

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 Проектирование системы электроснабжения участка добычи нефти и газа
Лемзерского месторождения

Обучающийся

Д.С. Вотяков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2022

Аннотация

Выпускная квалификационная работа по теме: «Проектирование системы электроснабжения участка добычи нефти и газа Лемзерского месторождения» содержит 66 страниц, 7 рисунков, 18 таблиц, 26 источников и 11 приложений.

Цель выпускной квалификационной работы - разработать проект электроснабжения потребителей на объектах добычи нефти и газа.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является осваиваемое месторождение нефти и газа, а предметом исследования является проектирование системы электросбережения.

Результатом данной работы является технически и экономически обоснованные предложения по разработке системы электроснабжения, выбору современного оборудования, отвечающего требованиям технической надёжности и эксплуатационной безопасности. Также были оценены условия труда оперативного и ремонтного персонала, проанализированы вредные и опасные факторы.

Содержание

Введение.....	5
1 Общая часть.....	7
1.1 Основание разработки проекта.....	7
1.2 Исходные данные и условия для проектирования.....	8
2 Разработка системы электроснабжения объектов ДНГ.....	11
2.1 Расчёт электрических нагрузок.....	11
2.2 Компенсация реактивной мощности.....	16
2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	19
2.4 Выбор схемы подстанции.....	21
2.5 Расчёт токов короткого замыкания.....	22
2.6 Выбор шинпроводов, токопроводов, электрических приборов.....	28
2.7 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения, трансформаторов собственных нужд.....	31
2.8 Устройство молниезащиты подстанции.....	36
2.9 Расчёт и выбор оборудования объектов ДНГ.....	38
2.10 Электроснабжение объектов ДНГ.....	41
3 Экономическая часть.....	55
3.1 Концепция технико-экономического обоснования.....	55
3.2. Охрана труда.....	61
Заключение.....	63
Список используемых источников.....	65
Приложение А Генеральный план месторождения.....	67
Приложение Б Однолинейная схема подстанции.....	68
Приложение В Схема электроснабжения БКНС.....	69
Приложение Г Схема прокладки кабельных линий БКНС.....	70
Приложение Д Выбор марки и сечения кабелей.....	71

Приложение Е	Выбор автоматических выключателей для групп потребителей.....	72
Приложение Ж	Схема энергоснабжения ДНС.....	73
Приложение И	Схема электроснабжения технологического оборудования ДНС.....	74
Приложение К	Схема прокладки кабельных линий	75
Приложение Л	План расположения оборудования на кустовой площадке скважин.....	76
Приложение М	Схема электроснабжения кустовой площадки скважин...	77

Введение

Данная выпускная квалификационная работа основывается на планах разработки нефтегазового месторождения в Пермском крае.

Современная нефтяная промышленность находится в состоянии непрерывного развития, происходит техническое переоснащение, изменяется технологический процесс производства и т. д.

Система электроснабжения нефтедобывающего предприятия (от ввода до конечных приемников электроэнергии) должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологии, рост мощности потребителей и изменение производственных условий.

При проектировании системы электроснабжения объектов нефтедобычи основными задачами являлись оптимизация параметров системы путем правильного и оптимального выбора напряжений, определения электрических нагрузок, выбора числа и мощности силовых трансформаторов, средств компенсации реактивной мощности, а именно:

- правильное определение ожидаемых электрических нагрузок;
- рациональное построение схем системы электроснабжения;
- применение современных электронных устройств РЗА;
- компенсация реактивной мощности.

Объект проекта - Лемзерское месторождение нефти и газа.

Предмет проекта - система электроснабжения.

Цель работы - разработать проект системы электроснабжения объектов добычи нефти и газа Лемзерского месторождения.

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

- собрать сведения о количестве и мощности оборудования, участвующего в технологическом процессе;
- провести расчёт электрических нагрузок;
- выбрать силовые трансформаторы и компенсирующие устройства;

- рассчитать кабельные и воздушные линии;
- выбрать схему подстанции;
- выбрать защитную и коммутационную аппаратуру;
- провести расчёт стоимости проекта;
- разработать мероприятия по охране труда.

Исходя из выше сказанного, данную тему выпускной квалификационной работы считаю актуальной и применимой для разработки проекта по энергоснабжению новых и модернизации эксплуатируемых месторождений.

При работе над проектом использовалась справочно-техническая и производственная документация, нормативные источники.

Все разделы выполнены с соблюдением требований основных действующих нормативных документов.

1 Общая часть

1.1 Основание разработки проекта

Основанием для разработки данного проекта является инвестиционная программа освоения разведанных запасов залежей нефти и газа в Пермском крае. Технология разработки и освоения нефтяных месторождений предусматривает электроснабжение значительного количества энергоёмкого оборудования, а также большие расстояния до отдельных объектов.

Обеспечение электроэнергией объектов добычи нефти и газа, находящихся в неосвоенных районах, удаленных от энергосистемы, является важной технико-экономической задачей. Одним из наиболее перспективных путей ее решения является применение современных материалов и технологий, использование новейшего оборудования.

Проектируемая система электроснабжения является многоуровневой с напряжениями 0,4 кВ, 10 кВ и 35 кВ на разных уровнях, с разводкой к основным потребителям 10 кВ. Основными потребителями электроэнергии на объектах добычи нефти и газа являются погружные центробежные насосные установки (УЭЦН), электродвигатели блочных кустовых насосных станций и насосные агрегаты дожимных и перекачивающих насосных станций.

Перерывы в электроснабжении данных потребителей приводят к простоям, аварийным режимам работы, инцидентам и значительному экономическому ущербу. Поэтому крайне важно ограничить длительность перерывов в электроснабжении на уровне, при котором технологический процесс сохранит свою стабильность.

Снизить длительность перерывов в системе электроснабжения можно путем включения в схему РЗиА устройств быстрого действия автоматического ввода резерва (БАВР), а также секционирования участков электросетей с использованием электронных средств защиты и автоматизации.

1.2 Исходные данные и условия для проектирования

Исходными данными для проектирования являются задание на разработку проекта электроснабжения нефтегазового месторождения, при проектировании следует учесть удалённость объекта от энергосистемы, большие расстояния между отдельными потребителями, наличие энергоёмкого электрооборудования и другие факторы, требующие особых условий выбора электрооборудования.

Генеральный план является основным документом для разработки системы электроснабжения. На плане обозначено расположение и количество всех основных объектов и потребителей (рисунок А.1).

Условием для проектирования являются количество потребителей на объектах, технические характеристики оборудования, установленные заводом изготовителем и указанные в паспортах на агрегаты, загруженность оборудования, обусловленная режимами технологического процесса (таблица 1).

Таблица 1 – Основные объекты ДНГ с установленным электрооборудованием

Объекты (группы потребителей)	Ед. измерения	Р(ном) кВт	Кол-во агрегатов	U (ном) кВ
1	2	3	4	5
Кустовая нефтеперекачивающая станция БКНС	Всего	480	-	-
Насосы центробежные ЦНС-80	кВт	200	2шт	0,4
Насосы подпорные	кВт	40	2шт	0,4
Буровая установка БУ 3900/225 ЭПК-БМ	Всего	2445	-	-
Высечно-лебёточный блок	кВт	750	1шт	10
Насосный блок	кВт	800	1шт	10
Роторный блок	кВт	630	1шт	10
Блок дополнительных ёмкостей	кВт	65	1шт	0,4

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Электрокотельная	кВт	200	1шт	0,4
Буровая установка БУ 2900/175 ЭР-П	Всего	1485	-	-
Вышечно-лебедочный блок	кВт	400	1шт	10
Насосный блок	кВт	630	1шт	10
Компрессорный блок	кВт	300	1шт	0,4
Блок дополнительных ёмкостей	кВт	55	1шт	0,4
Электрокотельная	кВт	100	1шт	0,4
Дожимная насосная станция ДНС с установкой предварительного сброса воды УПСВ	Всего	2340	-	-
Насосы внешней откачки ЦНС-180	кВт	630	3 шт.	10
Насосы перекачки	кВт	75	2шт.	0,4
Насосы закачки воды ЭЦВ	кВт	100	3шт.	0,4
Газокомпрессорная станция ГКС	Всего	260	-	-
Компрессорные агрегаты	кВт	130	2шт	0,4
Станция пожаротушения	Всего	110	-	-
Пожарные насосы	кВт	55	2шт	0,4
Водозабор	Всего	150	-	-
Насосы подачи воды УЭЦВ	кВт	75	2шт	0,4
Кустовая площадка скважин №1	Всего	444	-	-
Установка УЭЦН	кВт	30	12шт	0,4
Установка ПАДУ	кВт	2	12шт	0,4
Водяной колодец системы ППД	кВт	60	1шт	0,4
Кустовая площадка скважин №2	Всего	656	-	-
Установка УЭЦН	кВт	30	18шт	0,4
Установка ПАДУ	кВт	2	18шт	0,4
Водяной колодец системы ППД	кВт	80	1шт	0,4
Кустовая площадка скважин №3	Всего	540	-	-
Установка УЭЦН	кВт	30	15шт	0,4
Установка ПАДУ	кВт	2	15шт	0,4
Водяной колодец системы ППД	кВт	60	1шт	0,4
Кустовая площадка скважин №4	Всего	282	-	-
Станок-качалка СК-8	кВт	22	6шт	0,4
Установка УЭЦН	кВт	28	5шт	0,4
Установка ПАДУ	кВт	2	5шт	0,4
Административно-бытовой комплекс	Всего	135	-	-
Столовая	кВт	35	-	0,4
Электрокотельная	кВт	70	-	0,4
Орг.техника и другие потребители.	кВт	30	-	0,4

Согласно плана разработки месторождения планируется вести деятельность по нескольким направлениям. Каждое направление имеет свою группу объектов с установленным оборудованием и технологическим

регламентом. План расположения оборудования на кустовой площадке скважин показан на рисунке Л.1.

Бурение – включает в себя буровые вышки с сопутствующим и вспомогательным буровым оборудованием. Оборудование буровых установок используется в начальной стадии освоения месторождения, поэтому потребляемые нагрузки оборудования буровой установки используем только для расчёта мощности силовых трансформаторов на энергоснабжающей подстанции.

Объекты добычи нефти – это кустовые площадки с нефтяными скважинами, оборудованными глубинными насосами, замерные установки, кустовые насосные станции, система ППД.

Подготовка и транспортировка – это объекты сбора нефти ППСН, подготовки УПСВ, перекачки нефти ДНС и газа ГКС. Основным оборудованием являются насосные агрегаты для перекачки нефти и компрессора для перекачки попутного газа.

Проектируемая система электроснабжения должна обеспечить надёжное электроснабжение всех объектов при нормальном и аварийном режимах работы.

2 Разработка системы электроснабжения объектов ДНГ

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Расчётные электрические нагрузки групп потребителей необходимы для расчёта уставок защит, выбора мощности и числа трансформаторов, определения материала проводников, сечения жил кабельных линий и шинопроводов, выбора коммутационных аппаратов и разъединителей [10].

Для определения расчетных нагрузок потребителей использован метод расчёта мощности по коэффициенту спроса установленного оборудования. Значения коэффициентов, используемых при расчётах, определены согласно справочной литературы и собраны в таблицу (таблица 2).

Таблица 2 – Коэффициенты для расчета электрических нагрузок

Потребители электроэнергии	Коэффициенты			Годовое число часов использования максимума электрических нагрузок
	Спроса K_c	Использования K_n	$\cos \varphi$	
Глубинно-насосные установки	0,45-0,6	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	0,7-0,8	0,85	7500
Насосные станции внутрипромысловой перекачки нефти	0,9-0,95	0,8-0,9	0,7-0,8	4500-6000
Газокомпрессорные установки с газокомпрессорами на электроприводе	0,8-0,9	0,75-0,85	0,8-0,95	5500
Осветительная нагрузка	0,6-0,8	-	1,0	-

При расчете нагрузок принимается номинальная мощность отдельных групп потребителей, справочный коэффициент спроса для каждой группы, а также потери в элементах системы энергоснабжения [9].

Расчётная активная мощность группы потребителей, P_p , кВт, рассчитывается следующим образом:

$$P_p = K_c P_n, \quad (1)$$

где P_n – номинальная мощность установленного оборудования, кВт;

K_c – коэффициент спроса для данной группы потребителей.

Расчетная реактивная мощность Q_p , квар, определяется по формуле:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi,$$

(2)

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент отношения активной мощности к реактивной.

Далее определим полную расчётную мощность S_p , кВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3)$$

И расчетный ток нагрузки I_p , А

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n}, \quad (4)$$

где U_n – номинальное линейное напряжение электроустановки, кВ.

Расчётные значения нагрузок на стороне высшего напряжения трансформаторов определяются следующим образом.

Расчетная активная P'_p , кВт, и реактивная Q'_p , квар, мощности рассчитываются по формулам:

$$P'_p = P_p + \Delta P_m, \quad (5)$$

$$Q'_p = Q_p + \Delta Q_m, \quad (6)$$

где ΔP_m и ΔQ_m – потери активной и реактивной мощности в отдельном трансформаторе.

Так как тип силового трансформатора ещё не определён, примем средние значения коэффициентов потерь в промышленных трансформаторах:

$$\Delta P_T = 0,02S_p, \quad (7)$$

$$\Delta Q_m = 0,1S_p, \quad (8)$$

где S'_p – расчётное значение полной мощности, потребляемой на стороне высшего напряжения, Ква, определяется по формуле 9.

$$S'_p = \sqrt{(P'_p)^2 + (Q'_p)^2}. \quad (9)$$

Определим расчетный ток I_p , А, в обмотке высшего напряжения трансформатора:

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} U_n}. \quad (10)$$

Используя вышеуказанные формулы узнаем полную мощность, потребляемую в целом по объекту, потери в питающем объект силовом трансформаторе, а также полную нагрузку, потребляемую от сети.

Расчёты проводим по всем объектам в отдельности. Алгоритм расчёта полной мощности группы потребителей рассмотрим на примере электрооборудования насосной станции БКНС.

Определим значение расчетного максимума БКНС.

Исходные данные для группы потребителей БКНС:

- $P_{H04кВ} = 480$ кВт,
- $\cos\varphi = 0,8$,
- $K_c = 0,95$,
- $P_p = K_c P_H = 456$ кВт,
- $Q_p = P_p \operatorname{tg}\varphi_H = 342$ квар.

Суммарная полная нагрузка РУ- 0,4:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2} = \sqrt{456^2 + 342^2} = 570 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3}U_H} = \frac{570}{\sqrt{3} \cdot 400} = 830 \text{ А}.$$

Определим потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{p.m} = 0,02 S_p = 0,02 \cdot 532 = 10,64 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{p.m} = 0,1 S_p = 0,1 \cdot 532 = 53,2 \text{ квар}.$$

Расчетный максимум на стороне высшего напряжения определяется с учетом потерь в силовом трансформаторе:

$$P'_p = P_p + \Delta P_p = 10,64 + 456 = 466,64 \text{ кВт},$$

$$Q'_p = Q_p + \Delta Q_m = 53,2 + 273,6 = 326,8 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{326,8^2 + 466,64^2} = 569,6 \text{ кВА},$$

$$I_P = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H} = \frac{569,6}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 33A.$$

Расчёты электрических нагрузок для остальных групп потребителей производим в том же порядке, по всем объектам [11].

Полученные данные заносим в таблицу 3 и таблицу 4.

