



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр
“ТРУБОПРОВОДСЕРВИС”

Заказчик – АО «Газпромнефть-ННГ»

**Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского,
Валынтайского, Карамовского, Крайнего месторождений**

Проектная документация

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 1 «Система электроснабжения»

Книга 1 «Текстовая часть»

ННГ-39-21-П-ИОС1.1

Том 5.1.1



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр
«ТРУБОПРОВОДСЕРВИС»

Заказчик – АО «Газпромнефть-ННГ»

**Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского,
Валынтайского, Карамовского, Крайнего месторождений**

Проектная документация

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 1 «Система электроснабжения»

Книга 1 «Текстовая часть»

ННГ-39-21-П-ИОС1.1

Том 5.1.1

Генеральный директор



М.Х. Хуснияров

Главный инженер проекта

Э.Р. Мухитдинов

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования.....	3
2	Обоснование принятой схемы электроснабжения выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов	6
3	Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности.....	8
4	Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.....	17
5	Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	19
5.1	ВЛ 6 кВ	20
5.2	2КТПНУ 6/0,4 кВ, пусковая и защитная аппаратура 0,4 кВ	21
5.3	БЭЛП 6/0,4 кВ, пусковая и защитная аппаратура 0,4 кВ	23
6	Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения.....	24
6.1	Компенсация реактивной мощности	24
6.2	Релейная защита	24
6.3	Автоматизация и диспетчеризация системы электроснабжения	24
7	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии	26
8	Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	27
9	Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	28
10	Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства – для объектов	

Взам. инв. №		Подпись и дата		<h3 style="margin: 0;">ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001</h3>				
.Инв. № подл.								
	Изм.	Копуч.	Лист	Недк	Подп.	Дата		
	Разраб.		Хайретдинов			10.22	Стадия	
	Проверил		Хайретдинов			10.22	Лист	
	Н. контр.		Годжаев			10.22	Листов	
	ГИП		Мухитдинов			10.22	П	
Текстовая часть							1	42
ООО «ЭПЦ Трубопроводсервис»								

1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

В административном отношении объект изысканий расположен: Российская Федерация, Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, Пуровский район, Вынгаяхинское месторождение, Вынгаяхинский лицензионный участок; Вальнтойское месторождение, Еты-Пуровский лицензионный участок; Карамовское месторождение, Карамовский лицензионный участок; Крайнее месторождение, Крайний лицензионный участок.

Проектная документация выполнена на основании:

- задания на проектирование "Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений" от 16.12.2020 г. за №ЗП-0176/20;
- дополнения №1 к заданию на проектирование "Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений " от 11.02.2021 г. за №ЗП-0013/21;
- дополнения №2 к заданию на проектирование "Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений " от 19.03.2021 г. за №ЗП-0031/21;
- дополнения №3 к заданию на проектирование "Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений " от 19.05.2021 г. за №ЗП-0059/21;
- технических условий на электроснабжение куста скважин 10 (третья очередь) Карамовского месторождения от 15.10.2020 за №3562;
- технических условий на электроснабжение расширяемой части куста скважин №85 Вынгаяхинского месторождения от 17.06.2020 за №1877;
- технических условий на электроснабжение расширяемой части куста скважин №108 Крайнего месторождения от 31.03.2021 за №871;
- технических условий на проектирование электроснабжения расширяемой кустовой площадки №138 Вынгаяхинского месторождения от 29.01.2020 за №04/04/183/Л;
- технических условий на электроснабжение расширяемой части куста скважин №206 Крайнего месторождения от 05.02.2021 за №000383;
- технических условий на электроснабжение расширяемой части куста скважин №310 Вальнтойского месторождения от 19.10.2020 за №3620;
- технических условий на электроснабжение электроприводных задвижек УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения;
- решений технологических разделов проектной документации и заданий от смежных отделов.

Проект разработан в соответствии с федеральными и ведомственными нормами, действующими нормативно-техническими документами.

Основным источником электроснабжения для расширяемой кустовой площадки №138 Вынгаяхинского месторождения является ПС-110/35/6кВ «Вынгаяхинская»; ВЛ-35кВ К-52-1,2;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

							ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			3

ПС-35/6кВ «КНС-Приобная»; ВЛ-6кВ ф.КНСпр-06, существующая КТПН-6/0,4кВ №3 1000кВА Куст-138 Вынгаихинского месторождения.

