риски перегрева, короткого замыкания и других сбоев, способных оказать негативное воздействие на эффективность электрооборудования. Кроме того, применение данного подхода содействует значительному снижению расходов на электроэнергию и повышению ее эффективности.

В расчетах электрических нагрузок участка применяется метод, основанный на коэффициентах, позволяющий определить требования активной нагрузки. Для получения среднеизменных значений активной, реактивной и полной мощности участка используются специальные формулы.

$$P_c = K_c \cdot P_{ном} \quad (1)$$

где K_c - коэффициент спроса нагрузки;

$P_{ном}$ - номинальная нагрузка.

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2)$$

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad (3)$$

Пример расчёта №1 Блок грубой очистки бурового раствора.

Данные заносим в Таблицу 2.

$$P_c = 0,8 \cdot 51,2 = 40,96 \text{ кВт.} \quad (4)$$

$$Q_c = 40,96 \cdot 0,33 = 13,51 \text{ квар.} \quad (5)$$

$$S_c = \sqrt{40,96^2 + 13,51^2} = 43,13 \text{ кВа}$$

Таблица 2 – Нагрузки участка бурения

Наименование	P _{НОМ} ,кВт	tg φ	K _с	Среднесменные нагрузки		
				P _с кВт	Q _с квар	S _с кВа
Блок грубой очистки	51,2	0,33	0,8	40,96	13,51	43,13
Блок приготовления	50	0,33	0,8	40	13,2	42,12
Блок тонкой очистки	53,4	0,33	0,8	42,72	14,09	44,98
Блок хранения	22,3	0,33	0,8	17,84	5,88	18,78
Буровые насосы	15	0,33	0,8	12	3,96	12,63
Блок хранения тех.воды	15	0,33	0,8	12	3,96	12,63
Ёмкость 40м ³	15	0,33	0,8	12	3,96	12,63
Слесарка	5,0	1,73	0,2	1	1,73	1,99
Блок ГСМ	0,75	0,646	0,8	0,6	0,38	0,71
Компрессор	5,5	0,512	0,8	4,4	2,25	4,94
Станция управления превентором	10	0,33	0,8	8	2,64	8,42
Вагон ГТИ	7,0	1,73	0,2	1,4	2,42	3,38
Вагон ИТС	7,0	1,73	0,2	1,4	2,42	3,38
Обогрев превентора	15	0,33	0,8	12	3,96	12,63
Котельная	12	0,33	0,8	9,6	3,16	10,10
Теплодом	10	0,33	0,8	8	2,64	8,42
Парогенератор	120	0,724	0,8	96	69,5	118,5
Итого	-	-	-	319,92	149,66	359,37

Были произведены расчеты нагрузок участка бурения, выполненные расчёты позволяют минимизировать риски аварийных ситуаций.

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Силовой трансформатор –это мощный электротехнический прибор, который применяется в электросетях, он включает две или несколько обмоток и обеспечивает преобразование переменного напряжения и тока, при этом передаваемая мощность остаётся неизменной. Эти устройства подразделяются на понижающие и повышающие трансформаторы.

Вторичные источники питания аппаратов и технических устройств преобразуют переменное напряжение сети до уровней 12, 24, 36, 42 или 48 В с помощью трансформаторов с первичными обмотками на 220 В. Переменное напряжение сети преобразуется в постоянное и обеспечивает надежное функционирование устройств с малым потреблением, таких как датчики, реле, светодиоды и панели.

Определение численности и мощности трансформаторов, наряду с выбором числа питающих линий, играет важную роль в проектировании электроснабжения.

Расчет мощности трансформатора осуществляется с применением формулы:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 N_T} \quad (7)$$

где S_T – расчетная максимальная нагрузка трансформатора, кВА;

n -количество трансформаторов;

K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов ($K_3 = 0,7$);

$S_{p.t.}$ - расчетная мощность участка, кВА.

Определяем максимальную активную мощность участка:

$$P_M = P_c K_c \quad (8)$$
$$P_M = 319,92 \cdot 0,8 = 255,93 \text{ кВт.}$$

где P_H -номинальная мощность потребления;

k_c - коэффициент спроса;

Определяем максимальную реактивную мощность:

$$Q_M = P_c \cdot \tan \varphi \quad (9)$$
$$Q_M = 255,93 \cdot 0,75 = 191,94 \text{ квар}$$

где $\tan \varphi$ - коэффициент реактивной мощности;

Находим полную максимальную мощность участка:

$$S_p = \sqrt{\sum P_M^2 + \sum Q_M} \quad (10)$$
$$S_p = \sqrt{255,93^2 + 191,94} = 256,164 \text{кВА.}$$
$$S_T \geq \frac{319,90}{0,7 \cdot 1} = 365,94 \text{ кВА}$$

Таблица 3 – Технические характеристики трансформатора

Мощность, кВА	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з, %	Ток холостого хода, %
	ВН	НН	холостого хода	короткого замыкания		
400	10	0,4	0,92-1,08	5,5 – 5,9	4,5	2,1 – 3

После расчёта нагрузок был выбран Трансформатор силовой масляный ТМ – 400/10-0,4/0,69. Данные заносим в Таблицу 3.

2.3 Расчёт потери мощности в трехфазном трансформаторе

Трансформатор преобразует электроэнергию в электрических цепях, изменяет частоту сигнала, его амплитуду и число фаз. Устройство представляет собой две или более обмоток для трансформации напряжения и частоты.

В процессе осуществления задач техническое оборудование теряет свою мощность, что влияет на величину электрического тока, выходящего из устройства.

Реактивная мощность холостого хода трансформатора:

$$\Delta Q_{xx} = S_{н.т} \cdot \frac{I_{xx}}{100} = 400 \cdot \frac{2,1\%}{100} = 8,4 \quad (11)$$

Обозначение I указывает на величину тока холостого хода трансформатора, выраженную в процентах.

S представляет собой параметр, характеризующий мощность трансформатора, измеряемую в кВА.

Реактивная мощность, потребляемая трансформатором при номинальной паспортной нагрузке:

$$\Delta Q_{кз} = S_{н.т} \cdot \frac{U_k}{100} = 400 \cdot \frac{5,5\%}{100} = 22 \quad (12)$$

Обозначение U указывает на напряжение короткого замыкания трансформатора. Уровень потерь холостого хода определяется активной мощностью самого трансформатора, а также потерями, возникающими в других компонентах электрической системы, которые зависят от реактивной мощности.

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{и.п} \cdot \Delta Q_{xx} = 1,08 + 0,05 \cdot 8,4 = 1,5 \text{ кВт}$$

Коэффициент K описывает степень изменения потерь в электроснабжении и вычисляется как соотношение уменьшения активных потерь в киловаттах при снижении реактивной мощности, передаваемой от источника до конечных потребителей. Параметр определяется для определённого региона на основании сведений Энергосистемы Газпромнефть и равен 0,05 кВт/квар.

ΔP_{xx} представляет собой величину потерь мощности в трансформаторе во время холостого хода, выраженную в киловаттах (кВт).

При исследовании трансформаторов значительным параметром выступают потери энергии, возникающие в условиях короткого замыкания.

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{и.п} \cdot \Delta Q_{кз} = 5,5 + 0,05 \cdot 22 = 6,6 \text{ кВт}$$

где $\Delta P_{кз}$ обозначает мощность, теряемую в трансформаторе в процессе короткого замыкания, выраженную в киловаттах.

Потери мощности, возникающие в трансформаторе, можно классифицировать по различным элементам.

$$\Delta P'_T = \Delta P'_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз} = 1,5 + 0,6^2 \cdot 6,6 = 13,5 \text{ кВт}$$

Коэффициент загрузки трансформатора, обозначаемый буквой K , указывает, насколько активно используется оборудование.