Таблица 3 – Расчёт электрических нагрузок на объектах ДНГ

Потребители 0,4кВ	P _н ,кВт	K _с	cosφ	tgφ	P _р ,кВт	Q _р ,квар	S _р кВа	I, А
Перекачивающая станция БКНС	480	0,95	0,8	0,75	456	342	570	823,7
Буровая БУ3900/225 ЭПК	265	0,8	0,85	0,75	212	159	265	382,9
Буровая БУ 2900/175 ЭР-П	155	0,8	0,85	0,75	124	93	155	224,0
Дожимная насосная ДНС с УПСВ	450	0,9	0,8	0,75	405	303,8	506,2	731,5
Газокомпрессорная станция ГКС	260	0,9	0,9	0,75	234	175,5	292,5	422,7
Станция пожаротушения	110	0,6	0,8	0,75	66	49,5	82,5	119,2
Водозабор	150	0,7	0,8	0,75	105	78,75	131,2	189,6
Кустовая площадка №1	444	0,6	0,6	0,75	266	199,5	332,5	480,5
Кустовая площадка №2	656	0,6	0,6	0,75	393,6	295,2	492	711,0
Кустовая площадка №3	540	0,6	0,6	0,75	324	243	405	585,3
Кустовая площадка №4	282	0,6	0,6	0,75	169,2	126,9	211,5	305,6
Административно-бытовой комплекс	135	0,8	1,0	0,75	108	81	135	195,1
Итого до 1кВ	3927	-	-	-	2862,8	2147,1	3578,5	5171,2
Дожимная насосная ДНС	1890	0,95	0,8	0,75	1795,5	1346,6	2244,3	129,7
Буровая установка БУ 3900/225 ЭПК-БМ	2180	0,6	0,8	0,75	1308	981	1635	94,5
Буровая установка БУ 2900/175 ЭР-П	1030	0,6	0,8	0,75	618	463,5	772,5	44,7
Итого 10 кВ	-	-	-	-	3721,5	2791,1	4651,8	268,9
Итого по месторождению	-	-	-	-	6584,3	4938,2	8230,3	-

Таблица 4 - Расчёт электрических нагрузок с учётом потерь

Объекты	P_p , кВт	Q_p ,квар	$S_{pквa}$	ΔP , кВт	ΔQ ,квар	$P_p \cdot \Sigma$, кВт	$Q_p \cdot \Sigma$, квар	$S_{p\sigma}$, квa
Перекачивающая станция БКНС	456	342	570	9,12	34,2	465,12	376,2	598,2
Буровая БУ3900/225 ЭПК	212	159	265	4,24	15,9	216,24	174,9	278,1
Буровая БУ 2900/175 ЭР-П	124	93	155	2,48	9,3	126,48	102,3	162,6
Дожимная насосная ДНС с УПСВ	405	303,8	506,2	8,1	30,38	413,1	334,18	531,3
Газокомпрессорная Станция пожаротушения	234	175,5	292,5	4,68	17,55	238,68	193,05	306,9
Водозабор	66	49,5	82,5	1,32	4,95	67,32	54,45	86,5
Кустовая площадка №1	105	78,75	131,2	2,1	7,875	107,1	86,625	137,7
Кустовая площадка №2	266	199,5	332,5	5,32	19,95	271,32	219,45	348,9
Кустовая площадка №3	393,6	295,2	492	7,872	29,52	401,472	324,72	516,3
Кустовая площадка №4	324	243	405	6,48	24,3	330,48	267,3	425
Административно-бытовой комплекс	169,2	126,9	211,5	3,384	12,69	172,584	139,59	221,9
	108	81	135	2,16	8,1	110,16	89,1	141,6

2.2 Компенсация реактивной мощности

Определив расчетную нагрузку на шинах КРУН-10 кВ, необходимо провести расчёты компенсации реактивной мощности [12].

Мощность, потребляемая от энергосистемы Q'_3 , квар, определена нормативным значением коэффициента реактивной мощности tg'_3 ,

$$tg'_3 = tg_3 = 0,25, \quad (11)$$

$$Q'_3 = P_p tg'_3, \quad (12)$$

где tg_{ϕ_0} – базовый коэффициент реактивной мощности для сетей 6-10 кВ
равный 0,25 [13], тогда:

$$Q_9 = 8230,3 \cdot 0,25 = 2057 \text{ квар.}$$

Определим мощность компенсирующих устройств, $Q_{ку}$, квар, которую
нужно установить у потребителя:

$$Q_{ку} = \sum Q_p - Q'_9,$$

(13)

$$Q_{ку} = 4938 - 2057 = 2881 \text{ квар.}$$

Определяем коэффициент расчётной реактивной мощности
компенсирующих устройств $tg\phi_s$, подключенных к шинам 10 кВ,

$$tg\phi_s = \frac{\sum Q_{pB}}{\sum P_{pB}}, \quad (14)$$

где $\sum Q_{pB}$ и $\sum P_{pB}$ – суммарная реактивная и активная расчетные
мощности нагрузки на шинах напряжением 10 кВ.

$$tg\phi_s = \frac{4938}{6584} = 0,7.$$

Реактивную мощность компенсирующих устройств (БСК) выбираем по
стандартной шкале мощности комплектных конденсаторных установок [13].

Определяем величину мощности низковольтных БСК [11].

Рассмотрим расчеты на примере БКНС:

$$P_p = 465,1 \text{ кВт,}$$

$$Q_p = 376,2 \text{ квар},$$

$$Q'_\varnothing = P_{\text{пг } \varnothing} = 2862,8 \cdot 0,25 = 715,7 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{кв}} \sum Q_p - Q'_\varnothing = 2147,1 - 715,7 = 1431,4 \text{ квар},$$

$$Q_{\text{нн}} = \frac{Q_{\text{кк}}}{\sum Q_p} \cdot Q_p = \frac{376 \cdot 1431,4}{2147,1} = 250,6 \text{ квар}.$$

По полученному значению выбираем БСК стандартной мощности 250 квар (КРМ 0,4-250-25У3) [12].

Итоговая мощность потребителей БКНС с учетом установленных батарей равна:

$$Q_{\text{р БСК}} = Q_p - Q_{\text{БСК ст}} = 376 - 250 = 126 \text{ квар},$$

$$S_{\text{р БСК}} = \sqrt{P_p^2 + Q_{\text{р БСК}}^2} = \sqrt{465^2 + 126^2} = 481 \text{ кВА}.$$

Расчётные значения для остальных потребителей, представлены в таблице 5. Основываясь на этих данных выбираем типы и количество конденсаторных установок, требующихся для компенсации реактивной мощности на каждом из объектов потребителей (таблица 6).

Таблица 5 – Мощностей потребителей после установки БСК

Объекты	Р _{рс} , кВт	Q _{рс} , квар	Q _{ку} , квар	Q _{ку.ст.} , квар	Q' _р , квар	S _р , кВА
Перекачивающая станция БКНС	465,1	376,2	199	250	126	481
Дожимная насосная ДНС	413,1	334,1	222,7	250	84	421
Газокомпрессорная станция ГКС	238,6	193	28,6	125	68	247,8
Кустовая площадка №1	271,3	219,4	146	125	94	286,8
Кустовая площадка №2	401,4	324,7	216,4	250	91	411
Кустовая площадка №3	330,4	267,3	178,2	125	142	359,6
Кустовая площадка №4	172,5	139,5	93	125	14	172,5

Таблица 6 – Компенсирующие устройства

Объект	Тип БСК	Количество
БКНС	КРМ 0,4-250-25У3	1
ДНС	КРМ 0,4-250-25У3	1
ГКС	КРМ 0,4-125-25У3	1
Куст-1	КРМ 0,4-125-25У3	1
Куст-2	КРМ 0,4-125-25У3	2
Куст-3	КРМ 0,4-125-25У3	1
Куст-4	КРМ 0,4-250-25У3	1

2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для выбора силовых трансформаторов необходимо учитывать величину и характер электрических нагрузок, а также производственные и эксплуатационные требования. Кроме того, надо учитывать расположение производственных объектов, размещение технологического оборудования, условия окружающей среды [14].

Определяем ориентировочно установленную мощность трансформаторов, $S_{тр}$, кВА, на отдельных объектах

$$S_{mp} = \frac{S_p}{n \cdot \beta_m}, \quad (15)$$

где β – коэффициент загрузки трансформаторов (принимаем 0,7-согласно [6, с. 41]);

n – количество трансформаторов.

Полученное значение $S_{тр}$ округляем в соответствии со справочной литературой до ближайшего стандартного значения [6, с. 61].

Для повышения надёжности и бесперебойности энергоснабжения объектов, создания резерва, возможности секционирования и перевода нагрузок между секциями шин, а также для проведения ремонтных работ без останова технологического оборудования проектируем установку двух и

более трансформаторов суммарной мощностью не ниже расчётной мощности, требующейся для электроснабжения данных потребителей (таблица 7).

Таблица 7 – Выбор мощности и количества трансформаторов

Объекты	S_p , кВА	$S_{тр}$, кВА	К-во	$\Sigma S_{тр}$, кВА	$K_{зн}$	$K_{за}$
ПС 35/10кв.	8230	6300	2	12600	0,66	1,09
Перекачивающая станция БКНС	481	400	2	800	0,61	1,0
Дожимная насосная ДНС с УПСВ	421	400	2	800	0,6	1,0
Газокомпрессорная станция ГКС	248	160	2	320	0,78	1,3
Станция пожаротушения	86,5	160	1	160	0,54	-
Водозабор	137,7	100	2	200	0,69	1,15
Кустовая площадка №1	286,8	100	4	400	0,71	-
Кустовая площадка №2	411	160	4	640	0,65	-
Кустовая площадка №3	359,6	100	5	500	0,72	-
Кустовая площадка №4	172,5	100	3	300	0,58	-
АБК	141,6	250	1	250	0,57	-

Проверяем возможность установки данного числа и мощности трансформаторов, при этом коэффициент загрузки в нормальном режиме работы $K_{зн}$, не должен превышать справочного значения [6]

$$K_{зн} = \frac{S_{расч}}{\Sigma S_{тр}} \leq 0,8. \quad (16)$$

в аварийном режиме значение коэффициента $K_{за}$ должно быть не более

$$K_{за} = \frac{S_{расч}}{K_{дп} \cdot S_{тр}} \leq 1,4, \quad (17)$$

где $K_{дп}$ – коэффициент допустимой перегрузки [6, с. 58].

Данный вариант выбора трансформаторов подходит для установки на объектах и соответствует требованиям.

2.4 Выбор схемы подстанции

Учитывая требования предъявляемые к объектам энергетики в нефтяной отрасли [19] составим схему ПС 35/10 кВ состоящую из двух секций шин с вакуумными выключателями и секционирующей перемычкой со стороны линии (рисунок 1).

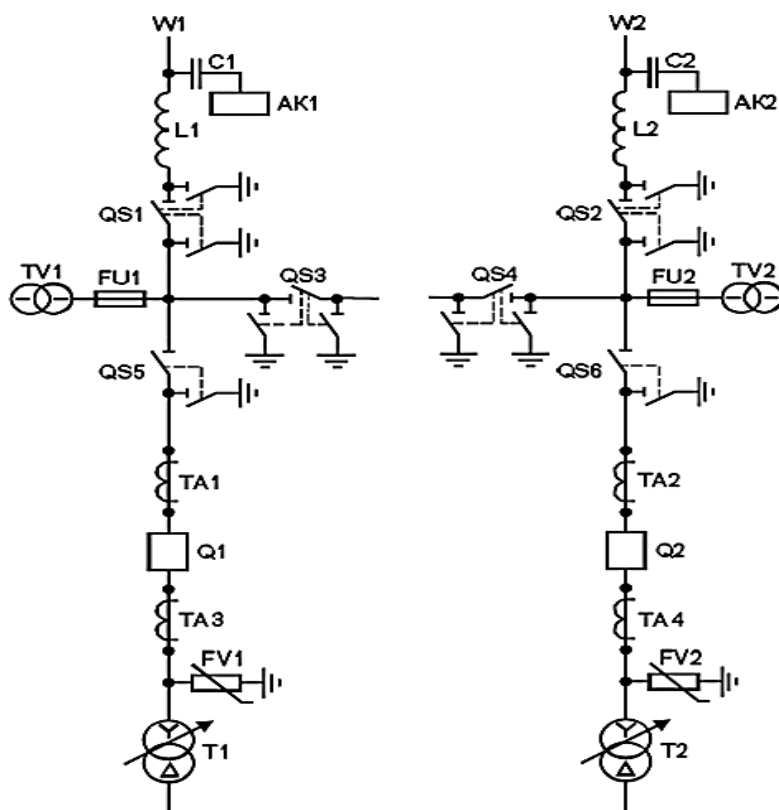


Рисунок 1 – Схема ОРУ-35 кВ. Подстанции 35/10 кВ

Данная схема имеет следующие технические характеристики [15]:

- обеспечивает коммутацию высоковольтных линий, и трансформаторов;
- обеспечивает требуемую надежность работы РУ;
- обеспечивает возможность и безопасность проведения ремонтно-профилактических работ.

Рассмотрим более подробно оборудование установленное на ОРУ-35 кВ данной подстанции [16]:

- QS₁, QS₂ – приемный портал с линейными разъединителями;
- Q₁, Q₂ – вакуумные выключатели;
- QS₃, QS₄ – секционные разъединители;
- QS₅, QS₆ – разъединители шинные силовых трансформаторов Т₁, Т₂;
- Т₁, Т₂ – силовые трансформаторы 35/10 кВ;
- ТА₁, ТА₂, ТА₃, ТА₄ – измерительные трансформаторы тока;
- FU₁, FU₂ – защита измерительных трансформаторов напряжения;
- TV₁, TV₂ – измерительные трансформаторы напряжения;
- FV₁, FV₂ – ограничители перенапряжения на ОРУ-35 кВ.

2.5 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ необходим для правильного выбора электроаппаратов и токоведущих частей электроустановок [17].

Для проведения расчёта токов КЗ составляется расчётная схема и схема замещения.

Базисные сопротивления в относительных единицах определяются по следующим формулам: [7, с. 118].

Сопротивление воздушных и кабельных линий:

$$r_{\bar{\sigma}} = r_o \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (18)$$

$$x_{\bar{\sigma}} = x_o \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (19)$$

где r_o и x_o соответственно активное и индуктивное сопротивление линии на один километр длины, Ом/км [22, с 96];

l – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\bar{\sigma}} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.тр}}, \quad (20)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, в процентах, указывается в паспорте заводом изготовителем или справочно [18];

$S_{н.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Определяется базисный ток линии при КЗ, $I_{\bar{\sigma}}$, А [4]:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (21)$$

Рассчитывается действующее значение установившегося тока КЗ, I_{κ} , А

$$I_{\kappa} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{Z_{\bar{\sigma}} \cdot \Sigma}, \quad (22)$$

Рассчитывается ударный ток КЗ i_y , А

$$i_y = I_{\kappa} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{y\partial}, \quad (23)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент справочно [22, с. 325].

Мощность КЗ определяется по формуле:

$$S_{\kappa\text{З}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{Z_{\Sigma\kappa i}}, \quad (24)$$

где $Z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\bar{\sigma}}^2 \cdot \Sigma + x_{\bar{\sigma}}^2 \cdot \Sigma}$ – полное сопротивление в относительных единицах.

На термическую устойчивость электроаппараты и токоведущие части проверяю по величине действующего значения установившегося тока КЗ.

На динамическую устойчивость аппараты проверяют по величине ударного тока КЗ [4].

Для расчёта токов КЗ принимаем базисные величины [20].

За базисное напряжение принимаем стандартные напряжения $U_{бi} = 37,5$ кВ и $U_{бii} = 10,5$ кВ.

За базисное значение мощности $S_б$ принимаем число, равное 100 МВА.

Вид короткого замыкания (КЗ) принимаем трёхфазное, при нормальном режиме работы от двух трансформаторов. Для расчёта тока КЗ составляется расчётная схема (рисунок 2).

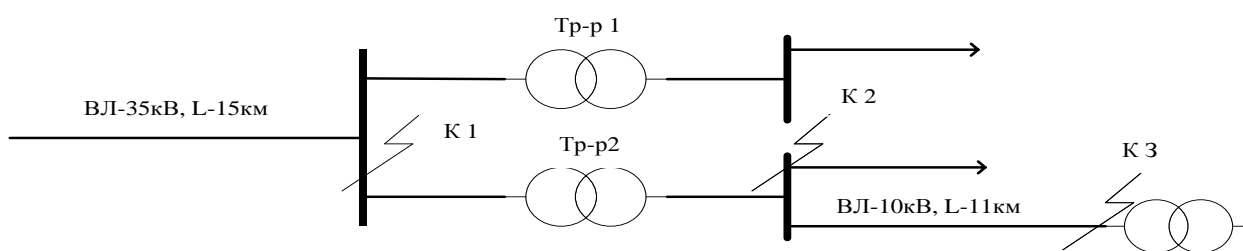


Рисунок 2 – Расчетная схема

Схему замещения (рисунок 3) составим от расчетной. Для упрощения расчетов не учитываем активные сопротивления электросети. Тем не менее при определении ударного тока КЗ нужно знать постоянную затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

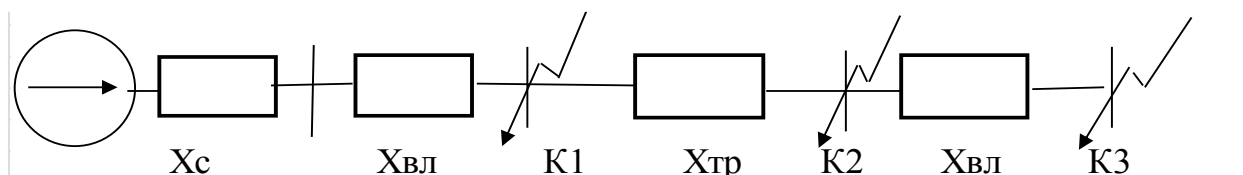


Рисунок 3 - Схема замещения

Расчёт токов КЗ в точке К1 схемы замещения.

Для ВЛ принято удельное индуктивное сопротивление $x_0 = 0,4$ Ом/км, согласно справочным данным [22] сопротивление ВЛ определяем по формуле (19):

$$X_{вл} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{100}{37,5^2} = 0,28.$$

Полное сопротивление от источника питания до точки К1:

$$Z_{к1} = X_{вл} = 0,28.$$

Базисный ток определен по формуле (21):

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1,56 \text{ кА}.$$

Действующее значение установившегося тока КЗ определено по формуле (22)

$$I_{к1} = \frac{1,56}{0,28} = 5,5 \text{ кА}.$$

По справочным данным принято $K_{уд1} = 1,8$ [22, с. 325], и определен ударный ток в точке К1 по формуле (23):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,5 = 14 \text{ кА}.$$

Расчёт токов КЗ в точке К2.

Расчёт удельного сопротивления силового трансформатора произведен по формуле (20):

$$X_{mp} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19.$$

Определяется полное сопротивление от источника питания до точки К2:

$$X_{K2} = X_{ВЛ} + X_{TP} = 0,28 + 1,19 = 1,47.$$

Определяется базисный ток по формуле (21):

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta l}} = \frac{100}{\sqrt{3} 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Определяется значение установившегося тока КЗ по формуле (22):

$$I_{K2} = \frac{I_{\delta 1}}{Z_{K1}} = \frac{5,5}{1,47} = 3,74 \text{ кА}.$$

По справочным данным принято $K_{y\delta 1} = 1,8$ [22, с. 325], и определен ударный ток в точке К2 по формуле (23):

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,74 = 9,42 \text{ кА}.$$

Расчёт токов КЗ в точке К3.

Рассчитывается удельное сопротивление ВЛ-10 кВ по формуле (19):

$$X_{вЛ} = 0,4 \cdot 8 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 2,9.$$

Полное сопротивление от источника питания до точки К1:

$$X_{K3} = X_{BL} + X_{TP} + X_{BL} = 0,28 + 0,75 + 2,9 = 3,93.$$

Определяется базисный ток по формуле (21):

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Определяется действующее значение тока КЗ по формуле (22):

$$I_{K3} = \frac{5,5}{3,93} = 1,41 \text{ кА}.$$

Принимается $K_{уд1} = 1,8$ [22, с. 325], и определяется ударный ток в точке КЗ по формуле (23):

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,41 = 3,55 \text{ кА}.$$

Учитывая значения токов КЗ, выбирается силовое электрооборудование.

2.6 Выбор шинопроводов, токопроводов, электрических приборов

Сечение проводников F , мм^2 , за исключением сборных шин и ошиновки, выбирается по формуле [21]:

$$F = \frac{I_{расч}}{j_{ЭК}}, \quad (25)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток, А;

$j_{ЭК} = 1,0$ – плотность тока электроустановки, согласно [17, с. 57].

Номинальный ток $I_{ном}$, А, при нормальном режиме работы электроустановки определяется по формуле (4):

$$I_{ном} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104,87 \text{ А},$$

$$F = \frac{104,87}{1,0} = 104,87 \text{ мм}^2.$$

Полученное значение округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с [22]. Схема прокладки кабельных линий БКНС иллюстрируется рисунком Г.1, а выбор кабелей представлен на рисунке Д.1.

2.6.1 Выбор сборных шин КРУН-10 кВ

Определяются токовые нагрузки на низкой стороне трансформаторов подстанции (26), (27):

$$I_{норм} = 0,7 \cdot \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 384,9 \text{ А}, \quad (26)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ А}. \quad (27)$$

Предварительно выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения 60 х 6 мм., $I_{доп} = 870 \text{ А}$ [2].

Проверка шины на нагрев при номинальном токе.

$$I_{max} = 769,8 < I_{доп} = 870 \text{ А}.$$

Проверка выбранного сечения на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{13,447 \cdot 10^3}}{91} = 40,297 \text{ мм}^2, \quad (28)$$

$$40,297 \text{ мм}^2 < 360 \text{ мм}^2.$$

Условие проверки выполнено.

2.6.2 Выбор изоляторов

Жёсткая ошиновка крепятся на опорных и проходных изоляторах, выбор которых произведен по следующим условиям [8]:

- номинальному напряжению;
- допустимой механической нагрузке.

К установке приняты опорные изоляторы ИОС-10–500 УХЛ Т1.

Проходные изоляторы ИП – 10/1000 – 750 УХЛ1.

2.6.3 Выбор ВВ выключателей и разъединителей

«Вакуумный выключатель – это коммутационный аппарат, в котором дугогасительной средой является вакуум [5]. Согласно номинальным параметрам, данные выключатели, так же предназначены для коммутации не только токов номинальной нагрузки, но и токов короткого замыкания» [27, с 27].

Вакуумные выключатели обладают следующими достоинствами: самостоятельность работы, высокая технологическая надежность, коммутационная износостойкость, высокая безопасность эксплуатации.

К установке на ОРУ-35 кВ приняты вакуумные выключатели типа ВВС-35–20/630УХЛ1 со встроенными разъединителями типа РДЗ-2–35/1000 УХЛ. Выбор аппаратов по техническим данным приведен в таблице 8 [17, п. 4.2.12].

Таблица 8 - Выбор и проверка выключателей и разъединителей 35 кВ

Условия выбора и проверки	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВС-35–20/630УХЛ1	РДЗ-2–35/1000 УХЛ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 219,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 4,084 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$I_y \leq i_{дин}$	$I_y = 11,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$I_{пф} \leq I_{отк, ном}$	$I_{пф} = 4,084 \text{ кА}$	$I_{н откл} = 20 \text{ кА}$	-
$W_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$W_k = 19,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на сборных шинах, кВ;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток потребителей, А;

$I_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости, кА;

$i_{\text{дин}}$ – пиковый ток электродинамической стойкости, кА;

$I_{\text{н откл}}$ – номинальный ток отключения аппаратов, кА;

$I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости проводников, кА;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания пиковых токов, с.

Выбор оборудования на стороне низкого напряжения производится аналогично (таблица 9) [17, п. 4.2.28]. Выбор автоматических выключателей для групп потребителей представлен на рисунке Е.1.

Таблица 9 - Выбор выключателей на вводных и секционных ячейках 10 кВ

Условия выбора и проверки	Расчётные данные	Каталожные данные
		ВВ/TEL – 10
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 769,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I' \leq I_{\text{дин}}$	$I' = 3,622 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$
$I_y \leq i_{\text{дин}}$	$I_y = 9,224 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$
$I_{\text{пф}} \leq I_{\text{откл}}$	$I_{\text{пф}} = 3,622 \text{ кА}$	$I_{\text{н откл}} = 12,5 \text{ кА}$

К установке приняты вакуумные выключатели ВВ/TEL – 10

2.7 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения, трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам и требованиям [5]:

- по номинальному линейному напряжению;
- по рабочему току;

- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по полному сопротивлению вторичной нагрузки.

Подберем трансформаторы тока по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформаторов тока, зависит от полного сопротивления подключенных приборов Z_2 , Ом, к вторичной обмотке [2]:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k, \quad (29)$$

где $r_{\text{приб}}$ – полное сопротивление всех подключенных приборов.

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов и контрольных кабелей, Ом;

r_k – сопротивление переходных контактов, на практике принимается равным 0,05 Ом при количестве двух приборов и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Полное сопротивление приборов, подключенных к вторичной обмотке определено по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (30)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность приборов, ВА;

I_2 – номинальный ток вторичных приборов, А.

Длины соединительных проводников, для разных присоединений вторичных приборов, выбираются приблизительно согласно [17, п. 2.1.8]:

- все цепи КРУН-10 кВ. 40 – 60 метров;
- ячейки 10 кВ. к потребителям 4 – 6 метров;
- цепи ОРУ-35 кВ. 60 – 75 метров.

При проектировании подстанций указанные длины снижают на 15 – 20 %.

Для установки в ОРУ-35 кВ. предварительно принят трансформатор тока наружной установки типа ТОЛ - 35 - У2 класса точности 0,5 [6].

Данные трансформатора ТОЛ - 35 - У2 приведены в таблице 10 [7, с. 87]

Таблица 10 – Условия выбора трансформатора тока на стороне 35 кВ

Условия выбора и проверки	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{1, ном}$	$I_{max} = 219,942 \text{ А}$	$I_{1, ном} = 300 \text{ А}$
$I_y \leq i_{дин}$	$I_y = 11,07 \text{ кА}$	$I_{дин} = 69 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{тер}$	$B_K = 19,9318 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{тер} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2 ном}$	$Z_2 = 1,226 \text{ Ом}$	$Z_{2 ном} = 20 \text{ Ом}$

Контрольно – измерительные приборы, подключенные к трансформатору тока указаны в таблице 11.

Таблица 11 – Приборы подключенные к ТОЛ – 35

Приборы	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Ц33 – М1	1	1	1
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230.04	0,1	-	0,1
Итого		1,1	1	1,1

Для подключения приборов РЗиА вводных ячеек КРУН-10 кВ выбраны трансформаторы тока типа ТЛМ -10 - У3. 1000/5 [3].

Параметры трансформаторов указаны в таблице 12 [7, с. 63].

Таблица 12 – Условия выбора трансформатора тока на стороне 10 кВ

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{1, ном}$	$I_{max} = 753 \text{ А}$	$I_{1, ном} = 1000 \text{ А}$
$I_y \leq i_{дин}$	$I_y = 9,224 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{тер}$	$B_K = 13,447 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2 ном}$	$Z_2 = 0,595 \text{ Ом}$	$Z_{2 ном} = 0,6 \text{ Ом}$

Нагрузка на вторичной обмотке трансформаторов тока приведена в таблице 13

Таблица 13 – Вторичная нагрузка ТЛМ - 10 - У3

Приборы	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Ц33 –М1	-	1	-
Варметр	Д-350	5	-	5
Ваттметр	Д-350	5	-	5
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230.05	0,1	-	0,1
Итого		10,1	1	10,1

Все условия проверки выбора трансформаторов выполнены [7].

В ячейках отходящих фидеров КРУН-10кВ. выбраны трансформаторы тока типа ТЛМ-10-У3.150/5.

Параметры трансформаторов указаны в таблице 14 [7, с. 50].

Таблица 14 – Выбор трансформатора тока в КРУН-10кВ

Условия выбора	Расчётные параметры цепи	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{1, ном}$	$I_{max} = 129 \text{ А}$	$I_{1, ном} = 150 \text{ А}$
$I_y \leq I_{н, дин}$	$I_y = 9,224 \text{ кА}$	$I_{н, дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 13,447 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2,ном}$	$Z_2 = 0,185 \text{ Ом}$	$Z_{2,ном} = 0,6 \text{ Ом}$

Нагрузка на вторичной обмотке трансформаторов приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Приборы, подключенные к трансформаторам тока

Приборы	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Ц33 – М1	1	1	1
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230.04	0,1	-	0,1
Итого		1,1	1	1,1

Трансформаторы напряжения утанавливаются на стороне высокого напряжения для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения и снижения вторичного напряжения до стандартного значения 100 В [8].

Выбор трансформаторов напряжения произведен по следующим параметрам [24]:

- по напряжению установки, В;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

На стороне 35 кВ выбран трансформатор напряжения типа НАМИ-35-УХЛ 1. Номинальные параметры трансформаторов взяты из справочной таблицы [25]:

- номинальное напряжение на высокой стороне $U_{ном} = 35000$ В;
- номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{ном} = 100$ В;
- номинальная мощность трансформатора $S_{ном} = 360$ ВА.

Условия выбора измерительного трансформатора:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}, \quad (31)$$

$$S_{ном} \geq S_{2У}, \quad (32)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2У}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, ВА.

$$U_{сет} = 35 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 35 \text{ кВ},$$

$$S_{2У} = 55 \text{ ВА} \leq S_{ном} = 360 \text{ ВА}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка НАМИ - 35 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Кол-во х потребляемую мощность обмотки, В·А	
			Тока	Напряжения
Вольтметр	Ц33 – М1	1	-	2×1
Вольтметр регистрирующий	Н3093	1	-	2×12
Ваттметр	Д-350	1	2×5	2×5
Варметр	Д-350	1	2×5	2×5
Счетчик активной и реактивной энергии	ION 8500	1	2×0,015	2×4
Итого:		10	20,3	54

Проверяем условие: $54 \text{ ВА} < 150 \text{ ВА}$.

Все условия проверки выполнены [23].

Для установки в ячейках КРУН-10 кВ. выбраны трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-УХЛ2 [1].

Технические данные взяты из справочной таблицы 17 [7, с. 89]:

- номинальное напряжение первичной обмотки $U_{ном} = 10000 \text{ В}$;
- номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{ном} = 100 \text{ В}$;
- номинальная мощность $S_{ном} = 300 \text{ ВА}$.

Условия выбора измерительного трансформатора:

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ},$$

$$S_{2У} = 55 \text{ ВА} \leq S_{2Н} = 300 \text{ ВА}.$$

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТН 10 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Кол-во х потребляемую мощность обмотки, В·А	
			Тока	Напряжения
1	2	3	4	5
Вольтметр	Ц33 – М1	1	-	1×1
Вольтметр регистрирующий	Н3093	1	-	1×12
Ваттметр	Д-350	1	1×5	1×5
Варметр	Д-350	1	1×5	1×5
Счетчик активной и реактивной энергии*	ION 8500	11	10×0,015	10×4
Итого:		15	10,15	63
Примечание: * – может использоваться как аварийный осциллограф.				

Проверяется условие: $63\text{BA} < 120\text{BA}$.

Все условия проверки выполнены.

2.8 Устройство молниезащиты подстанции

Комплекс предложенных мероприятий по молниезащите включает в себя защиту от прямых ударов молний, вторичных её проявлений и заноса высоких потенциалов, защиту от набегающих грозовых волн (для КТП).

При выборе молниезащиты учитывались следующие факторы:

- назначение объекта;
- классификация;
- среднегодовая продолжительность гроз;
- удельная плотность ударов в землю в год.

Район расположения проектируемой подстанции ПС 35/10 кВ характеризуется следующей грозовой активностью:

- среднегодовая продолжительность гроз - 40-60 часов;
- среднегодовое число ударов молний на 1 километр поверхности четыре – пять ударов.

От перенапряжений в линиях предусмотрена защита силового оборудования ограничителями перенапряжений (ОПН).

Комплекты ОПН установлены на спусках к силовым трансформаторам, на присоединениях высоковольтных кабельных линий, на вводах распределительного устройства.

Выбраны к установке следующие ограничители перенапряжения:

- на напряжение 35 кВ: ОПН-35/37-10 (I) УХЛ1;
- на напряжение 10 кВ: ОПН-10/12,5–10 (I) УХЛ1.

Защита территории ОРУ и силовых трансформаторов подстанции от прямых ударов молний, выполнена при помощи стержневых молниеотводов. Количество и высота стержневых молниеотводов выбраны согласно зоны покрытия защищаемой территории и указаны в расчётной схеме (рисунок 4).