Устанавливаем условия, при которых использование двух трансформаторов становится обоснованным.

$$S = S_{н.т} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{\Delta P'_{xx}}{\Delta P'_{кз}}} = 400 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{1,5}{6,6}} = 124 \text{ кВА}$$

В этом случае n обозначает количество одинаковых трансформаторов.

Определяем ежегодные расходы электроэнергии в трансформаторе:

Все расходы электроэнергии трансформаторов на протяжении года принято разделять на две ключевые группы: потери, связанные с холостыми и рабочими режимами. В условиях одновременного функционирования нескольких трансформаторов вероятность отключения снижается вследствие уменьшения общей нагрузки. Годовые энергетические затраты ХХ вычисляются, опираясь на суммарное время работы трансформатора Т за год. Аналогично, потери при рабочей нагрузке определяются длительностью максимального режима Т согласно следующей формуле:

$$T = (0,124 + \frac{T_M}{10000})^2 = (0,124 + \frac{3500}{10000})^2 = 78,74 \quad (13)$$

где T_M – время использования максимума нагрузки в году, ч/год.

Оценка годовых потерь электроэнергии трансформаторов с трёхфазной двухобмоточной системой производится следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E}_T = n \cdot \Delta P_x \cdot T_r + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_k \cdot \frac{S_{\max}^2}{S_{H,T}^2} = 2 \cdot 1,5 \cdot 78,74 + \frac{1}{2} \cdot 6,6 \cdot \frac{271}{400} = 160,4 \text{ кВт/ч}$$

где S обозначает наибольшую нагрузку трансформатора, заданную проектной документацией.

2.4 Выбор кабелей и аппаратов защиты линий

Определим предельное значение расчетного тока в линии при стандартном режиме функционирования трехфазной сети:

$$I_{\text{мр}} = \frac{S_{\text{пер}}}{\sqrt{3} U_{\text{пер}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 73,02 \text{ А} \quad \#(14)$$

$S_{пер}$ – полная мощность, передаваемая в электрической цепи во время передачи.

$U_{пер}$ – это то напряжение, которое возникает на вводе линии.

Определение сечения проводника основывается на расчете параметра, который необходим для построения зависимости между проводником и его сопротивлением.

$$S_{эк} = \frac{I_{мр}}{J_{эк}} = \frac{73,02}{1,1} = 66,38 \text{ мм}^2 (15)$$

где $S_{эк}$ – экономическое сечение провода, мм^2 ;

$I_{мр}$ – максимальный расчётный ток в линии при нормальном режиме работы, А.

$j_{эк}$ – экономическая плотность тока, А/мм^2 ; применяется на основании опыта эксплуатации; определяется по таблице соотношений экономической плотности тока.

$$J_{эк} = F(T_m, \text{вид проводника})$$

где T_m – время использования максимальной нагрузки за год, час. В нашем случае 8 544 ч/год. Согласно таблице соотношений экономической плотности тока определяем $J_{эк} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Нормативное значение расчётного сечения $66,5 \text{ мм}^2$ округляется до следующего наиболее распространённого сечения 70 мм^2 .

Проектирование сечения ВЛ осуществляется на основании сечения провода АС-70, при этом окончательным ставится минимальное сечение, которое определяется допустимым током ($I_{доп} = 111 \text{ А}$), чтобы выполнены требования по ограничению потерь в связи с кратковременным коронированием, коротким замыканием и механическими нагрузками.

Определяем потери напряжения в ЛЭП из соотношения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_H \cdot L \cdot (R_{уд} \cdot \cos \varphi + X_{уд} \cdot \sin \varphi) = \sqrt{3} \cdot 27 \cdot 1,1 \cdot (0,44 \cdot 0,8 + 0,086 \cdot 0,6) = 5,99 \text{ В}$$

где L – протяженность линии, 1,1 км;

$R_{уд}$ и $X_{уд}$ – активное и индуктивное удельное сопротивление линии, Ом/км;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности в конце линии, равный 0,8.

I_H – токовая нагрузка, определенная как:

$$I_H = \frac{P}{U_H} = \frac{366000}{10000} = 36,6 \text{ А} \quad (16)$$

Потери напряжения на линии в %:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100 \% = \frac{5,99}{10000} \cdot 100 \% = 0,05 \% \quad (17)$$

Выбор кабелей и аппаратов защиты по низковольтной стороне.

Выбор кабелей 0,4 кВ и пускозащитной аппаратуры сведен в Таблица 4

Таблица 4 – Выбор кабелей 0,4кВ

Участок	$I_p, \text{А}$	Сечение жил мм^2	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
Блок грубой очистки	62,30	4x70	220
Блок приготовления	60	4x70	220
Блок тонкой очистки	64	4x70	220
Блок хранения	27,13	4x16	95
Буровые насосы	18,25	4x10	75
Блок хранения тех. воды	18,25	4x10	75
Ёмкость 40 ³ _м	18,25	4x10	75
Слесарка	1,52	4x4	40
Блок ГСМ	0,91	4x2,5	35

Продолжение таблицы 4

Участок	$I_p, \text{А}$	Сечение жил мм^2	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
Компрессор	6,69	4x6	50
Станция превентора	12,6	4x10	75

Вагон ГТИ	2,12	4x4	40
Вагон ИТС	2,12	4x4	40
Обогрев превентора	18,25	4x10	75
Котельная	14,60	4x10	75
Теплодом	12,6	4x10	75
Парогенератор	146,02	4x95	260

Выбор от КТПН до НКУ РУ 0,4 кВ.

$$I_p = \frac{P_c}{\sqrt{3}V_{н.т}} = \frac{207,75}{1,73 \cdot 0,38} = 316 \text{ А;} \#(18)$$

Кабель КГХЛ 4x95 мм предназначен для продолжительной работы при допустимом токе до 260А.

$I_{\text{доп}} = 4 \times 260 = 1040 \text{ А}$ при значении напряжения, не превышающем 660 В для переменного тока с частотой до 400 Гц или 1000 В для постоянного. Этот диапазон соответствует характеристикам, изложенным в ГОСТ 24434-80.

Кабель, предназначенный для связи мобильных узлов временных линий электропередачи и оборудования при температуре до -60 °С, отвечает требованиям буровых установок, эксплуатируемых на территории крайнего севера. °С.

Выбор пускозащитного оборудования для электрических линий.

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением, называемые «автоматами», предназначены для отключения тока при коротком замыкании, перегрузках и допустимых отклонениях напряжения. Они выполняют оперативные операции по включению и отключению электрических цепей, включая электродвигатели, работающие при напряжении до 1 кВ.

Устройства расцепления, интегрированные в автоматические выключатели, контролируют выбранный параметр защищаемой цепи и воздействуют на механизм отключения, инициируя пробив автоматического выключателя.

$$I_{н.расц} \geq I_p \text{ или } I_{н.расц} \geq I_{н.дв},$$

где $I_{н.расц}$ – номинальный ток расцепителя,

I_p – ток расщепления,

$I_{н.дв}$ – номинальный ток двигателя.

Определяем длительный ток в линии блока грубой очистки.

$$I_{нд} = \frac{P_H}{\sqrt{3} V_{HH} \cdot \cos \varphi \cdot n} \quad \#(19)$$

$$I_{нд} = \frac{40,96}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,93} = 83,74 \text{ A} \quad \#(20)$$

$$I_{н.расцп} \geq I_{нд}$$

$$100 \geq 83,74$$

Выбираем расщепитель на 100А и автомат типа ВА-57-35 и заносим данные в таблицу 5.