M1, M2- молниеотводы
 $h=18\text{m}$ -высота молниеотвода
 $h \geq (rx + 1.63hx) / 1.5$
 $Rx=13,9\text{m}$
 $hx=4,5\text{m}$ -высота ОРУ-35кВ
 $h \geq 14,1\text{m}$

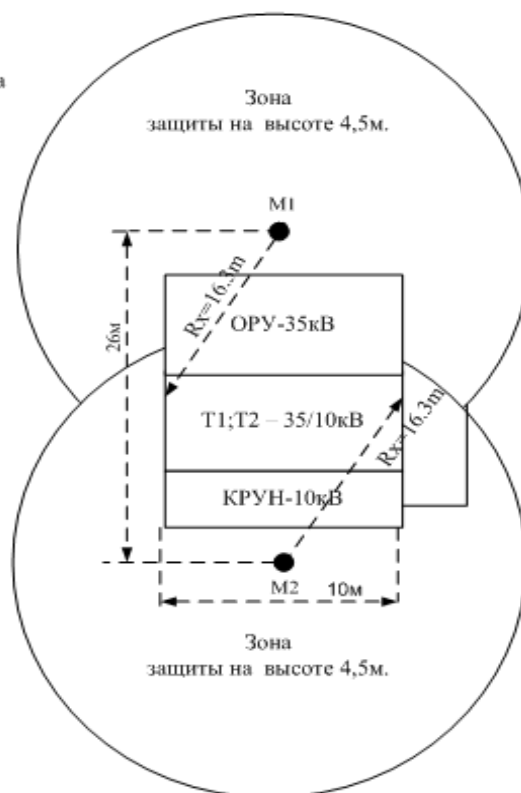


Рисунок 4 – Схема молниезащиты подстанции

Полная однолинейная электрическая схема электроснабжающей подстанции ПС 35/10 кВ с выбранным силовым оборудованием и отходящими фидерами показана на рисунке Б.1.

2.9 Расчёт и выбор оборудования объектов ДНГ

Проектирование электроснабжения и выбор параметров электрооборудования выполняется в следующей последовательности:

- электроснабжение производственных объектов осуществляется от установленных КТП или ТСН (см. таблицу 7);
- коммутационное электрооборудование и станции управления насосами распределяются по пунктам питания (НКУ);
- выбирается схема и способ прокладки кабельных линий, учитывающий характер производственной среды и условия возможных мест прокладки кабелей;
- определяются расчетные электрические нагрузки потребителей;
- производится выбор марки и сечений кабелей согласно расчётных данных и условий выбора;
- производится выбор аппаратов защиты и управления согласно расчётных данных и условий выбора;
- после выбора защитные аппараты проверяются по условию селективности защит при токах короткого замыкания.

После проведения всех расчётов и выбора оборудования, полученные данные заносятся в таблицы, с указанием типа и параметров выбранного для установки электрооборудования.

Рассмотрим условия выбора электрооборудования, а также примеры расчётов их параметров

2.9.1 Условие выбора кабелей

При выборе сечения и материала проводников и кабелей необходимо знать номинальный ток нагрузки, $I_{ном}$, А.

$$I_{ном} = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n \cos \eta}, \quad (33)$$

где $\cos \varphi = 0,85$,

$\eta = 1$ [23, с. 28].

Соблюдать условие теплового нагрева проводников.

$$I_p = I_{дл} \leq I_{доп}, \quad (34)$$

где I_p – расчётный ток нагрузки, А;

$I_{дл}$ – длительный рабочий ток потребителя, А;

$I_{доп}$ – расчётный длительно допустимый ток для проводников и кабелей, А.

Выбранное сечение проверить по допустимой потере напряжения [8, с. 74].

$$\Delta U, \% = \frac{\sqrt{3(R \cos \varphi + X \sin \varphi) l I_p} \times 100}{U_{ном}}, \quad (35)$$

где ΔU – потеря напряжения в 3-х фазных сетях, выраженная в процентах;

I_p – расчётный ток, А;

l – длина кабельной линии, м;

R – активное сопротивление кабельной линии, справочно [8, с. 63];

X – индуктивное сопротивление, принимаем 0,06-0,08 Ом/км [8, с. 66].

2.9.2 Условия выбора плавких предохранителей

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя $I_{вс}$, А, должен соответствовать следующим условиям:

$$I_{вс} \geq I_{дл} = I_{ном}, \quad (36)$$

$$I_{вс} \geq \frac{I_{кз}}{\alpha} \quad (\text{для электродвигателей}), \quad (37)$$

где $I_{ном}$ – номинальный (длительно протекающий) ток ЭП, А;

$I_{кр}$ – критический или пусковой ток электродвигателя, А;
 $\alpha = 2,5$ – коэффициент, характеризующий условия пуска двигателя
[26, с. 41],

$$I_{кр} = I_{пуск} = K_n \cdot I_{ном}, \quad (38)$$

где $K_n = 5,5$ - кратность пускового тока [26, с. 41].

Номинальный ток плавкой вставки можно принимать равным току, длительно допустимому для кабеля, по которому осуществляется электропитание или выбирают из соотношения:

$$I_{вс} \geq 1,2 I_{ном}, \quad (39)$$

где $I_{ном}$ – номинальный рабочий ток потребителя, А.

2.9.3 Выбор автоматических выключателей

Все электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, по возможности с наименьшим временем отключения и обеспечением селективности последовательных включённых аппаратов защиты. Защита должна обеспечивать отключение аварийного участка линии при КЗ в конце линии.

Номинальный ток автомата $I_{ном.р}$, А, должен соответствовать максимальному рабочему току нагрузки, I_p , А:

$$I_{ном.р} \geq I_p, \quad (40)$$

Ток расцепителя выбирается с учетом пусковых токов и кратковременных перегрузок:

$$I_{пер} = 1,4 \cdot I_p, \quad (41)$$

Токи срабатывания последовательно включенных автоматов при действии токов К.З. должны иметь селективность, чтобы при нарушении нормального режима работы отключался только поврежденный участок.

$$I_{к.з.} \geq 1,25 \cdot I_{пик}, \quad (42)$$

где $I_{пик}$ – пиковый пусковой ток электродвигателя, А.

Согласно формул, приведённых выше проводятся расчёты и выбор электрооборудования на каждом из объектов месторождения.

2.10 Электроснабжение объектов ДНГ

Электроснабжение БКНС.

БКНС – кустовая насосная станция, служит для перекачки нефтесодержащей жидкости от кустовых скважин в пункт сбора нефти.

Электроснабжение технологического оборудования БКНС производится от двух трансформаторов мощностью 400 кВА (см.таблицу 7).

Коммутационные аппараты и станции управления насосами располагаются в помещении НКУ на расстоянии более 25 метров от технологического оборудования согласно требований взрывобезопасности для объектов класса I-B [18, п. 3.5.3.9, с. 105] (рисунок В.1).

Способ прокладки кабельных линий в лотках по кабельным эстакадам представлен в приложении Г.

Освещение и молниезащита взрывоопасного объекта организована двумя осветительными мачтами со светильниками ЖДУ-1000.

Расчёт параметров оборудования для насосов ЦНС №1; 2.

Расчетная нагрузка $P_p = 200$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 200 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 380,2 \text{ A.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пук}} = I_p \cdot 5,5 = 380,2 \cdot 5,5 = 2091,1 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и стандартное сечение кабеля. Принимаем 2 х ВВГ 4 х95мм², I_{ном} = 440 А [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии l = 37 метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (0,16 + 0,03) \cdot 380,2 \cdot 0,037 \cdot 100}{380} = 1,21 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4кВ. Принимаем ВА 88-35, (450А) [26 с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 88-35, (400А) [26 с. 52] (42).

Расчёт параметров оборудования для подпорных насосов № 3, 4.

Расчетная нагрузка P_p = 40 кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 40 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 76,0 \text{ A.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пук}} = I_p \cdot 5,5 = 76 \cdot 5,5 = 418 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и стандартное сечение кабеля. Принимаем ВВГ 4×25мм², I_{ном} = 95 А [8, с.74] (34).

Длина кабельной линии $l = 40$ метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (0,72 + 0,03) \cdot 76 \cdot 0,04 \cdot 100}{380} = 0,83 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА 57-35, (100 А) [26 с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 57-35, (80 А) [26, с. 52] (42).

Расчёт параметров оборудования для дренажных насосов №5, 6.

Расчетная нагрузка $P_p = 18,5$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 18,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 35,2 \text{ А.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{пик} = I_p \cdot 5,5 = 35,2 \cdot 5,5 = 193 \text{ А.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и стандартное сечение кабеля. Принимаем ВВГ $4 \times 10 \text{ мм}^2$, $I_{ном} = 55$ А [8. с. 74] (34).

Длина кабельной линии $l = 51$ метр

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (1,8 + 0,03) \cdot 32,5 \cdot 0,051 \cdot 100}{380} = 1,16 \%$$

По длительно допустимому току кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4кВ. Принимаем ВА 57-35, (50 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления . Принимаем ВА 88-35, (40 А) [26, с. 52] (42).

Электрооборудование остальных потребителей определяется в той же последовательности. Выбранная марка и сечения кабелей указаны в таблице Д.1 приложения Д, тип и номинальный ток защитных автоматов указаны в таблице Е.1 приложения Е.

Электроснабжение ДНС.

ДНС является наиболее ответственным и энергоёмким объектом на месторождении, от бесперебойной работы которого полностью зависит работа всего технологического цикла. Поэтому к системе энергоснабжения ДНС (приложение Ж) предъявляются более высокие требования, которые учтены при проектировании, при выборе схем и оборудования (рисунок Ж.1).

Система электроснабжения оборудования ДНС, показанная на рисунке И.1, осуществляется от двух ТСН мощностью – 400 кВА (см. таблицу 7), это обеспечивает требуемую степень надежности питания потребителей и требуемую по технологическим условиям гибкость сети.

Коммутационные аппараты и станции управления насосами располагаются в помещении НКУ на расстоянии более 25 метров от технологического оборудования согласно требований взрывобезопасности для объектов класса I-B [18, п. 3.5.3.9, с. 105].

Способ прокладки кабельных линий в лотках по кабельным эстакадам иллюстрируется рисунком К.1.

Освещение и молниезащита организована двумя осветительными мачтами со светильниками ЖДУ-1000.

Расчёт параметров оборудования для насосов ЦНС -105 № 4, 5.

Расчетная нагрузка $P_p = 75$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 75 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 142,6 \text{ А.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot 5,5 = 142,6 \cdot 5,5 = 784,3 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ 4×70мм², I_{ном} = 180 А [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии l = 52 метра.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (0,25 + 0,03) \cdot 142,6 \cdot 0,052 \cdot 100}{380} = 0,81 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35 (200 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 88-35, (150 А) [26, с. 52] (42).

Расчёт параметров оборудования для насосов ЭЦВ № 6, 7, 8.

Расчетная нагрузка P_p = 100 кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 178,9 \text{ A.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot 5,5 = 178,9 \cdot 5,5 = 984,3 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ 4 х95 мм², I_{ном} = 220 А [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии l = 88 метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (0,16 + 0,03) \cdot 142,6 \cdot 0,088 \cdot 100}{380} = 1,37 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35, (250 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 57-35, (200 А) [26, с. 52] (42).

Расчёт параметров оборудования для дренажных насосов № 9, 10.

Расчетная нагрузка $P_p=18,5$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 18,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 35,2 \text{ А.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{пуск} = I_p \cdot 5,5 = 35,2 \cdot 5,5 = 193 \text{ А.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и стандартное сечениекабеля. Принимаем ВВГ 4 x10мм², $I_{ном} = 55$ А [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии $l = 93$ метра.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (1,8 + 0,03) \cdot 32,5 \cdot 0,09 \cdot 100}{380} = 2,13 \%$$

По длительно допустимому току кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА 57-35, (63 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 57-35, (40 А) [26, с. 52] (42).

Электрооборудование остальных потребителей ДНС определяется в той же последовательности и заносится на рисунок Г.1 приложения Г и рисунок Е.1 приложения Е.

Электроснабжение ГКС.

Система электроснабжения оборудования газокomppressorной станции (ГКС) осуществляется от двухтрансформаторной КТП мощностью – 2×160 кВА (см. таблицу 7), для обеспечения надежности питания потребителей и бесперебойного электроснабжения при выводе оборудования в ремонт, предусмотрено секционирование на шинах 0,4 кВ. Станции управления компрессорами располагаются в помещении НКУ на расстоянии более 25 метров от технологического оборудования согласно требований взрывобезопасности для объектов класса I-B [18, п.3.5.3.9, с. 105] (рисунок 5).

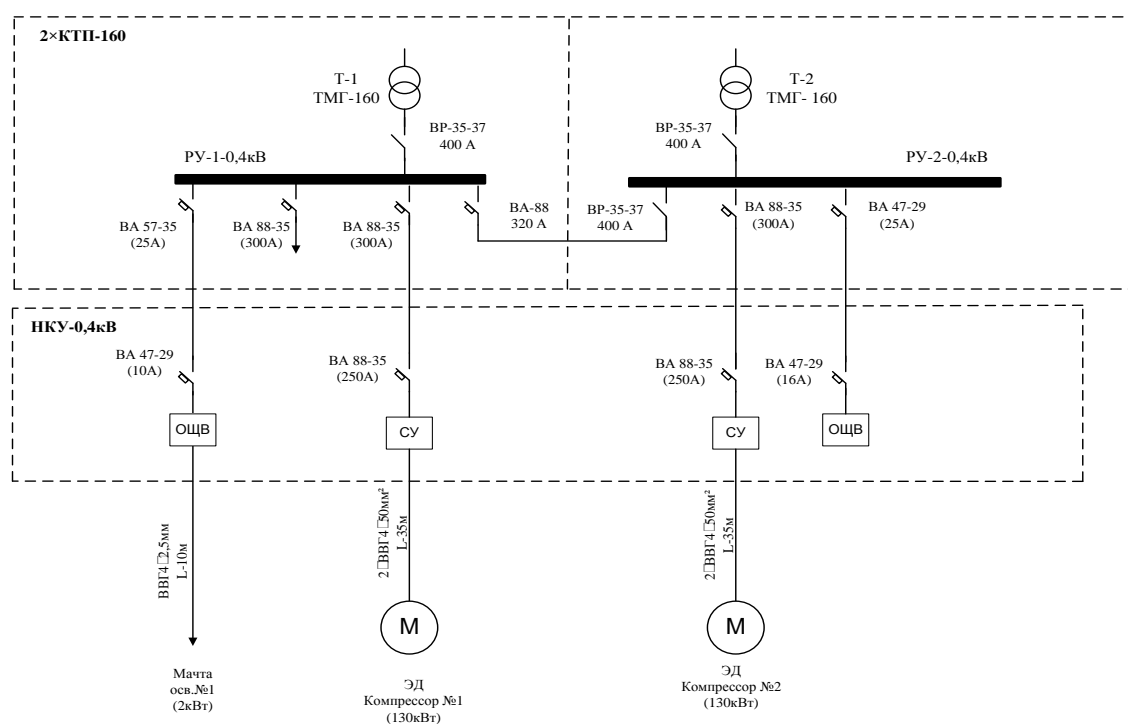


Рисунок 5 – Схема электроснабжения ГКС

Способ прокладки кабельных линий в лотках по кабельным эстакадам.

Освещение и молниезащита организована осветительной мачтой со светильниками ЖДУ-1000 [3].

Расчёт параметров оборудования для компрессоров № 1, 2.

Расчетная нагрузка $P_p = 130$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 130 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 235,6 \text{ A.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot 5,5 = 235,6 \cdot 5,5 = 1279,5 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ 4×50мм², $I_{\text{ном}} = 290$ А [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии $l = 35$ метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (0,18 + 0,03) \cdot 235,6 \cdot 0,035 \cdot 100}{380} = 0,72 \%$$

По длительно допустимому току кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35, (300 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 88-35, (250 А) [26, с.52] (42).

Электрооборудование остальных потребителей ГКС определяется в той же последовательности и заносится в таблицы приложения Д и Е.

Электроснабжение водозаборной станции.

Водозаборная станция состоит из двух отдельных артезианских скважин, оборудованных погружными насосами ЭЦВ и запитанных от двухтрансформаторной КТП мощностью – 2×100 кВА (см. таблицу 7), для

обеспечения надежности питания потребителей и бесперебойного электроснабжения при выводе оборудования в ремонт, предусмотрено секционирование на шинах 0,4 кВ (рисунок 6).

Аппараты управления насосами и щитки освещения расположены в технологическом помещении. Способ прокладки кабельных линий в лотках по кабельным эстакадам [10].

Расчёт параметров оборудования для насосов ЭЦВ № 1, 2.

Расчетная нагрузка $P_p = 75$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 75 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 142,6 \text{ A.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot 5,5 = 142,6 \cdot 5,5 = 784,3 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ 4×50 мм², $I_{\text{ном}} = 145$ А [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии $l = 30$ метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (0,36 + 0,03) \cdot 142,6 \cdot 0,03 \cdot 100}{380} = 0,61 \text{ \%}.$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35, (200 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 57-35, (150 А) [26, с. 52] (42).

Выбранные марка и сечения кабелей указаны в таблице Д.1, тип и номинальный ток защитных автоматов указаны в таблице Е.1.

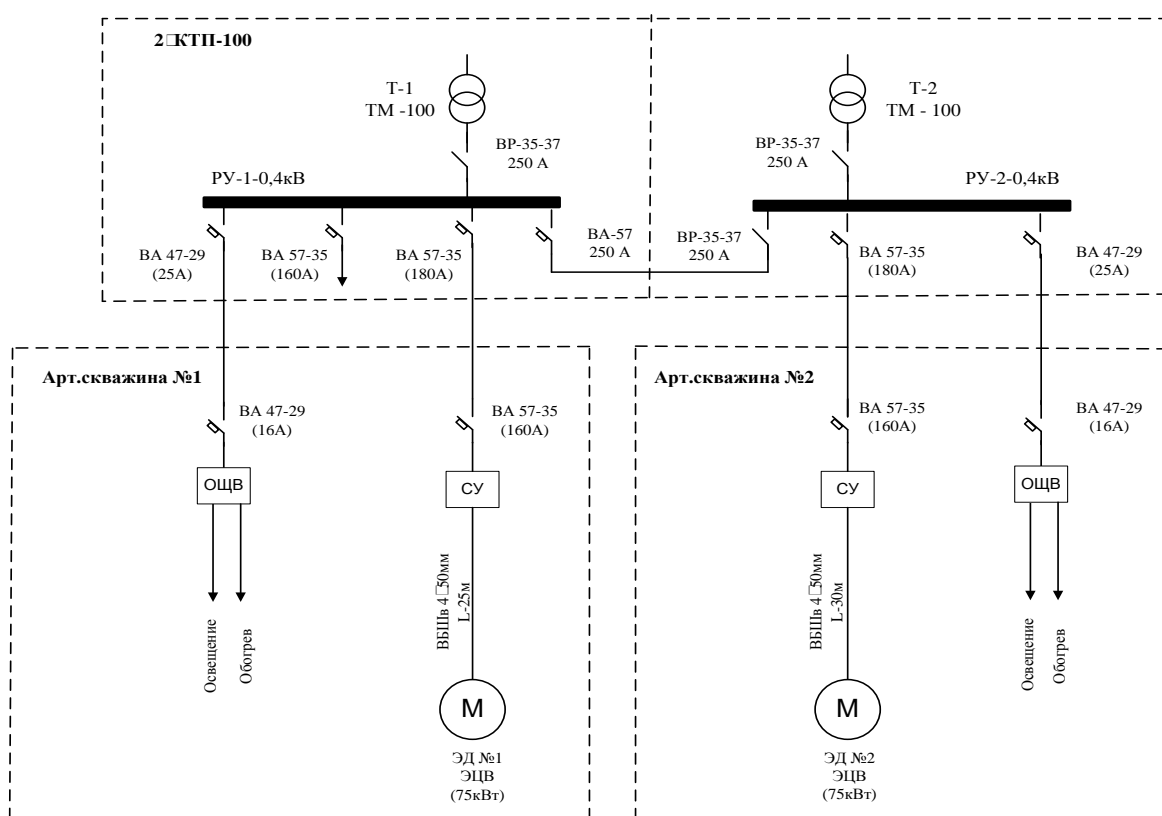


Рисунок 6 – Схема электроснабжения водозаборной станции

Электроснабжение кустовых площадок скважин.

Особенностью электроснабжения кустовых площадок является то, что потребители не привязаны к одному источнику питания, а распределены между несколькими КТП меньшей мощности (см.таблицу 7). Это позволит снизить простои технологического оборудования и потери, при ремонтах и отказах энергооборудования, а так же значительно уменьшится протяжённость кабельных линий. Расположение оборудования на кустовой площадке указано на рисунке Л.1 приложения Л.

Установки депарафинизации скважин (ПАДУ), станции управления погружными насосами (ШГС) и трансформаторы (ТМПН) располагаются на энергоплощадках на расстоянии более 25 метров от устья скважин согласно требований взрывобезопасности для объектов класса I-B [18, п.3.5.3.9,с. 105], как это показано на рисунке М.1.

Способ прокладки кабельных линий в лотках, по кабельным эстакадам.

Расчёт параметров оборудования для установок ЭЦН.

Расчетная нагрузка $P_p = 30$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 30 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 65,1 \text{ A.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пик}} = I_p \cdot 5,5 = 142,6 \cdot 5,5 = 358,0 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ 4×16 мм², $I_{\text{ном}} = 75$ А [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии $l = 40$ метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (1,12 + 0,03) \cdot 65,1 \cdot 0,04 \cdot 100}{380} = 0,84 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35, (80 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 57-35, (70 А) [26, с. 52] (42).

Расчёт параметров оборудования для станка-качалки СК-8.

Расчетная нагрузка $P_p = 22$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 22 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 39,3 \text{ A.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot 5,5 = 142,6 \cdot 5,5 = 117,9 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ $4 \times 10 \text{ мм}^2$, $I_{\text{ном}} = 55 \text{ A}$ [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии $l = 40$ метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (1,8 + 0,03) \cdot 39,3 \cdot 0,04 \cdot 100}{380} = 1,06 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35, (63 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 57-35, (40 А) [26, с. 52] (42).

Расчёт параметров оборудования для нагнетательных установок ППД – 1, 3.

Расчетная нагрузка $P_p = 60 \text{ кВА}$.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 60 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85) = 121,6 \text{ A.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot 5,5 = 142,6 \cdot 5,5 = 668,8 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ $4 \times 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{ном}} = 145 \text{ A}$ [8] (34).

Длина кабельной линии $l = 40$ метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (0,36 + 0,03) \cdot 121,6 \cdot 0,04 \cdot 100}{380} = 0,64 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35, (150 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 57-35, (120 А) [26] (42).

Расчёт параметров оборудования для нагнетательных установок ППД – 2.

Расчетная нагрузка $P_p = 80$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 80 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85) = 162,3 \text{ А.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot 5,5 = 162,3 \cdot 5,5 = 892,65 \text{ А.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ 4×70 мм², $I_{\text{ном}} = 180$ А [8] (34).

Длина кабельной линии $l = 40$ метров.

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (2.43) [8, с. 34]

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (0,25 + 0,03) \cdot 162,3 \cdot 0,04 \cdot 100}{380} = 0,65 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35, (200 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 57-35, (180 А). [26] (42).

Расчёт параметров оборудования для установок ПАДУ.

Расчетная нагрузка $P_p = 2,2$ кВА.

Расчетный ток (33):

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi) = 2,2 / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8) = 4,1 \text{ А.}$$

Пусковой ток (38):

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot 5,5 = 142,6 \cdot 5,5 = 23 \text{ A.}$$

По способу прокладки и длительному току выбираем марку и сечение кабеля. Принимаем ВВГ 4×2,5 мм², I_{ном} = 25 А [8, с. 74] (34).

Длина кабельной линии l = 20 метров

Расчетные потери напряжения определяем по формуле (35) [8, с. 34]:

$$\Delta U_p, \% = \frac{1,73 \cdot (5,8 + 0,03) \cdot 4,1 \cdot 0,02 \cdot 100}{380} = 0,31 \%$$

По длительно допустимому току защищаемой кабельной линии выбираем автомат в РУ-0,4 кВ. Принимаем ВА57-35, (25 А) [26, с. 52] (40).

По расчётному току электродвигателя выбираем автомат для станции управления. Принимаем ВА 47-29, (6 А) [26] (42).

Электрооборудование остальных потребителей определяется в той же последовательности. Выбранные марка и сечения кабелей указаны в таблице приложения Д, тип и номинальный ток защитных автоматов указаны в таблице приложения Е.

3 Экономическая часть

3.1 Концепция технико-экономического обоснования

Проектом предусмотрено электроснабжение нефтегазового месторождения на выделенном под строительство земельном участке.

Для строительства необходимо закупить материалы и оборудование:

- а) открытое распределительное устройство ОРУ-35 кВ в составе:
 - 1) разъединитель 35 кВ – 6 шт.,
 - 2) выключатель вакуумный – 2 шт.,
 - 3) ограничитель повышенного напряжения – 2 комплекта,
 - 4) шинный мост – 2 комплекта;
- б) трансформатор силовой двухобмоточный ТМ - 35/10 кВ, мощность 6,3 МВА – 2 шт.;
- в) комплектное распределительно устройство КРУН - 10 кВ в составе:
 - 1) ячейка ввода 10 кВ – 2 шт.,
 - 2) ячейка отходящей линии – 11 шт.,
 - 3) ячейка ПК-10 кВ – 2шт.,
 - 4) ячейка переходная – 1 шт.,
 - 5) ячейка глухого ввода – 2 шт.,
 - 6) мост шинный круглого сечения из токопровода –1 шт;
- г) ячейка ввода 10 кВ ($I_{ном}$ 3150 А) в комплекте с ближним вводом ШВ К-105;
- д) выкаткой элемент ВБЭК-10-20/1600 УХЛ2 с вакуумным выключателем ВЭТ-10/К-К-104-1600У3;
- е) шкаф ввода питания для шин управления и сигнализации по схеме ОГК.3503103;
- ж) кабельную продукцию;
- и) металлопрокат, метизы и дополнительные материалы.

Смета затрат включает в себя все расходы, так или иначе связанные с сооружением объекта.

К таковым относят:

$$CCЗ = Пз + Нр + Сп, \quad (43)$$

где $CCЗ$ – смета затрат на строительство;

$Пз$ – прямые затраты;

$Нр$ – накладные расходы;

$Сп$ – сметная прибыль.

Сметная стоимость строительных и монтажных работ (C_{CMP}) в основном состоит из прямых затрат ($ПЗ$), накладных расходов ($НР$) и сметной прибыли ($СП$):

$$C_{CMP} = ПЗ + НР + СП. \quad (44)$$

При разработке смет учитываются лимитированные и прочие затраты, а также некоторые налоги, в частности, НДС.

Прямые затраты непосредственно связаны с выполнением СМР. Их величина определяется прямым счетом и зависит от объемов работ.

Прямые затраты включают:

- стоимость строительных материалов, деталей и конструкций;
- затраты на основную заработную плату рабочих ($ЗП_C$);
- стоимость эксплуатации машин и механизмов ($ЭМ$).

$$ПЗ = М + ЗП_C + ЭМ. \quad (45)$$

В сметную стоимость материалов, деталей и конструкций входят затраты на их приобретение и доставку до строительной площадки.

Стоимость эксплуатации строительных машин и механизмов включает амортизационные отчисления, затраты на ремонт и перебазировку техники, стоимость горюче-смазочных материалов.

В статью «Основная заработная плата рабочих» включаются затраты на оплату труда рабочих, выполняющих монтаж, наладку и обслуживание оборудования.

Расходы по дополнительной заработной плате работников учитываются накладными расходами.

Накладные расходы предназначены для компенсации затрат, связанных с обеспечением общих условий обслуживания, организация и управление (административно-хозяйственные расходы и др.). Величина их определяется косвенным путем в процентах от фонда оплаты труда рабочих.

Прямые затраты и накладные расходы в сумме образуют сметную себестоимость работ:

$$CC = ПЗ + НР. \quad (46)$$

Сметная прибыль – это прибыль подрядной организации в составе цены строительной продукции, идущая в основном на развитие производственной базы подрядчика.

Для оценки инвестиционных проектов применяется показатель чистого дисконтированного дохода (ЧДД), позволяющий получить представление о будущих доходах.

Для отражения уменьшения абсолютной величины чистого дохода в результате снижения «ценности» денег используется коэффициент дисконтирования α :

$$\alpha = \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (47)$$

где E – норма дисконтирования (норма дисконта), 16%;

l – порядковый номер временного интервала получения дохода.

Расчёт ЧДД проекта произвести по формулам:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \mathcal{E}_t \cdot \alpha_t - \sum_{t=0}^T K_t \cdot \alpha_t, \quad (48)$$

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \text{ЧДД}_t = \sum_{t=0}^T (\mathcal{E}_t - K_t) \cdot \alpha_t \quad (49)$$

где \mathcal{E}_t – эффект от реализации проекта на t-м году расчёта;

α_t – коэффициент дисконтирования;

K_t – капитальные вложения в проект на t-м году расчёта;

t – номер временного интервала реализации проекта;

T – срок реализации проекта (срок инвестирования);

ЧДД_t – дисконтированный доход (интегральный эффект) на t-м году расчёта, равный разности дисконтированных поступлений (эффект) и дисконтированных вложений (капитальных и текущих) в проект в расчётном году

Дисконтированные поступления на t-м году расчёта:

$$\mathcal{E}_t \cdot \alpha_t = \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)^t}, \quad (50)$$

$$\mathcal{E}_t = \mathcal{E}_{\text{год}}. \quad (51)$$

Дисконтированные капитальные вложения на t-м году расчёта:

$$K_t \cdot \alpha_t = \frac{K_t}{(1+E)^t}, \quad (52)$$

$$K_t = KB. \quad (53)$$

Сменные затраты по проекту осуществляются на нулевом шаге инвестирования ($t=0$).

На новой ПС 35/10 кВ будет установлено современное оборудование, затраты на эксплуатацию которого минимальны, также предусматривается использование счетчиков ЕвроАльфа, позволяющих полностью автоматизировать систему учета электроэнергии. Вышеуказанные факторы позволяют снизить издержки на эксплуатацию до 14,6%.

Экономический эффект от внедрения нового оборудования вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_t = \frac{U_1 - U_2}{100} \cdot K \text{ тыс. руб.}, \quad (54)$$

где K – капиталовложения необходимые для реконструкции подстанции, тыс. руб.

$$\mathcal{E}_t = \frac{14,6}{100} \cdot 41109,244 = 6001,949 \text{ тыс. руб. в год.}$$

По данным таблицы 18 можно сделать вывод о том, что проект является эффективным для заданного уровня дисконта, т.к. ЧДД = 168,56 > 0.

Таблица 18 – Расчёт ЧДД, тыс. руб.

Год с начала проекта	Коэффициент дисконтирования, a	Дисконтированные кап. влож, $K_t a_t$	Дисконтированный эффект, $\mathcal{E}_t a_t$	Чистый дисконтированный доход, ЧДД	Чистый дисконтированный доход с начала инвестиций
1	2	3	4	5	6
0	1	41109,24	0	-41109,244	-41109,244
1	0,8621	0	6001,949	6001,949	-35107,295

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
2	0,7432	0	5174,2802	5174,280233	-29933,0148
3	0,6407	0	4460,6485	4460,648497	-25472,3663
4	0,5523	0	3845,4487	3845,448724	-21626,9175
5	0,4761	0	3314,8764	3314,876433	-18312,0411
6	0,4104	0	2857,5279	2857,527919	-15454,5132
7	0,3538	0	2463,1999	2463,19987	-12991,3133
8	0,305	0	2123,4896	2123,489556	-10867,8238
9	0,263	0	1830,5944	1830,594445	-9037,22932
10	0,2267	0	1578,5126	1578,512587	-7458,71674
11	0,1954	0	1360,6418	1360,641838	-6098,0749
12	0,1685	0	1172,7808	1172,780835	-4925,29406
13	0,1452	0	1011,3284	1011,328407	-3913,96566
14	0,1252	0	871,48299	871,4829948	-3042,48266
15	0,1079	0	751,44401	751,4440148	-2291,03865
16	0,093	0	647,6103	647,6102971	-1643,42835
17	0,0802	0	558,18126	558,181257	-1085,24709
18	0,0691	0	481,35631	481,3563098	-603,890784
19	0,0596	0	414,73468	414,7346759	-189,156108
20	0,0514	0	357,71616	357,7161604	168,5600526

Определение срока окупаемости $T_{ок}$ с точностью до месяца: $T_{ок} = 20$ лет $(168,5600526 / 414,7346759) \times 12$ мес. = 19 лет 7 мес. На основе данных таблицы 18 строим график (диаграмму) интегрального эффекта за весь период существования инвестиционного проекта рисунок 7.