Выбор аппаратов защиты заносим в Таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор аппаратов защиты

Участок	$I_{нд}, \text{A}$	$I_{н.расцп}, \text{A}$	$I_{доп}, \text{A}$
Блок грубой очистки	83,74	100	ВА 57-35(100А)
Блок приготовления	81,78	100	ВА 57-35(100А)
Блок тонкой очистки	87,34	100	ВА 57-35(100А)
Блок хранения	36,40	40	ВА 47-63 (50А)
Буровые насосы	24,53	32	ВА 47-63 (32А)
Блок хранения тех. воды	24,53	32	ВА 47-63 (32А)
Ёмкость 40 ³ _м	30,66	40	ВА 47-29(40А)
Слесарка	1,66	6	ВА47-63(10А)
Блок ГСМ	1,02	6	ВА 47-63(10А)

Продолжение таблицы 5

Участок	$I_{нд}, \text{A}$	$I_{н.расцп}, \text{A}$	$I_{доп}, \text{A}$
Компрессор	8,99	10	ВА 47-29(25А)
Станция превентора	16,35	25	ВА47-63(32А)
Вагон ГТИ	2,35	6	ВА 47-29(25А)

Вагон ИТС	2,35	6	ВА 47-29(25А)
Обогрев превентора	20,02	25	ВА 47-63(32А)
Котельная	16,02	25	ВА47-63 (32А)
Теплодом	13,35	16	ВА47-29(25А)
Парогенератор	157,02	160	ВА57-35 (200А)

Были произведены расчёты питающих кабелей и пускозащитной аппаратуры. Выбраны кабели марки КГХЛ а для аппаратуры выбраны расцепители серий ВА 57. Данный выбор считаю целесообразным так как подходят по всем параметрам для электроснабжения данного участка.

2.5 Расчёт токов короткого замыкания

Знание значений токов короткого замыкания требуется для корректного выбора элементов электрических устройств и настройки релейной защиты.

На начальной стадии короткого замыкания. Далее наступает переходный процесс, в ходе которого токи и напряжения меняют свои параметры и устанавливаются на новых уровнях.

В трёхфазных системах распределения переменного тока возможны аварийные соединения проводников, как между собой, так и с земным потенциалом, что рассматривается в качестве короткого замыкания.

Возможны обнаружения утечек электричества, когда воздушная линия соприкасается с проводниками, упадет стойка вместе с проводами, нарушена герметичность изоляции проводов, задействованы представители фауны или пернатые, либо утрачена непроницаемость самой линии.

Кратковременное соединение проводников значительно понижает сопротивление электрической цепи, что приводит к снижению общего сопротивления как в однофазной, так и в трёхфазной системе. В такой ситуации резкое возрастание тока наблюдается одновременно с ростом сопротивления в точке соединения, но при этом оно не ограничивает максимальную мощность всей схемы. В результате ток при коротком замыкании достигает значений, значительно превосходящих номинальные. В случаях возникновения трёхфазного короткого замыкания наблюдается

наиболее выраженное увеличение тока. Следовательно, расчёты для нагрузки выполняются, принимая во внимание максимальные значения рабочего тока.

Увеличение силы тока приводит в действие электродинамические силы, которые способны существенно усилить механическое воздействие на электрическое оборудование. Тепловые потери в проводниках растут пропорционально квадрату силы тока, в то время как напряжение в сети падает. При возникновении короткого замыкания напряжение в точке повреждения (например, КЗ) приближается к нулю, в то время как напряжение в соседних участках пропорционально уменьшается в зависимости от расстояния до места замыкания.

Для уменьшения последствий аварийных ситуаций в электроэнергетических сетях, например, при коротких замыканиях, требуется быстрое и надежное отключение поврежденных участков. Это потребует использования оборудования, демонстрирующего высокую эффективность при кратковременных перенапряжениях, возникающих при коротких замыканиях. Следовательно, выполнение расчетов параметров короткого замыкания становится крайне важным. Это обеспечивает правильный выбор оборудования и настройку системы управления, что, в свою очередь, способствует увеличению надежности электросетевой системы во время кризисов.

При определении параметров электрооборудования, а также при настройке релейной защиты и автоматического управления, проводятся расчёты токов короткого замыкания.

С началом короткого замыкания, которое также обозначается как начальный момент, и до достижения устойчивого состояния наблюдается переходный процесс, характеризующийся изменениями величины токов и напряжений.

Расчётная схема указана на Рисунок 2

Основное питание РУ Участка бурения ООО «КатобьНефть» производится от питающей подстанции 10/0,4 кВ.

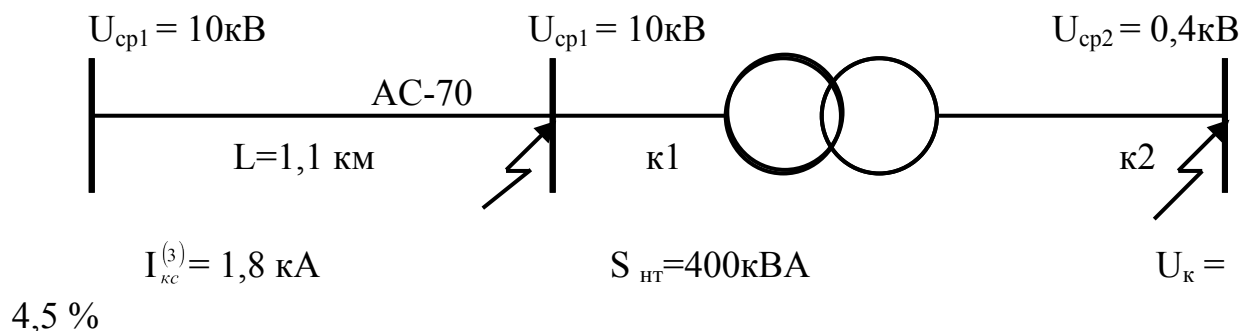


Рисунок 2 – Питающая ПС 10/0,4кВ

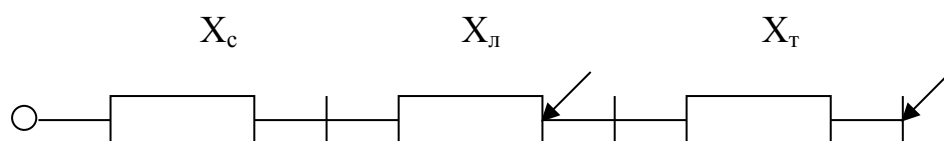


Рисунок 3 – схема замещения сопротивления системы (элементов схемы до шин 10кВ питающей подстанций)

$$X_c = \frac{U_{cp1}}{\sqrt{3} \cdot I_c^3} = \frac{10}{1,73 \cdot 1,8} = 3,21 \text{ Ом} \# (21)$$

где I_c - значение токов трехфазного КЗ на шинах 10кВ питающей подстанции указана на Рисунке 3.

Активное и индуктивное сопротивление ВЛ-10кВ:

$$R_{\text{л}} = R_{\text{уд}} \cdot L = 0,44 \cdot 1,1 = 0,48 \text{ Ом} \# (22)$$

$$X_{\text{л}} = X_{\text{уд}} \cdot L = 0,086 \cdot 1,1 = 0,09 \text{ Ом}$$

где, $R_{\text{уд}} = 0,44 \text{ Ом/км}$ – активное сопротивление 1 км провода марки АС-70.

Удельное индуктивное сопротивление проводов принимаем $X_{\text{уд}} = 0,086 \text{ Ом/км}$

Индуктивное сопротивление трансформатора при среднем напряжении $U_{cp1} = 10 \text{ кВ}$

$$X_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{cp1}^2}{S_{\text{нт}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{10^2}{0,40} = 11 \text{ Ом} \# (23)$$

Где, $S_{HT} = 0,40\text{MBA}$ – номинальная мощность трансформатора.