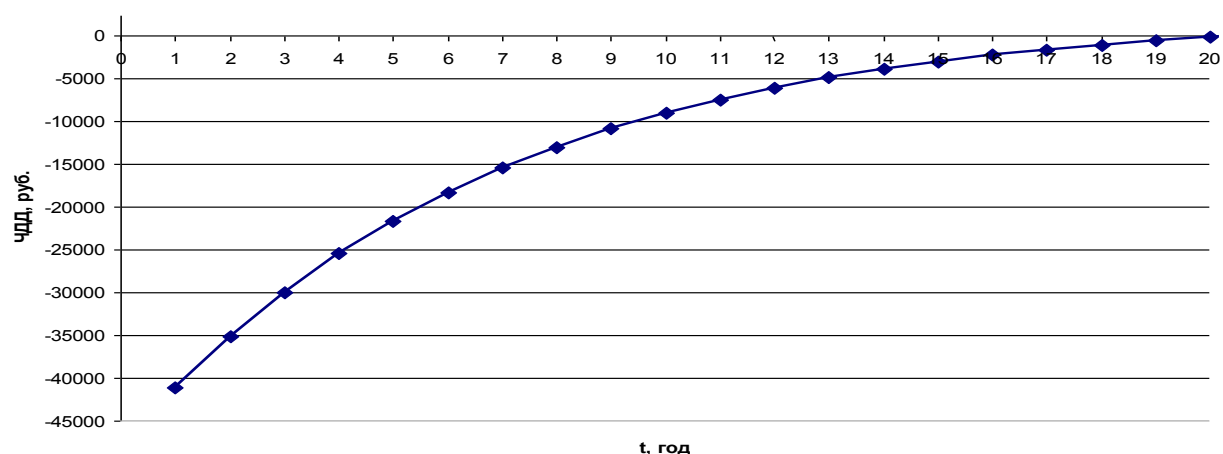


Рисунок 7 – Диаграмма чистого дисконтированного дохода за период существования инвестиционного проекта

Таким образом можно увидеть, что окупаемость проекта наступает на 20-й год инвестирования.

3.2. Охрана труда

В данной проектной разработке нефтегазового месторождения учитывались требования промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды на опасном производственном объекте (ОПО).

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, и сигнальные устройства к ним, установленные во взрывоопасных зонах выбираются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты в соответствии с Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности N 123-ФЗ, а вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

Эксплуатация электрооборудования при неисправной взрывозащите недопустима.

Этим же требованиям должны отвечать воздушные и кабельные линии. При проектировании и монтаже ВЛ следует учитывать что расстояние по горизонтали от крайнего провода воздушной линии электропередачи напряжением 10 кВ (при наибольшем его отклонении) до помещения насосной, бытовых и других сооружений должно быть не менее 2 м, а для воздушных линий напряжением до 1 кВ – не менее 1,5 м (в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 N 1).

Пересечение вертикальной плоскости, проходящей через крайние провода воздушных линий электропередачи, с растяжками вышек и мачт не разрешается.

Для безопасности людей все металлические (токопроводящие) части электроустановок заземлены, занулены в соответствии с требованиями ПУЭ-02, распределительные устройства КРУН-10 кВ. снабжены запорными

устройствами и блокировками исключающими возможность случайного включения электроустановки и отключения разъединителя под нагрузкой.

Для защиты нефтепромысловых объектов и технологический персонал от атмосферных явлений спроектирована молниезащита и защита от статического электричества в соответствии с техническими требованиями устройства молниезащиты [17. п 7.3].

В технологических помещениях с повышенной опасностью для защиты ремонтного и электротехнологического персонала от поражения электрическим током приняты дополнительные меры электробезопасности:

- заземление, зануление корпусов электрооборудования;
- применение двойной изоляции;
- применение светильников с пониженным напряжением. ОПО должны быть обеспечены переносными светильниками. Для питания переносных электрических светильников в помещениях с повышенной опасностью и в особо опасных помещениях должно применяться напряжение не выше 50 В, а при работах в особо неблагоприятных условиях и в наружных установках – не выше 12 В;
- применение устройств защитного отключения (УЗО);
- применение средств защиты (диэлектрические перчатки, коврики, боты, галоши, изолированный инструмент и т.п.).

Требования к электротехническому персоналу.

Монтаж, наладка и обслуживание силового и технологического электрооборудования на опасном производственном объекте должны выполняться персоналом прошедшим обучение, имеющим профессиональную подготовку и допущенным к проведению данного вида работ.

Заключение

В современных условиях, развитие нефтепромышленного комплекса является важной задачей для успешного развития экономики в целом. Поэтому тема электроснабжения месторождения нефти и газа является актуальной и может служить основой для разработки проектов по освоению нефтегазовых месторождений.

В данной выпускной квалификационной работе разработана система энергоснабжения для электрообеспечения объектов нефтедобывающего предприятия. При разработке проекта ставились задачи качественного, эффективного электроснабжения всего технологического цикла, особое внимание уделено разработке мероприятий и решений по обеспечению бесперебойной работы электрооборудования и снижению простоев в аварийных ситуациях и при проведении ремонтных работ.

Общее электроснабжение предприятия выполнено двух цепной воздушной линией на ж/б опорах. Оптимальное напряжение для ВЛ-35кВ.

На питающей подстанции предусмотрена установка двух трансформаторов мощностью 6,3 МВА, с возможностью секционирования по высокой и по низкой стороне.

Оборудование ОРУ-35 кВ рассчитано с учётом увеличения нагрузки в перспективе и возможностью установки двух трансформаторов мощностью 10 МВА.

Отходящие от КРУН-10 кВ фидера проходят по лесному массиву, по этому для снижения случаев замыкания на землю от соприкосновений с деревьями ВЛ-10 кВ выполнены проводом СИП-3 $1 \times 150 \text{ мм}^2$, по ж/б опорам типа СВ 110-4.

Схемы электроснабжение объектов ДНГ разработаны с учётом требований производственного цикла, особенностей работы технологического оборудования, а так же возможностью бесперебойного электроснабжения объектов в аварийных ситуациях.

На ответственных объектах предусмотрена установка двух силовых трансформаторов, мощность которых рассчитана для работы в нормальном и аварийном режимах. Для возможности ввода резерва, а так же вывода оборудования в ремонт без останова технологического процесса, предусмотрена возможность секционирования на шинах РУ-0,4 кВ.

На взрывоопасных объектах предусмотрена установка низковольтных комплектных устройств (НКУ), в которых расположены коммутационные аппараты и устройства защиты электрооборудования. НКУ расположены на безопасном от ОПО расстоянии, по этому нет необходимости применения в НКУ взрывозащищённого электрооборудования, это в свою очередь сильно упрощает схему управления оборудованием и техническую часть проекта.

Кабельные линии выполнены кабелями с медными жилами, способ прокладки кабельных линий на объектах ДНГ в лотках, по кабельным эстакадам. Данный способ прокладки кабелей имеет большие преимущества. Кабельные линии не мешают монтажу технологической обвязки и не пересекаются с подземными трубопроводами .

Для освещения опасных производственных объектов используются осветительные мачты, которые в свою очередь образуют систему молниезащиты этих объектов.

В целом данный проект электроснабжения объектов ДНГ отвечает всем требованиям безопасности на опасных производственных объектах, надежности и эффективности электроснабжения оборудования, экономичности предложенных решений.

Список используемых источников

1. Андреев А.А. Рентгеновское излучение в вакуумных выключателях // Вестник магистратуры. 2017. № 9 (72). С. 27-28.
2. Блок В. М. Электрические сети и системы. М.: Академия, 2015. 430 с.
3. Боровиков В. А., Косарев В. К., Ходот Г. А. Электрические сети и системы. М.: Академия, 2013. 392 с.
4. Васильев А. А., Крючков И. П., Наяшкова Е. Ф., Околович М. Н. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Академия, 2012. 576 с.
5. Гайсаров Р. В., Лисовская И. Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. Ч.: ЮУрГУ, 2002. 59 с.
6. Гуревич Ю. Е., Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. М.: Торус Пресс, 2015. 408 с.
7. Идельчик В. И. Электрические сети и системы. М.: Академия, 2016. 593 с.
8. Карбышев А. В., Обухов С. Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию. Т.: Томский политехнический университет, 2011. 248 с.
9. Карпов Ф. Ф. Выбор сечения проводов и кабелей. М.: Энергия, 2015. 154 с.
10. Кудрин Б. И. Электроснабжение. М.: Академия, 2012. 352с.
11. Куско А.И. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. М.: Додэка XXI, 2011. 334 с.
12. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. М.: Высшая школа, 1999. 123 с.
13. Межотраслевые правила охраны труда . М:ЭНЕРГОСЕРВИС,

2014. 182 с.

14. Минин Г. П. Реактивная мощность. М.: Энергия, 1978. 88 с.
15. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 2014. 608 с.
16. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35 - 750 кв. М.: Энергия, 2015. 135 с.
17. Поспелов Г. А., Федин В. Т. Проектирование электроэнергетических сетей и систем. Иваново: МЗЭТ ИЭК, 2013. 308 с.
18. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08 – 624-03 – С-П.: ООО «БиС», 2011. 288 с.
19. Сибикин Ю. Д., Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности. Книга 1. Оборудование систем электроснабжения. Учебник. М.: ИП РадиоСофт, 2015. 352 с.
20. Свириденко Э. А., Основы электротехники и электроснабжения. М.: Техноперспектива, 2016. 436 с.
21. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д. Л. Файбисовича. М.: ЭНАС, 2014. 376 с.
22. Справочник по проектированию электроэнергетических систем под редакцией Рокотояна С. С. и Шапиро И. М. М.: Академия, 2014. 352 с.
23. Фролов Ю. М., Основы электроснабжения. М.: Лань, 2012. 480 с.
24. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения. М.: Форум, Инфра-М, 2013. 128 с.
25. Шеховцов В. П., Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: Форум, Инфра-М, 2010. 216 с.
26. Шеховцов В. П., Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра-М, 2014. 136

Приложение А

Генеральный план месторождения

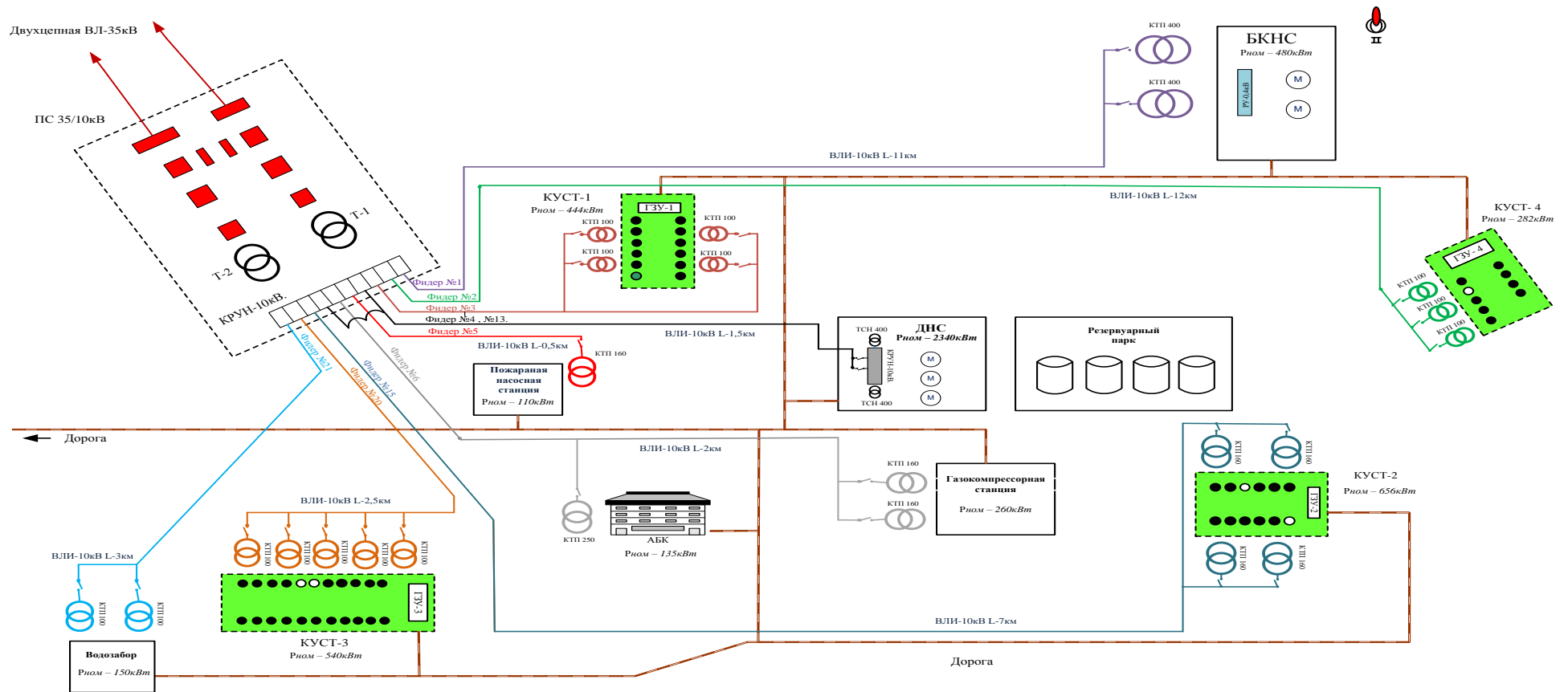


Рисунок А.1 – Генеральный план месторождения

Приложение Б

Однолинейная схема подстанции

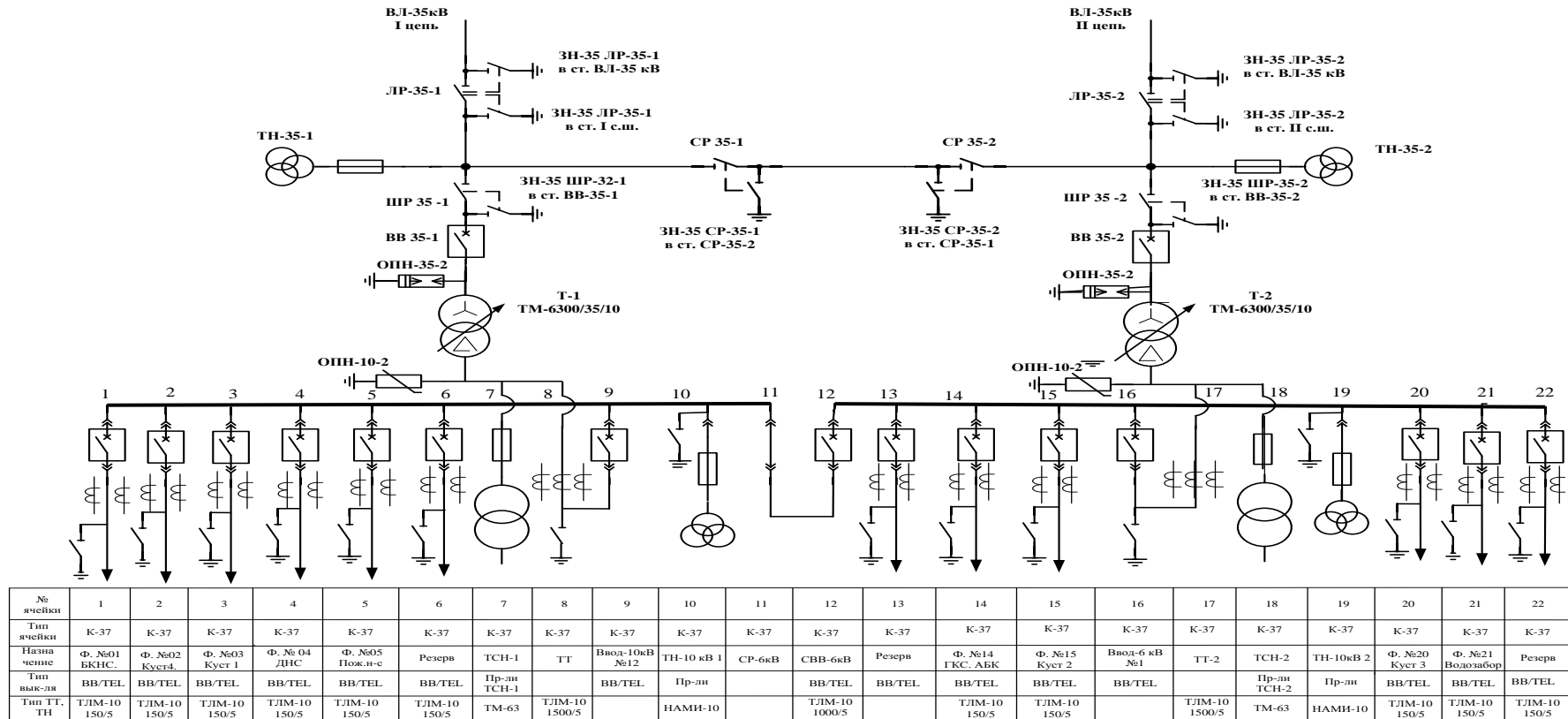


Рисунок Б.1 – Однолинейная схема подстанции

Приложение В

Схема электроснабжения БКНС

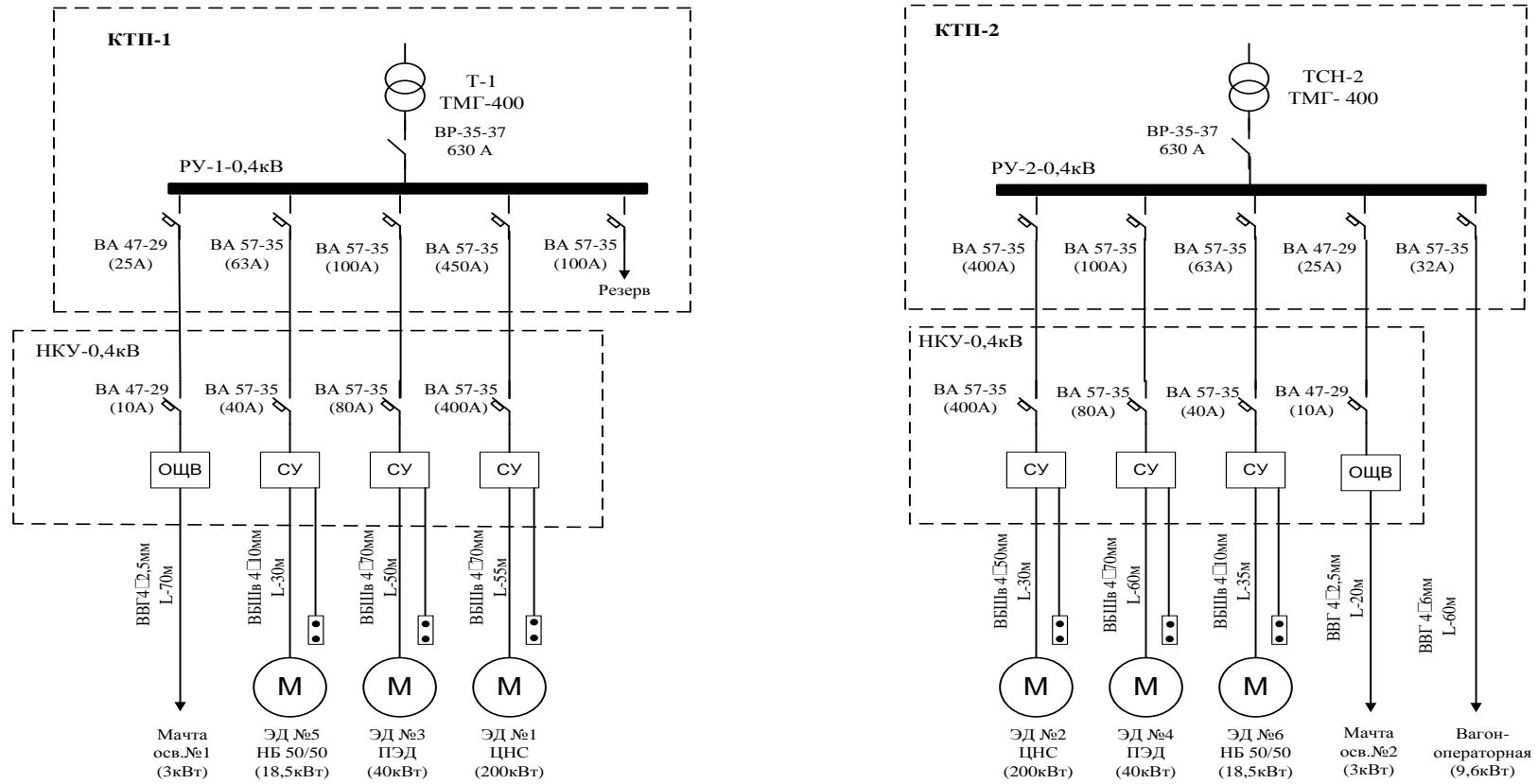


Рисунок В.1 – Схема электроснабжения БКНС

Приложение Г

Схема прокладки кабельных линий БКНС

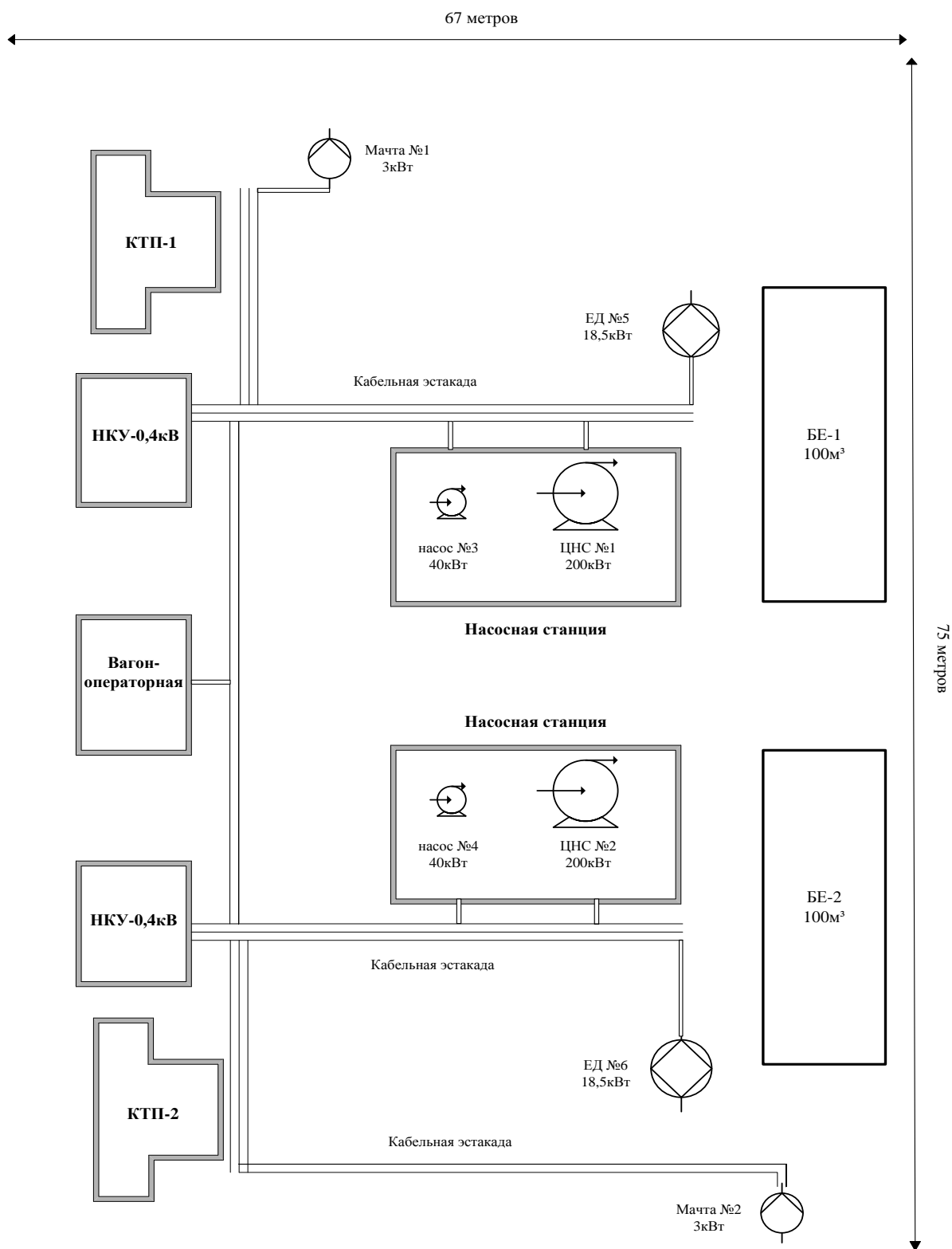


Рисунок Г.1 – Схема прокладки кабельных линий БКНС

Приложение Д
Выбор марки и сечения кабелей

Таблица Д.1 – Выбор марки и сечения кабелей

Наименование потребителей	Р _{ном.} , кВт	I _{ном.} , А	Марка кабеля, сечение жил	I _{доп.} , А	Длина, М	ΔU, %
Оборудование БКНС						
Насос перекачки №1	200	380,2	2 хВВГ 4×95мм ²	440	30	0,9
Насос перекачки №2	200	380,2	2 хВВГ 4×95мм ²	440	37	1,21
Подпорный насос №3	40	76,0	ВВГ 4×25мм ²	95	33	0,68
Подпорный насос №4	40	76,0	ВВГ 4×25мм ²	95	40	0,83
Дренажный насос №5	18,5	35,2	ВВГ 4×10мм ²	55	46	1,05
Дренажный насос №6	18,5	35,2	ВВГ 4×10мм ²	55	51	1,16
Мачта осветительная №1	3,0	5,7	ВВГ 4×2,5мм ²	25	18	0,26
Мачта осветительная №2	3,0	5,7	ВВГ 4×2,5мм ²	25	54	0,78
Операторная	9,6	14,6	ВВГ 4×4мм ²	35	22	0,51
Оборудование ДНС						
Насос ЦНС-180 №1	630	42,8	ВВГ-6 4×35мм ²	120	32	-
Насос ЦНС-180 №2	630	42,8	ВВГ-6 4×35мм ²	120	37	-
Насос ЦНС-180 №3	630	42,8	ВВГ-6 4×35мм ²	120	43	-
Насос перекачки №4	75	142,6	ВБШв 4×70мм ²	180	46	0,72
Насос перекачки №5	75	142,6	ВБШв 4×70мм ²	180	52	0,81
Насос ЭЦВ №6	100	178,9	ВБШв 4×95мм ²	220	79	1,21
Насос ЭЦВ №7	100	178,9	ВБШв 4×95мм ²	220	85	1,31
Насос ЭЦВ №8	100	178,9	ВБШв 4×95мм ²	220	88	1,37
Дренажный насос №9	18,5	35,2	ВБШв 4×10мм ²	55	41	0,93
Дренажный насос №10	18,5	35,2	ВБШв 4×10мм ²	55	93	2,13
Мачта осветительная №1	9	17,1	ВВГ 4×2,5мм ²	25	12	0,52
Мачта осветительная №2	6	12,1	ВВГ 4×2,5мм ²	25	95	2,91
Операторная	12,8	19,4	ВВГ 4×4мм ²	35	18	0,55
Оборудование ГКС						
Компрессор №1	130	235,6	2 хВВГ 4×50мм ²	29	33	0,68
Компрессор №2	130	235,6	2 хВВГ 4×50мм ²	290	35	0,72
Мачта осветительная	2,0	4,3	ВВГ 4×2,5мм ²	25	10	0,11
ОЦВ	10,3	15,6	ВВГ 4×4мм ²	35	7	0,46
Оборудование водозаборной станции						
Насос ЭЦВ №1	75	135,2	ВБШв 4×50мм ²	145	30	0,61
Насос ЭЦВ №2	75	135,2	ВБШв 4×50мм ²	145	25	0,52
ОЦВ №1	4,2	6,5	ВВГ 4×2,5мм ²	25	14	0,24
ОЦВ №2	4,2	6,5	ВВГ 4×2,5мм ²	25	15	0,25
Оборудование пожарной насосной станции						
Пож.насос №1	55	104,5	ВБШв 4×50мм ²	145	32	0,50
Пож.насос №2	55	104,5	ВБШв 4×50мм ²	145	37	0,58
ОЦВ №1	7,2	11,5	ВВГ 4×2,5мм ²	25	43	1,31
Оборудование кустовых площадок скважин						
Установка УЭЦН-30	30	65,1	ВВГ 4×16мм ²	75	30	0,84
Установка УЭЦН-28	28	56,7	ВВГ 4×16мм ²	75	30	0,73
Станок-качалка	22	39,3	ВВГ 4×10мм ²	55	40	1,06
Нагнетательные насосы ППД 1;3	60	121,6	ВВГ 4×50мм ²	145	35	0,64
Нагнетательные насосы ППД 2	80	162,2	ВВГ 4×70мм ²	180	35	0,65
Установка ПАДУ	2,2	4,1	ВВГ 4×2,5мм ²	25	28	0,30

Приложение Е

Выбор автоматических выключателей для групп потребителей

Таблица Е.1 – Выбор автоматических выключателей для групп потребителей

Типы оборудования	P _{ном} кВт	Длительный допустимый ток выбранной кабельной линии, А.	Тип и номинальный ток выключателя в РУ-0,4кВ.		Номинальный ток нагрузки А.	Тип и номинальный ток выключателя в НКУ и СУА.	
				А.			
Насосы перекачки	200	440	ВА 88-35	450	380,2	ВА 88-35	400
Подпорные насосы	40	95	ВА 57-35	100	76	ВА 57-35	80
Дренажные насосы	18,5	55	ВА 57-35	63	35,2	АЕ-2047	40
Насосы перекачки	75	180	ВА 57-35	180	142,6	ВА 57-35	160
Насосы ЭЦВ	100	220	ВА 57-35	200	178,9	ВА 57-35	180
Компрессора	130	290	ВА 88-35	300	235,6	ВА 88-35	250
Насосы ЭЦВ	75	180	ВА 57-35	180	135,2	ВА 57-35	160
Пож.насосы	55	145	ВА 57-35	140	104,5	ВА 57-35	120
Установка УЭЦН-30	30	75	ВА 57-35	75	65,1	ВА 57-35	70
Установка УЭЦН-28	28	75	ВА 57-35	75	56,7	ВА 57-35	70
Станок-качалка	22	55	ВА 57-35	63	39,3	АЕ-2047	40
Нагнетательные насосы ППД	60	145	ВА 57-35	150	121,6	ВА 57-35	120
Нагнетательные насосы ППД	80	180	ВА 57-35	200	162	ВА 57-35	180
Установка ПАДУ	2,2	25	ВА 57-35	25	4,1	ВА 47-29	6
Мачта осветительная	9	25	ВА 47-29	25	17,1	ВА 47-29	20
Мачта осветительная	6	25	ВА 47-29	25	17,1	ВА 47-29	16
Мачта осветительная	3	25	ВА 47-29	25	17,1	ВА 47-29	10
Операторная	12,8	35	ВА 57-35	32	19,4	ВА 47-29	25
Операторная	9,6	35	ВА 57-35	32	19,4	ВА 47-29	25