Результирующее полное сопротивление цепи до точки КЗ К1:

$$Z_{k1} = \sqrt{R_{\Pi}^2 + (X_c + X_{\Pi})^2} = 3,3 \text{ Ом} \# (24)$$

Ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{cp1}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 3,3} = 3,17 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1:

$$I_{k1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k1}^{(3)} = 1,105 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{yk1} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1}^{(3)} \# (25)$$

Где, K_y – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по кривой зависимости

$$K_y = \oint \frac{\sum \theta}{\sum R} \# (26)$$

При $\frac{\sum X}{\sum R} = \frac{4,5}{0,48} = 9,37$, отсюда $K_y = 1,7$

$$i_{yk1} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,17 = 4,2 \text{ кА}$$

Сверхпереходная мощность КЗ в точке К1:

$$S''_{k1} = \sqrt{3} \cdot U_{cp1} \cdot I_{k1}^{(3)} = 1,73 \cdot 10 \cdot 3,17 = 54,84 \text{ MBA}$$

Результирующее полное сопротивление цепи до точки КЗ К2 при среднем напряжении 10 кВ:

$$Z_{k2} = \sqrt{R_{\Pi}^2 + (X_c + X_{\Pi} + X_T)^2} = 20,4 \text{ Ом}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К2 при среднем напряжении 10 кВ:

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{U_{cp1}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 20,4} = 1,27 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2 при среднем напряжении 10 кВ:

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к2}^{(3)} = 1,5 \text{ kA}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К2 при среднем напряжении 0,4 кВ:

$$I_{к2}^{(3)} = I_2^{(3)} \cdot \frac{U_{cp1}}{U_{cp2}} = 1,27 \cdot \frac{10}{0,4} = 31,75 \text{ kA}$$

Ударный ток КЗ в точке К2 определяется:

$$i_{yк1} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к2}^{(3)} \quad (27)$$

Где, K_y – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по кривой зависимости

$$K_y = \oint \frac{\sum \theta}{\sum R} \quad (28)$$

При $\frac{\sum X}{\sum R} = \frac{4,5}{0,48} = 9,37$, отсюда $K_y = 1,7$

$$i_{yк1} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,75 = 14,34 \text{ кА}$$

Сверхпереходная мощность КЗ в точке К1:

$$S_{к2}'' = \sqrt{3} \cdot U_{cp2} \cdot I_{к2}^{(3)} = 1,73 \cdot 0,4 \cdot 31,75 = 21,97 \text{ МВА}$$

Расчёт токов КЗ в именованных единицах в точке К2 при среднем напряжении $U_{cp2} = 0,4 \text{ кВ}$

Сопротивление системы и ВЛ, приведённые к среднему напряжению ступени $U_{cp2} = 0,4 \text{ кВ}$ при КЗ К2

$$X_{c(0,4)} = X_{c(10)} \cdot \frac{U_{cp2}^2}{U_{cp1}^2} = 3,21 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 0,005 \text{ Ом}$$

$$R_{\Pi(0,4)} = R_{\Pi(10)} \cdot \frac{U_{cp2}^2}{U_{cp1}^2} = 0,48 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 0,009 \text{ Ом}$$

$$X_{\Pi(0,4)} = X_{\Pi(10)} \cdot \frac{U_{cp2}^2}{U_{cp1}^2} = 0,09 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 0,001 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{T(0,4)} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{cp2}^2}{S_{HT}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{0,40} = 0,018 \text{ Ом}$$

Результирующее сопротивление цепи до точки:

$$Z_{k2(0,4)} = \sqrt{R_{\Pi}^2 + (X_c + X_{\Pi} + X_T)^2} = 20,4 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К2:

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{U_{cp1}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k2}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 20,4} = 0,05 \text{ кА}$$

Сопротивление системы в относительных единицах.

$$X_{*C} = \frac{S_6}{S_c''} = \frac{100}{31,14} = 0,48 \text{ Ом}$$

$$S_c'' = \sqrt{3} \cdot I_c^{(3)} \cdot U_{cp1} = 1,73 \cdot 1,8 \cdot 10 = 31,14 \text{ МВА}$$

Где, S_{Φ} – сверхпереходная мощность.

Относительные базисные сопротивления ВЛ-10 кВ:

$$R_{*\Pi} = R_{\Pi} \cdot \frac{S_6}{U_{cp1}^2} = 0,48 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,48 \text{ Ом}$$

$$X_{*\Pi} = X_{\Pi} \cdot \frac{S_6}{U_{cp1}^2} = 0,09 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,09 \text{ Ом}$$

Относительное базисное сопротивление трансформатора:

$$X_{*T} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HT}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,40} = 11,25$$

Короткое замыкание в точке 1.

Базисное напряжение $U_6 = U_{cp1} = 10\text{кВ}$

Базисный ток первой ступени (определяется при заданной величине S_6 и $U_6 = U_{cp1}$ в месте КЗ К1)

$$I_{6(10)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp1}} = \frac{100}{1,73 \cdot 10} = 5,7 \text{ кА}$$

Результирующие относительные базисные сопротивления цепи КЗ до точки К1:

$$Z_{*K1} = \sqrt{R_{*л}^2 + (X_{*c} + X_{*л})^2} = 3,3 \text{ Ом}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К1:

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{I_{6(10)}}{Z_{*K}} = \frac{5,7}{3,3} = 1,72 \text{ кА}$$

Короткое замыкание. в точке К2.

Базисное или среднее напряжение второй ступени $U_6 = U_{cp2} = 0,4\text{кВ}$

Базисный ток при среднем напряжении в точке КЗ К2:

$$I_{6(0,4)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp2}} = \frac{100}{1,73 \cdot 0,4} = 144,5 \text{ кА}$$

Результирующие относительные базисные сопротивления цепи КЗ до точки К2:

$$Z_{*K2} = \sqrt{R_{*л}^2 + (X_{*c} + X_{*л} + X_{*т})^2} = 20,4 \text{ Ом}$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К2:

$$I_{k2}^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{*K2}} = \frac{144,5}{20,4} = 7,08 \text{ кА}$$

Результаты расчёта токов КЗ в именованных и относительных единицах совпадают. Расчёт в именованных единицах более нагляден, расчёт в относительных единицах более удобен.

2.6 Выбор основного высоковольтного электрооборудования

Расшифровка обозначений:

$U_{уст}$ - напряжение электрической установки, кВ;

U_n - номинальное напряжение выбранного аппарата, кВ;

$U_{ср}$ - среднее номинальное напряжение ступени КЗ, кВ;

$U_{доп}$ - наибольшее допустимое напряжение на ОПН (действующее значение), кВ;

$I_{норм}$ - наибольший расчётный ток нормального режима электроустановки, А;

$I_{макс}$ - наибольший расчётный ток ремонтного или послеаварийного режима, А;

I_n - номинальный ток выбранного аппарата, А;

$I_{п.о}$ - начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ, кА;

$I_{отк}$ - предельно отключаемый ток, кА;

$I_{отк.н}$ - отключаемый номинальный ток, кА;

$S_{отк.н}$ - номинальная мощность отключения выключателя, МВА;

$I_{пр.с}$, $i_{дин}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ (ток электродинамической стойкости) по каталогу, кА;

i_u - ударный ток КЗ по расчёту, кА;

$i_{пр.с}$, $i_{дин}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ (ток электродинамической стойкости) по каталогу, кА;

$I_{пр.с}$, $I_{дин}$ - действующее значение предельного сквозного тока КЗ (ток электродинамической стойкости) по каталогу, кА;

$K_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости, кА;

$I_{тер}$ - предельный ток термической стойкости, кА;

$t_{тер}$ - длительность протекания предельного тока термической стойкости по каталогу, с;

W_k - импульс квадратичного тока КЗ (тепловой импульс) по расчёту, кА².с;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (время действия тока КЗ), с;

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{отк.в},$$

где $t_{р.з}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи с учётом действия АПВ, с;

$t_{отк.в}$ - полное время отключения выключателя (интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах), с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ рассматриваемой цепи, с;

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega R_{рез}} = \frac{X_{рез}}{2\pi f R_{рез}} = \frac{X_{рез}}{314 R_{рез}},$$

где $X_{рез}$, $R_{рез}$ - результирующее индуктивное и активное сопротивление цепи КЗ, Ом;

$I_{п.т}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент времени t , кА;

τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов выключателя (расчётное время, для которого требуется определить токи КЗ).

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.отк},$$

где $t_{з.мин}$ - минимальное время действия защиты ($t_{з.мин} = 0,01$ с);

$t_{с.в.отк}$ - собственное время отключения выключателя, с (интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов; для современных выключателей оно не превышает 0,2 с);

$i_{а.т}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА;

$i_{а.н}$ - номинальное допускаемое значение апериодической

составляющей в отключаемой токе для времени τ , кА;

β_n - нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, % (определяется по каталогу или по кривой $\beta_n = f(\tau)$; если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_n = 0$);

I_{1n} - номинальный первичный ток (ТТ), А;

S_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока (ТТ), ВА;

S_{2n} - нагрузка измерительной обмотки ТТ, ВА;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжение, ВА.

Условия для выбора разъединителей на стороне 10 кВ представлены в Таблице 6.

Таблица 6 – Выбор разъединителей на стороне 10кВ

Условия для выбора	Расчётные показатели	Тип и каталожные данные аппарата
1	2	3
По напряжению $U_{вст} \leq U_H$	$U_{вст} = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ
По длительному току $I_{норм} \leq I_H$ $I_{мак} \leq I_H$	$I_{норм} = 290$ А $I_{мак} = 400$ А	$I_H = 400$ А
По электродинамической стойкости $i_v \leq i_{пр.с}$ и $I_{п.о} \leq I_{пр.с}$	$I_{п.о} = 19 I_{\text{Эл}}^{(3)}$, кА $i_{ук1} = 10$ кА	$I_{пр.с} = 25$ кА
По термической стойкости $B_K \leq I_{2тер} \cdot t_{тер}$	$t_{отк} = t_{р.з} + t_{отк.в}$ $t_{отк} = 0,1 + 0,22 = 0,32$ $T_A = 0,02$ с $B_K = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_A) = 1,68$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 400$ кА ² с	$I_{тер} = 10$ кА $t_{тер} = 4$ с

Схема-разъединитель РЛНД-1-10-400 У1 состоит из следующих узлов:

1) коробка переключения с установкой переключатель реактивной энергии; 2) изоляционная арматура; 3) гнездо для штанги; 4) консоль под подвижные изоляторы; 5) пост управления с рукояткой штанги и механизмом; 6) основание, на котором установлен разъединитель вместе с щитом; 7) тушка с подвижными изоляторами, установочная панель, острие демонтируемого

ресурса; 8) подводящий об электрическим коммуникациям; 9) блокировка и разъём для быстрого подключения замыкающего резистора.

РЛНД является оборудованием, предназначенным для размыкания линейных сооружений на участках с основным двухколонным каркасом, увязываемый с двумя заземляющими предназначениями. Предусматриваемое рабочее напряжение зафиксировано на уровне 10 кВ, дополнительно защищено улучшенной изоляцией. Параметры номинального тока включают значения 200, 400 и 630 ампер. Классификацией по климатическим условиям и размещению служит код У1.

Ремонт разъединителей включает восстановление работы изоляторов, токоведущих частей, механизма привода и несущей конструкции.

Первоначально, с помощью ветоши, смоченной бензином, устраняются пылевые и грязевые отложения с изоляторов. В ходе тщательного осмотра выявляются дефекты, подлежащие устранению. После профилактической процедуры производится контроль:

- надежное закрепление подвижных и неподвижных контактов разъединителя на изоляторах, а также токопроводящих проходных изоляторов;

- отсутствие смещения подвижного контакта разъединителя относительно неподвижного при включении. В случае, когда подобное смещение вызывает удары подвижного контакта о неподвижный, следует скорректировать расположение неподвижного контакта для устранения данной неисправности;

- обеспечение стабильного соединения шин с неподвижными контактами разъединителя; для достижения данной цели стягивающие болты необходимо фиксировать;

- оценка плотности контакта подвижного и неподвижного элементов разъединителя с использованием щупа толщиной 0,05 мм; щуп должен углубляться на расстояние не более 5-6 мм.

Регулировка плотности разъединителей производится посредством

натяжения пружин, установленных на подвижных элементах. Оптимальное значение плотности выбирается с учетом необходимости, чтобы силы притяжения, вызываемые механизмами, оставались в пределах 100-200 Н для аппаратов РВО и РВ, функционирующих с токами, не превышающими 600 А.

Ремонт разъединителей требует наладки синхронного функционирования механизмов. Следует обеспечить согласованную работу ножей и губок, особенно в трехфазных системах. При регулировке несинхронного касания важно удостовериться, что зазор А не превышает 3 мм. В случае увеличения зазора корректируется длина тяги или поводков. В закрытом состоянии ножи располагаются на расстоянии не менее 5 мм от неподвижного контакта, что обеспечивает надежное блокирование разъединителей. Контакт происходит при приближении ножей к губкам, а угол недохода допускается до 5°. Отключение разъединителя осуществляется при достижении ножами 75 % полного хода. При регулировке механизма блокировки корректируется длина тяги и настройка контактных шайб на шестигранном валу. Гибкая связь между валами заземляющих ножей и корпусом разъединителя должна оставаться целостной. При присоединении заземляющей шины важна надежность соединения с рамой разъединителя: поверхность очищается до блеска и обрабатывается тонким слоем вазелина, после чего фиксируется болтами. Для предотвращения коррозии соединение покрывается краской, что также способствует повышению надежности механической фиксации на валу заземляющих и разъединительных ножей. Все трущиеся элементы разъединителей и их приводов обрабатываются специализированной антикоррозийной смазкой. В случае загрязнения детали очищаются тряпкой, смоченной бензином, а затем обрабатываются наждачной бумагой; ржавые участки полируются до блеска и покрываются краской.

Место соединения ножа и губки разъединителя смазывают незамерзайкой или вазелином. Для улучшения соединения контакты обрабатывают бронзовой щеткой.

Актуальным является выполнение испытаний на разъединителе после

проведения капитального ремонта.

Предохранители – коммутационные приборы, которые выполняют защитные функции. Их основной задачей является защита электрических цепей и оборудования от неблагоприятных режимов, таких как перегрузки или короткие замыкания. Эти устройства применяются для защиты различных электрических сетей, включая промышленные установки, вагонные системы метро и другие агрегаты. Принцип работы предохранителей основан на отключении электрического тока, что достигается разрушением токоведущих элементов в результате превышения установленного значения тока. Таким образом, плавкий предохранитель играет роль своего рода «защитного механизма». При возникновении аварийных ситуаций он плавится и разрывает электрическую цепь, предотвращая дальнейшие повреждения, которые могут быть вызваны повышенной температурой. Ключевым компонентом данной конструкции является плавкая вставка, монтируемая в разрыв тоководного контакта, а дополнительный элемент – это устройство, которое обеспечивает гашение электрической дуги, образующейся после плавления вставки.