Приложение Ж

Схема энергоснабжения ДНС

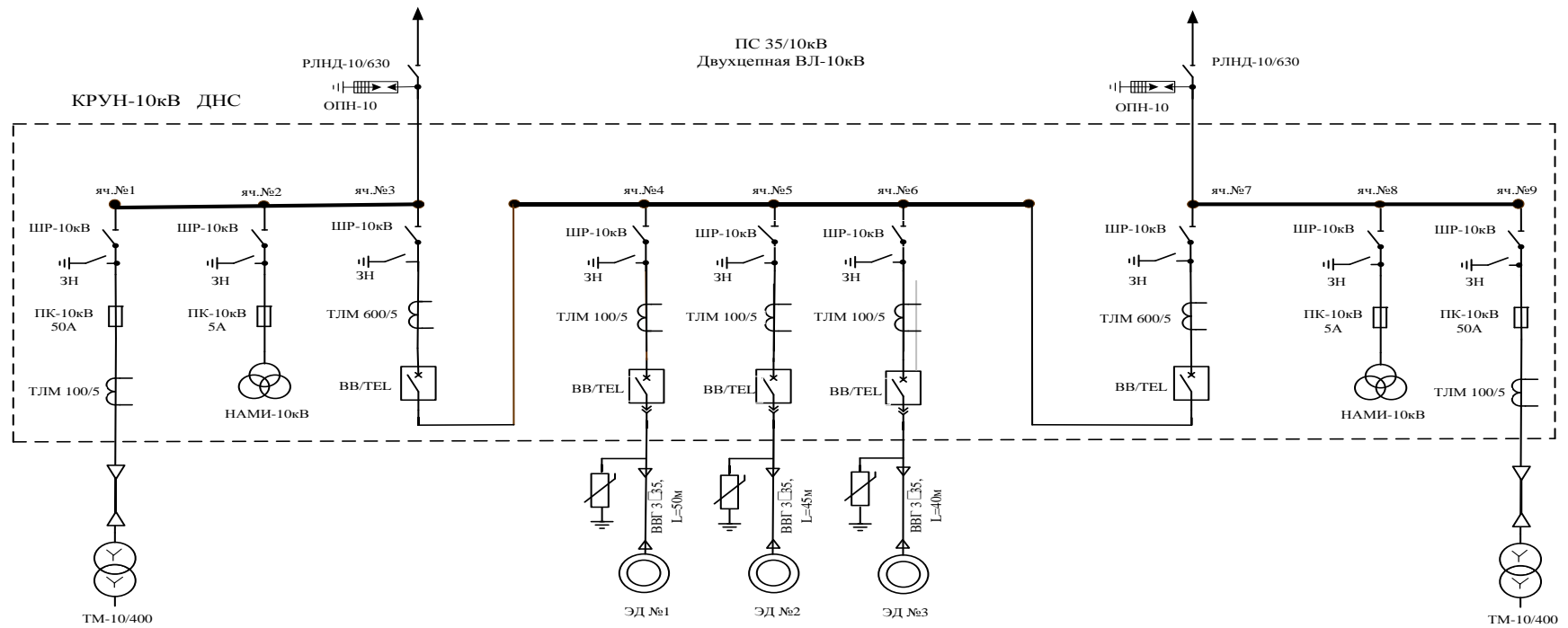


Рисунок Ж.1 – Схема энергоснабжения ДНС

Приложение И

Схема электроснабжения технологического оборудования ДНС

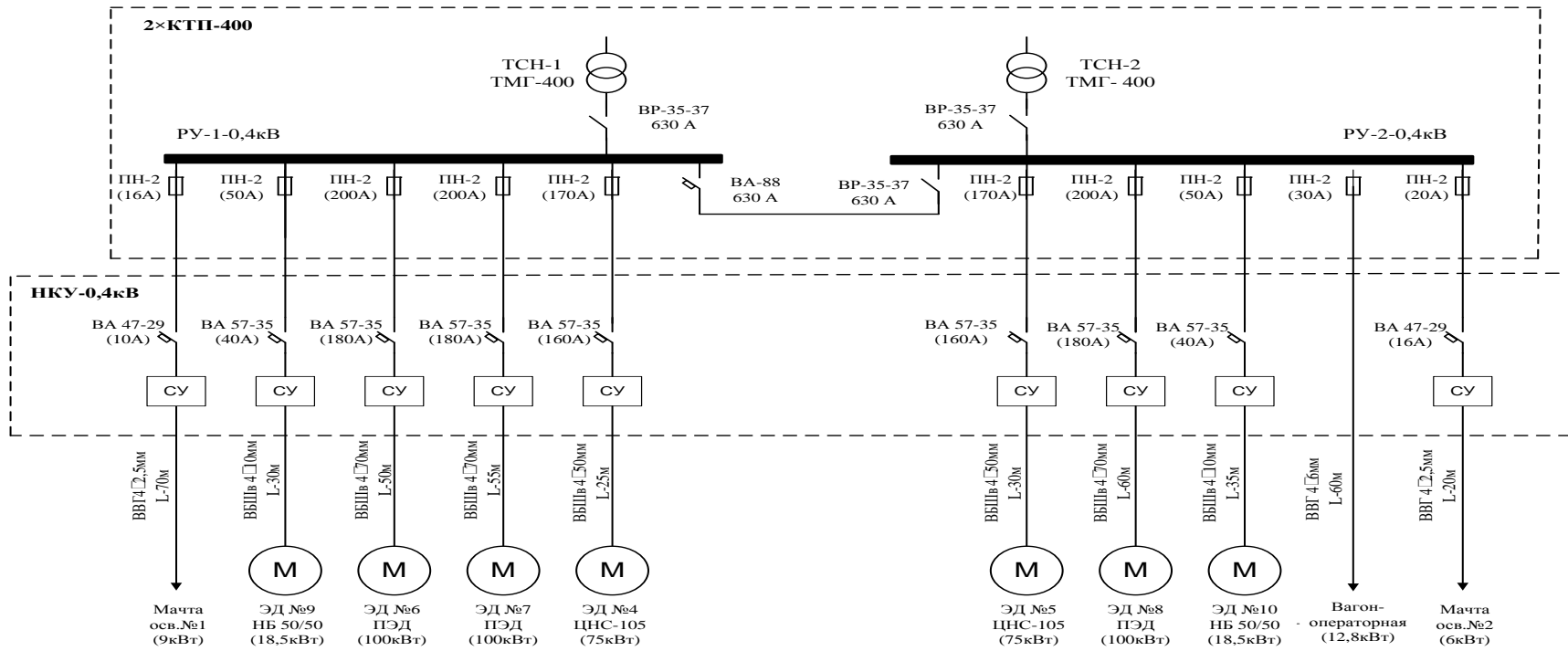


Рисунок И.1 – Схема электроснабжения технологического оборудования ДНС

Приложение К

Схема прокладки кабельных линий

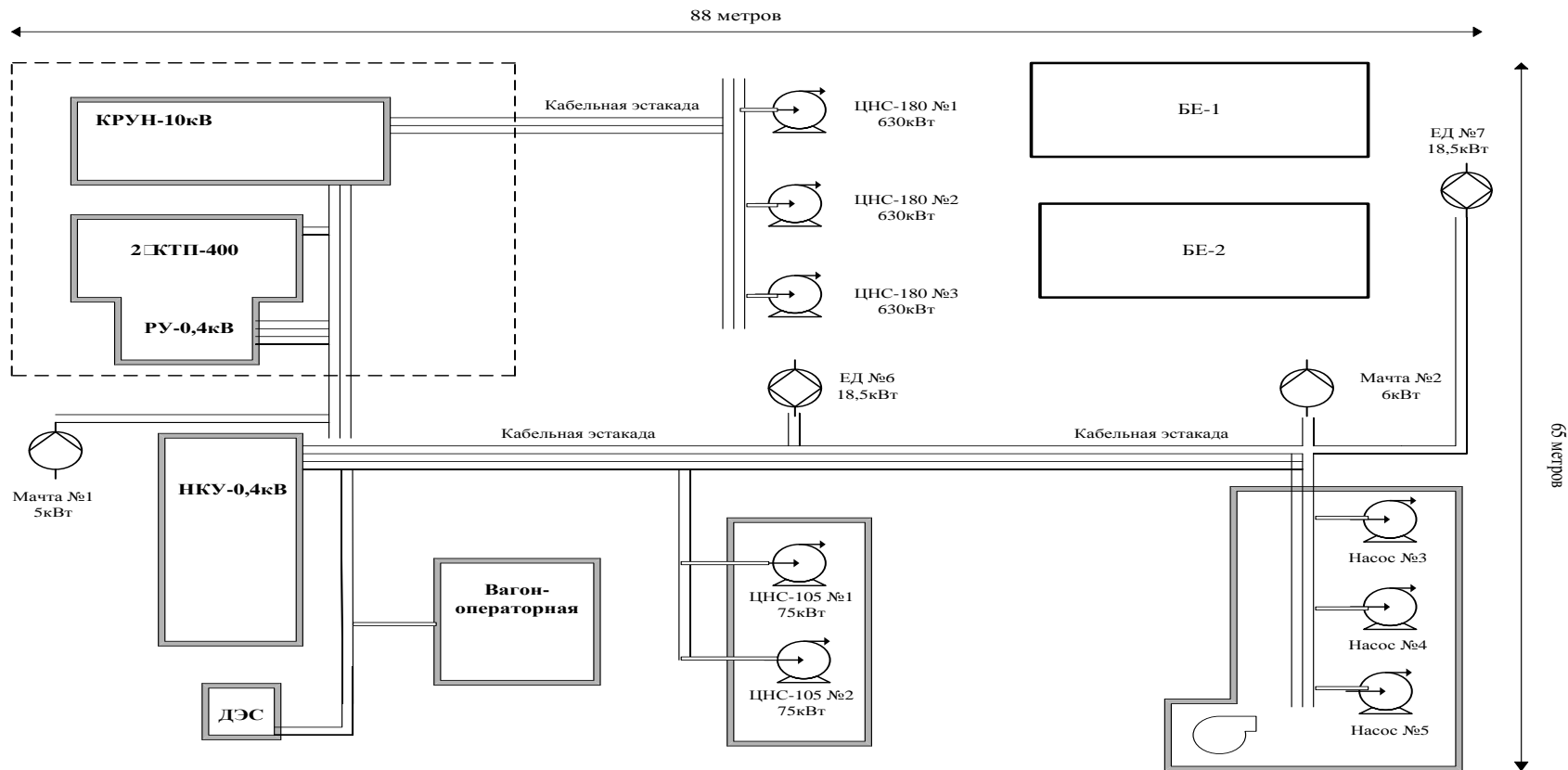


Рисунок К.1 – Схема прокладки кабельных линий

Приложение Л

План расположения оборудования на кустовой площадке скважин

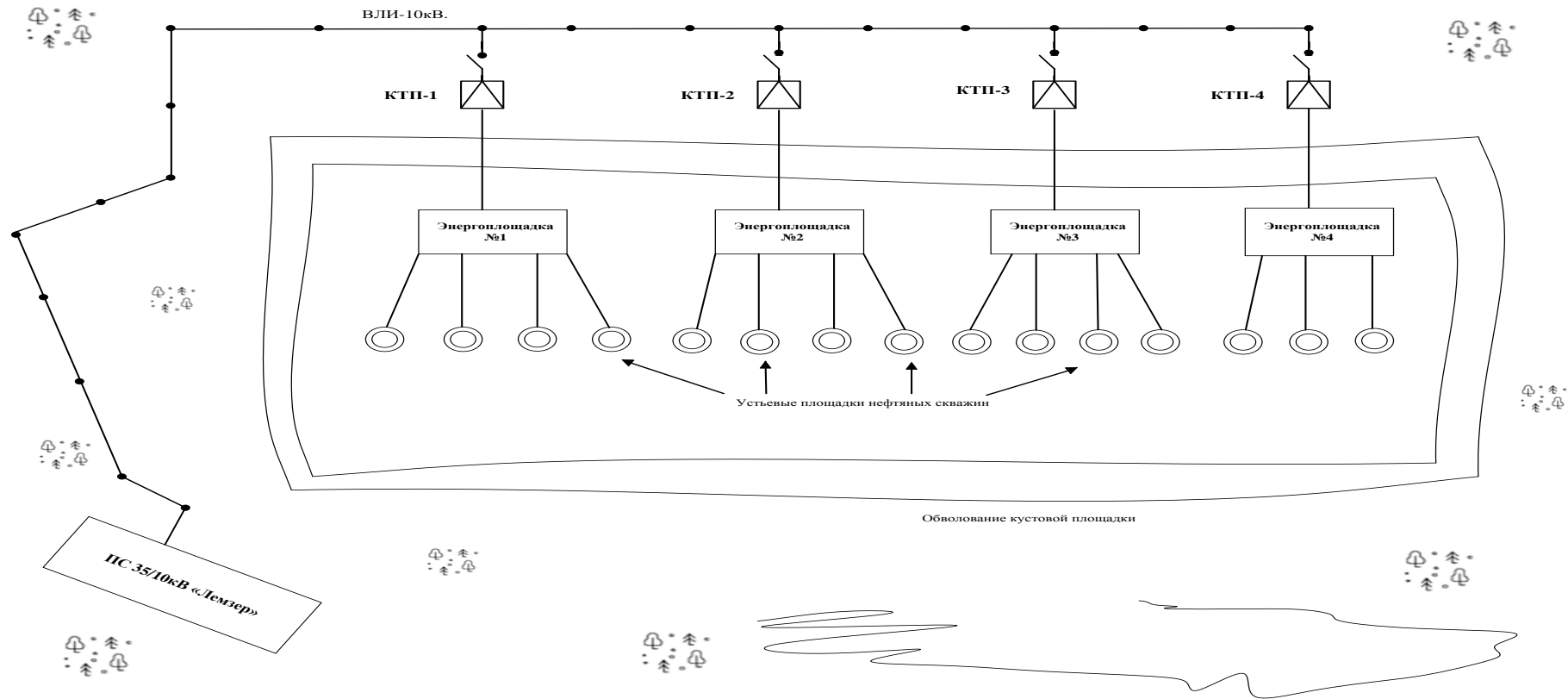


Рисунок Л.1 – План расположения оборудования на кустовой площадке скважин

Приложение М

Схема электроснабжения кустовой площадки скважин

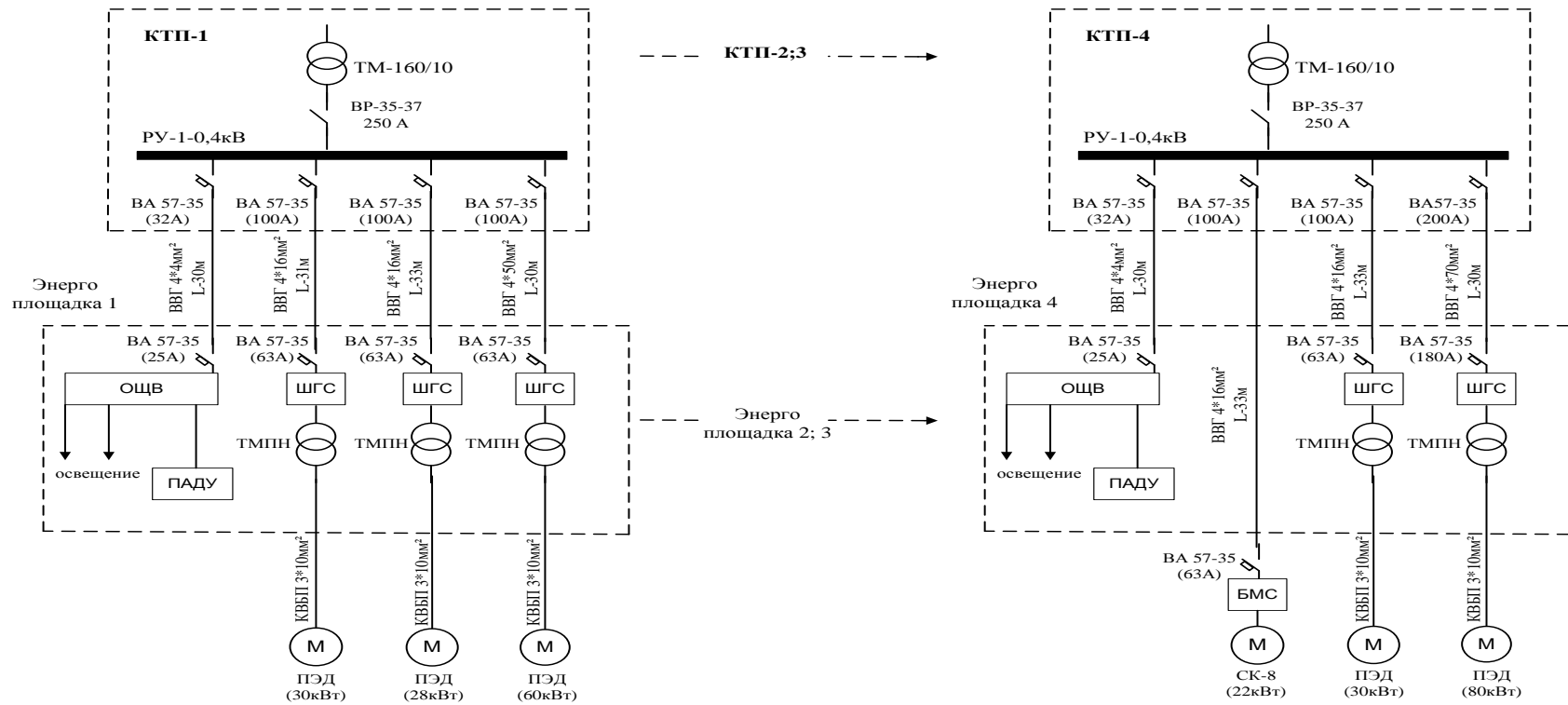


Рисунок М.1 – Схема электроснабжения кустовой площадки скважин