Для защиты трансформаторов, работающих в диапазоне напряжений от трёх до десяти киловольт, активно применяются предохранители типа ПК, имеющие корпус из фарфора или стекла, наполненный кварцевым песком. Основным функциональным элементом такого предохранителя – заплавная вставка, работающая при установленных номинальных токах. В случае прекращения тока в цепи из-за разрушения заплавной вставки деятельность предохранителя запускается указательным устройством, расположенным внутри корпуса, которое приводится в движение пружиной. В момент разрушения как заплавной вставки, так и проволоки пружина освобождается и выталкивает указатель на наружную сторону корпуса.

Электротехнические предохранители для персональных компьютеров осуществляют необходимую защиту: при возникновении короткого замыкания они не разрушаются, прерывая токи КЗ и предотвращая повреждение прочих элементов устройства. Такие предохранители можно

классифицировать согласно конструкции, функциональным характеристикам и параметрам.

Условия для выбора предохранителя на стороне 10 кВ представлены в Таблице 7.

Таблица 7 – Выбор предохранителя на стороне 10кВ

Условия для выбора	Расчетные величины	Тип и каталожные данные аппарата
		Тип: ПК-6
1. По напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
2. По току $I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}}$ $I_{\text{мак}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 3,85 \text{ А}$ $I_{\text{мак}} = 7,67 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10 \text{ А}$
3. По току отключения $I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{отк}}$	$i_y = 4932 \text{ А}$ $I_{\text{п.о}} = 2527 \text{ А}$	$I_{\text{отк}} = 8,5 \text{ кА}$
4. По конструкции, роду установки	Предохранитель предназначен для защиты линии 6,3 кВ, устанавливается на первичной стороне, место установки в закрытом не отапливаемом помещении с умеренно холодным климатом	
5. По условиям защиты и селективности	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условиям защиты, а также по условиям селективности	

Структура условного обозначения ПК-6:

П – предохранитель;

К- заполненный кварцевым песком.

6- номинальное напряжение, кВ.

Высоковольтные предохранители обычно ремонтируют одновременно с другими подстанционными аппаратами или в случае обнаружения крупных повреждений; процессы и средства характеризуются рядом особенностей.

Ремонт высоковольтных предохранителей состоит в очистке изоляторов, контактных поверхностей и патронов от загрязнений. Затем проверяется целостность фарфоровой оболочки и состояние латунных прокладок. Трещины и дефекты устраняются, маркировка восстанавливается.

Оценка плотности сопряжения контактной поверхности латунных колпачков или ножей с пружинящими контактами осуществляется

посредством контрольных измерений. В случаях, требующих повышения плотности охвата, происходит регулировка геометрических параметров контактных зажимов и металлической скобы. При потере упругих свойств меди контактных зажимов вследствие перегрева производится замена контактных элементов на новые.

При нажатии на выступающий цилиндрический элемент срабатывания предохранителя ПКТ проверяется, свободно ли он перемещается внутрь патрона и возвращается назад.

В случае, если после проведения ремонта указатель, сигнализирующий о срабатывании предохранителя, продолжает заедать, его необходимо заменить. При отсутствии резервного предохранителя работоспособность оригинального остается в силе, утверждая, что несовершенство указателя не нарушает его отключающих функций.

Проверка соединения плавкой вставки с шинопроводом –ключевая операция, так как недостатки в соединении способствуют перегреву зажимов и самой вставки. Это, в свою очередь, может вызвать непреднамеренное срабатывание.

Во время осуществления ремонта следует удостовериться, что характеристики номинального тока и напряжения предохранителя гармонируют с параметрами защищаемого устройства и согласуются с предельными значениями электрической сети.

Применение предохранителя ПКТ с номинальным напряжением выше параметров сети потенциально приводит к обратной реакции изоляционного обеспечения защищаемого участка в момент расплавления вставки.

Использование предохранителя с номинальным напряжением ниже напряжения сети может привести к разрушению устройства, если длина плавкой вставки недостаточна, и дуга возникает преждевременно без гашения.

Выбор предохранителя с некорректным (неподходящим) номиналом частенько становится причиной ложных отключений и даже повреждений защищаемого оборудования.

При выполнении качественного ремонта необходимо обеспечить совместимость номинальных значений предохранителей с величинами трансформаторного тока.

В предохранителях с кварцевым заполнителем разрешается многократная перезарядка, выполняемая обученным электротехническим персоналом в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя по эксплуатации предохранителей.

При устранении воздействий атмосферных и коммутационных перенапряжений необходимо учитывать пороговое значение уровня перегрузок, установленное генеральным проектом, равное 10 кВ. В этой связи был определён выбор ограничителя перенапряжения, отвечающий данным требованиям.

В процессе эксплуатации диагностика электрооборудования позволяет своевременно обнаружить неисправности и оценить текущее состояние оборудования. Для выбора стратегии его технического обслуживания и ремонта необходимы прогнозы вероятного развития неисправностей с учётом оценки состояния системы. Прогнозирование состояния электрооборудования позволяет повысить качество диагностики.

Разработанные методы прогнозирования состояния машин и аппаратов в научной литературе делятся на три группы: аналитические, вероятностные и основанные на распознавании образов устройств.

Прогнозирование при помощи аналитических формул дает возможность получать величины с теми же размерными характеристиками, что и исследуемые показатели. Значения, вычисленные по формулам, показывают динамику процессов во времени. Метод применяют, когда известно, как диагностический параметр зависит от времени.

Метод вероятностного прогноза основан на расчете вероятности работоспособности оборудования в заданный период времени. Полученные результаты фиксируют вероятность как выхода контролируемого диагностического параметра за пределы допустимого диапазона, так и его

невыполнения. В рамках данного метода определяются следующие вероятностные характеристики: плотность распределения параметров, математическое ожидание и дисперсия.

Методы распознавания образов (статистической классификации) позволяют осуществлять прогнозирование состояния оборудования на основе одного измерения. В этой методике каждое диагностируемое устройство получает классификацию, указывающую на потенциальное техническое состояние, заранее классифицируемое в соответствии с установленными критериями функционирования или долговечности, называемым эталонным состоянием. Затем, на основании закономерностей изменения характеристик, предсказывают будущие колебания состояния устройства.

Выбор прогностического подхода обуславливается необходимым уровнем точности и надежности прогнозов. Высокая точность предсказания состояния технических средств представляет собой сложную задачу, на которую влияют многочисленные факторы, среди которых – степень освоенности исследуемого процесса диагностики, частота и глубина обследования, точность измерений, применяемый метод прогнозирования и другие сопутствующие параметры.

Следовательно, оценка достоверности прогноза состояния электрооборудования может осуществляться только на качественном уровне.

В процессе прогноза состояния электрических систем решаются следующие задачи:

- ~ выявляют агрегаты оборудования, чьи эксплуатационные свойства способны претерпевать значительные изменения в последующие периоды;
- ~ контролируют параметры и признаки колебаний эксплуатационных характеристик электрооборудования;
- ~ устанавливают предельные значения диагностических показателей;
- ~ сравнивают фактические значения диагностических измерений с установленными нормативами;

- ~ регистрируют время, величину и период, когда диагностические параметры электрооборудования превышают допустимые нормативы;
- ~ осуществляют накопление, представление и фиксацию обрабатываемых данных;
- ~ проводят первоначальную обработку диагностической информации, касающейся технического состояния оборудования.

2.7 Расчёт заземления

Сопротивление растекания тока короткого замыкания на землю, возникающего под воздействием заземляющих систем, определяется расчетной величиной, учитывающей характеристики заземлителя. Ключевым параметром, определяющим это сопротивление, является удельное сопротивление почвенных слоев, обозначаемое как ρ . На его уровень влияют факторы, такие как состав почвы, влажность, глубина залегания вод и температура. Наиболее точным путем определения этого параметра служит проведение прямых измерений в специфических климатических условиях, следуя утвержденным методическим рекомендациям. В научных источниках представлены стандартные значения и коррекционные факторы для различных типов почвы и особенностей мерзлых и оттаявших слоев.

Далее производится измерение сопротивления заземляющего устройства. При выявлении отклонений от стандартного значения выполняются мероприятия по снижению сопротивления: устанавливаются дополнительные заземлители или улучшается проводимость грунта за счет введения в него шлака, соли или аналогичных веществ.

К составу заземляющих устройств, включающим заземлители и соединительные проводники, причисляют металлические элементы, непосредственно соприкасающиеся с почвой. В зависимости от условий применения различают заземлители искусственного и естественного типа. Естественными заземлителями считаются все металлические элементы конструкций: трубопроводов (кроме транспортировочных линий

нефтепродуктов и газов), металлических и железобетонных конструкций, а также прочие конструкции, имеющие хороший контакт с землёй. Данные сведены в Таблица 8.

Металлические электроды, помещаемые в грунт для создания заземляющих систем, выступают в роли искусственных заземлителей. Различают вертикальные и горизонтальные конструкции заземляющих систем. Горизонтальные конструкции объединяют вертикальные системы или действуют как самостоятельные заземляющие системы.

Таблица 8 – Данные ЗУ

Длина и ширина объекта АхВ	Напряжение подводящей линии U _{ном}	Длина линии L _{лэп}	Удельное сопротивление грунта ρ	Глубина заложения заземлителей t
50х50, м ²	0,4 кВ	1,1 км	100 Ом·м	0,7 м
Климатический район – 1				
Вертикальный электрод труба о 20мм, длина L _в = 3 м				
Вид ЗУ – контур				
Горизонтальный электрод – полоса 40х4мм				

Алгоритм расчета:

Определение расчётного тока I_з

$$I_z = \frac{U_{ном} \cdot (35 \cdot l_k + l_v)}{350} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 1 + 1,10)}{350} = 1,03 \text{#}(29)$$

где I_з– расчётный ток замыкания на землю, А,

l_к- длина кабельных линий, км;

l_в– длина воздушных линий, км;

U_{ном}- напряжение сети, В.

Определяем сопротивление заземляющего устройства для установок 6-35 кВ:

$$R_z \leq 250/I_z = 2,42 \text{ Ом#}(30)$$

С целью гарантии безопасности соединений заземляющих устройств с различными уровнями напряжения крайне необходимо установить

минимально допустимые значения напряжения, соответствующие современным стандартам. Также обязательным условием является соблюдение пределов сопротивления: не выше 10 Ом для источников мощностью до 100 кВ·А и не превышающих 4 Ом в случае более мощных установок. R_3

Определение сопротивления естественного заземления осуществляется по следующему принципу: при значениях, не превышающих установленный предел, использование искусственных заземлителей становится ненужным, и магистраль заземления подсоединяется в двух местах к естественному заземляющему элементу. $R_e R_e R_3 \leq$

На первом этапе предусматривается конфигурация заземляющего устройства, учитывающая распределение на отведённой территории и ограниченное расстояние до предельной точки. [1] Заблокированные за пределами контура кабеля осуществляют защиту от перенапряжений. На следующем этапе проводится выбор распределительной линии и нейтрализации продольных токов. [2] Проектные стадии заключают сопоставление приборов в соответствии с спецификациями, включая защитные меры для элементов установки и свободных площадей. Осуществляется контроль за результатами, подтверждаясь утверждённым проектом, завершается составлением окончательной сметы.

Определяем сопротивление одного вертикального заземлителя по формуле:

$$r_B = \frac{0,366 \rho_{\text{расч.в}}}{l_B} \cdot \left(\frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot l_g \cdot \frac{4t_B + l_B}{4t_B - l_B} \right) = 6,76 \# (31)$$

где $\rho_{\text{расч.в}}$ расчётное удельное сопротивление грунта для вертикального заземлителя, Ом·м;

l_B – длина вертикального заземлителя, м;

t_B – глубина заложения вертикального заземлителя, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя:

$$t_{\text{в}} = t_0 + 0.7l_{\text{в}}$$

d – диаметр вертикального заземлителя, м.

Определяем число вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{иск}n_{\text{в}}}} = 16\#(32)$$

Проектные стадии включают сопоставление приборов в соответствии с спецификациями, включая защитные меры для элементов установки.

2.8 Расчёт молниезащиты

Молниезащитные устройства необходимо монтировать на буровых установках для защиты от прямых ударов молний.

К элементам системы, предназначенной для защиты от прямых ударов молнии, относятся молниеприемники, токоотводы и заземлители.

Молниеотводы представляют собой установки, которые подразделяются на две группы: стержневые и тросовые. Стержневые конструкции, в частности, формируются из изогнутых металлических стержней, расположенных перпендикулярно вертикальной проекции здания и укомплектованных приемниками, которые локализуют разряд молнии, оснасткой для обеспечения надёжной заземляющей проводимости. Эти элементы устанавливаются на самой вершине строения либо в непосредственной близости к нему. В процессе разряда происходит следующий механизм: электрический заряд или разряд проникает через приемник, переключает потенциал, далее энергия направляется вдоль стержня и окончательно изводится в землю, обеспечивая защиту объекта от ударов молний. Такие конструкции обладают рядом достоинств, поскольку стабильность и прочность стержневых систем в условиях сильного ветра заметно снижают риск их повреждений; формируемые обтекаемые контуры стержней и зенитных разрядников предлагают превосходные гидродинамические качества, а влагозащитные свойства предотвращают попадание воды в оные устройства. В совокупности,

такой стиль монтажа гарантирует должную защиту от ударов молний.

Наиболее распространены следующие методы защиты сооружений и оборудования от молний: токоотводы и затворы.

Расчёт зоны защиты молниеприемника 1 (буровая вышка).

Высота конуса защиты:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 40 = 34\text{м}$$

$$R_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 40 = 48\text{м}$$

Радиус горизонтального сечения на высоте 3м (верх вагона ИТС):

$$R_x = R_0 \cdot \frac{(h_0 - h_x)}{h_0} = 48 \cdot \frac{(34 - 3)}{34} = 43,7\text{м}$$

Расчёт зоны защиты молниеприемника 2 (склад ГСМ).

Высота конуса защиты:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 12,5 = 10,6\text{м}$$

$$R_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 12,5 = 15\text{м}$$

Радиус горизонтального сечения на высоте 3м (верх склада):

$$R_x = R_0 \cdot \frac{(h_0 - h_x)}{h_0} = 12,5 \cdot \frac{(10,6 - 3)}{10,6} = 9\text{м}$$

Вывод: из проделанных расчетов видно что молний приёмник покрывает все технологические установки с электрооборудованием гарантируя защиту от прямых попаданий молний.

3.Охрана труда и окружающей среды

3.1 Техника безопасности при монтаже электрооборудования

В категории пользователей распределительных систем электроснабжения выделены такие механизмы, как дизельные электростанции, распределительные устройства, комплексы для компаундирования, электрические лебёдки, подъемные краны и осветительные системы.

- электротравматизм на геологоразведочных работах вызван множеством факторов, среди которых особенно выделяются эксплуатация неисправного оборудования и работа сотрудников низкой квалификации. Персонал, допущенный к электрооборудованию, должен соответствовать IV квалификационным требованиям охраны труда, распространяющимся на установки с напряжением до 1000 В.

- работа с электрооборудованием предполагает соблюдение следующих правил безопасности. Обязательно используйте защитные средства: диэлектрические перчатки, специальную обувь и изолирующие подставки. Убедитесь, что управляющие рукоятки надежно изолированы. Не допускается производить манипуляции с лебедками и другим электрооборудованием без средств защиты. Стационарное электрооборудование не должно использоваться в условиях повышенной влажности или на проводящих покрытиях без изолирующих подставок. Запрещается проводить ремонт электрических устройств при наличии напряжения. При обнаружении повреждений в системе защиты от токов утечки или неисправности заземления использование электроэнергии строго запрещено. Электрические сети, находящиеся в резервном режиме, должны оставаться под напряжением, остальные отключаются.

- электротравмы представляют собой повреждения, возникающие в результате действия электрического тока на человеческий организм. К основным факторам их возникновения относят использование электрических

инструментов в неблагоприятных условиях, например при отсутствии должной изоляции или на открытом воздухе, взаимодействие с незащищёнными частями электрооборудования, повреждение проводов и недостаточную защиту от атмосферных факторов, таких как влажность и температура. Для предупреждения электротравм рекомендуется применять защитные средства, такие как изолирующие рукавицы и диэлектрические коврики, осуществлять защитные мероприятия, включая заземление и автоматическое отключение электрооборудования, а также проводить регулярные занятия по охране труда.

Работники обязаны трудиться в безопасных условиях, защищённых от потенциальных угроз, при помощи специализированного инструментария и средств защиты. К числу таковых относятся: диэлектрические перчатки с предохранителями, инструменты с изолированными рукоятками, указатели напряжения, диэлектрические галоши, резиновое покрытие и изолирующие подставки. Для обеспечения безопасности труда параметры диэлектрических средств должны отвечать требованиям регламентирующей документации и стандартам безопасности. Подбор необходимого оборудования осуществляют квалифицированные специалисты, прошедшие подготовку в области охраны труда и соблюдения норм безопасности.

Основные средства защиты изоляции предназначены для эксплуатации в распределительных устройствах и воздушных линиях электропередачи в ясную погоду. Электрические травмы могут привести к прикосновениям к обнаженным частям оборудования или металлическим элементам установки из-за нарушения изоляции.

В качестве основного метода защиты от перенапряжений в компании ООО «КатобьНефть» выступает заземление.

Эта схема заземления эффективно функционирует в электрических сетях с напряжением более 1000 В и заземленной нейтралью. В установках с напряжением до 1000 В защитные проводники трансформаторных цепей соединяются с заземленной нейтралью.

Изоляция обеспечивает защиту от поражения электрическим током. Повреждение изоляционных материалов по-прежнему является основной причиной аварий и несчастных случаев. Изоляционные средства подразделяются на основные и вспомогательные.

К основным средствам отнесены штанги для оперативного и измерительного назначения, клещи для изоляции и измерения тока, индикаторы напряжения, а также устройства и инструменты, используемые в процессе ремонта оборудования.

Долговечные диэлектрики, такие как фарфор и эбонит, часто применяются для производства электроизоляционных средств, включая диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками и указатели напряжения.

К вспомогательным средствам защиты относятся резиновая обувь, резинотехнические коврики и изоляционные подставки.

Наиболее эффективными способами защиты от статического электричества являются: отвод зарядов с помощью заземления оборудования, резервуаров, коммуникаций и трубопроводов; заполнение аппаратов, ёмкостей и другого оборудования инертным газом; очистка жидкостей от загрязняющих коллоидных веществ; предотвращение условий, способствующих формированию взрывоопасной смеси горючих веществ с воздухом в ходе испытаний, связанных с накоплением и генерированием статических зарядов.

3.2 Пожарная безопасность при эксплуатациях распределительных устройств.

1. Пожарная безопасность электроустановок и зданий должна соответствовать требованиям действующих ППБ.

2. Проектирование, монтаж и эксплуатацию электроустановок следует осуществлять в соответствии с нормами электроэнергетики.

3. Электротехнический персонал периодически проверяют на знание ППБ, одновременно с нормами работы в электроустановках.

4. Плановый ремонт и профилактические осмотры проводят в установленные сроки и в соответствии с предусмотренными технической документацией мерами пожарной безопасности.

5. Дороги и проходы к наружным дверям электроустановок должны всегда оставаться свободными для пожарной техники, а зимой очищаться от снега и льда.

6. В местах пересечения силовых кабелей с противопожарными стенами и перекрытиями отверстия и зазоры заполняют строительными материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

7. В местах прохода проводов и кабелей через стены, междуэтажные перекрытия или выход наружу необходимо выполнять проход в трубе, коробе или проеме, обеспечивая возможность замены проводки. Зазоры между проводами, кабелями и трубами заделывают несгораемым материалом, что предотвращает пожар.

8. Прокладка проводов должна соответствовать требованиям, указанным в табл. 2.1.3 ПУЭ.

9. Кабельные линии в металлических коробах уплотняют негорючими материалами и разделяют перегородками с огнестойкостью не менее 0,75 часа, при этом уплотнения выполняют на каждом перекрытии. Места уплотнения обозначают красными полосами.

Заключение

Мобильная буровая установка предназначена для бурения ротором и гидравлическими забойными двигателями эксплуатационных и разведочных скважин, бурения боковых стволов, ремонта и восстановления нефтяных и газовых скважин в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом при температуре окружающего воздуха от минус 45°С до плюс 45°С. Категория размещения 1 по ГОСТ 15150.

Важное место отводится расчёту нагрузок, расчёту сечения кабелей и выбору защиты аппаратов, выбору высоковольтного оборудования, выбор трансформатора, а также расчёт заземления и молниезащиты.

Рассматривается техника безопасности при проведении монтажа электрооборудования и пожарная безопасность при эксплуатациях распределительных устройствах

Приведена характеристика предприятия, систематизированы исходные данные для разработки электроснабжения участка бурения, на территории расположено 17 объектов с электрооборудованием. Определены расчётные нагрузки производственных объектов участка бурения. Согласно расчётам выбрано подходящее электрооборудование для обеспечения надежного и безопасного электроснабжения.

Для участка бурения выбран КТПН с масляным трансформатором ТМ – 400/10-0,4/0,69. Кабельные линии со стороны 10 кВ выполняется проводом АС-70 и на 0,4 кВ кабелем КГХЛ.

Также была рассчитана молниезащита участка бурения. Были выбраны зазеияющие проводники. Также из расчетов были выбраны разъединитель РЛНД-1-10-400 У1 и предохранители ПК-6. Предлагаемые технические решения и электрооборудование обеспечивает надёжное электроснабжение участка бурения.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. 415 с.
2. Бирюлин В.И. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
3. Бирюлин В.И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
4. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
5. Голов Р. С. Управление энергосбережением на промышленном предприятии : монография. М. : Дашков и К, 2023. 458 с.
6. Головатый С. Е. Охрана окружающей среды и энергосбережение : учебное пособие. Минск : РИПО, 2021. 304 с.
7. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
8. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
9. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
10. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
11. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.

12. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
13. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.
14. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
15. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
16. Полуянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. СПб. : Лань, 2023. 396 с.
17. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
18. Сибикин М. Ю. Справочник электрика по ремонту электрооборудования промышленных предприятий. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 262 с.
19. Фризен В. Э. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий : учебное пособие. – 2-е изд., испр. Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2021. 194 с.
20. Шеховцов В. П. Осветительные установки промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 158 с.