Основным источником электроснабжения для расширяемой части куста скважин №85 Вынгаихинского месторождения является ПС-110/35/6кВ «Вынгаихинская»; ВЛ-35кВ К-146-1,2; ПС-35/6кВ «Куст-202»; ВЛ-6кВ ф.202-06, ф.202-07, существующая 2КТПНУ-6/0,4кВ 2х1000кВА.

Основным источником электроснабжения для расширяемой части куста скважин №310 Валинтойского месторождения является ПС-110/35/6кВ «Снежная»; ВЛ-35кВ «Снежная-5(6); ПС-35/6кВ «Куст-301»; ВЛ-6кВ ф.301-03, ф.301-04, проектируемая 2КТПНУ-6/0,4кВ 2х630кВА.

Основным источником электроснабжения куста скважин 10 (третья очередь) Карамовского месторождения является ПС-110/35/6кВ «Карамовская»; ПС-35/6кВ «214»; ВЛ-6кВ ф.214-16, ЗРУ-6кВ «Карамовское», ВЛ-6кВ ф.К-31, существующая КТПН-6/0,4кВ 1000 кВА №5.

Основным источником электроснабжения для расширяемой части куста скважин №108 Крайнего месторождения является ПС-110/35/6кВ КНС-9; ВЛ-35кВ К-8-1, К-8-2; ПС-35/6кВ Куст-89; ВЛ-6кВ ф.89-02, ф.89-17, проектируемая 2КТПНУ 6/0,4 кВ 2х1000кВА.

Основным источником электроснабжения для расширяемой части куста скважин №206 Крайнего месторождения является ПС-110/35/6кВ «Крайняя»; ВЛ-35кВ К8-1,2; ПС-35/6кВ «Куст-82»; ВЛ-6кВ ф.82-03, ф.82-04, существующая 2КТПНУ 6/0,4 кВ.№1 1000кВА К-206.

Основным источником электроснабжения УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения является ПС-110/35кВ «Крайняя»; ВЛ 35кВ К-81,2; ПС 35/6кВ «КНС-1к»; ВЛ-6кВ ф.КНС-1к-18.

В задачу данного подраздела входит решение следующих вопросов:

1. Электроснабжение куста скважин №138. Четвертая очередь:
 - установка станции управления, фильтра;
 - наружное освещение территории;
 - прокладка кабельных линий от проектируемого КТП до проектируемых электроприемников;
 - молниезащита и заземление проектируемого оборудования.
2. Электроснабжение куста скважин №85. Вторая очередь:
 - установка станции управления, повышающего трансформаторов;
 - прокладка кабельных линий от площадки СУ и ТМПН до проектируемых электроприемников;
 - установка осветительной установка;
 - молниезащита и заземление проектируемого оборудования.
3. Электроснабжение куста скважин №310. Вторая очередь:
 - строительство «ВЛ 6кВ №1 т.вр. КТП №1 куст 310 - КТП №2 куст 310»;
 - строительство «ВЛ 6кВ №2 т.вр. КТП №1 куст 310 - КТП №2 куст 310»;
 - установка проектируемой двухтрансформаторной подстанции 2КТП-6-0,4-2-630-1-1-3-ХЛ1 №2;
 - установка станций управления, фильтров, повышающих трансформаторов;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

- прокладка кабельных линий от проектируемого КТП №2 до проектируемой площадки СУ и ТМПН;
 - прокладка кабельных линий от КТП №2 до проектируемых электроприемников;
 - установка осветительной установка;
 - молниезащита и заземление проектируемого оборудования.
4. Электроснабжение куста скважин №10. Вторая очередь:
- установка станции управления, повышающего трансформаторов;
 - прокладка кабельных линий от площадки СУ и ТМПН до проектируемых электроприемников;
 - молниезащита и заземление проектируемого оборудования.
5. Электроснабжение куста скважин №108. Вторая очередь:
- строительство «ВЛ 6кВ №1 т.вр. КТПН №2 К-108 - КТПН №2 К-108»;
 - строительство «ВЛ 6кВ №2 т.вр. КТПН №2 К-108 - КТПН №2 К-108»;
 - установка проектируемой двухтрансформаторной подстанции 2КТП-6-0,4-2-1000-1-1-3-ХЛ1 №2;
 - установка станций управления, фильтров, повышающих трансформаторов;
 - прокладка кабельных линий от КТП №2 до проектируемых электроприемников;
 - молниезащита и заземление проектируемого оборудования;
 - установка осветительной установка;
6. Электроснабжение куста скважин №206. Вторая очередь:
- установка станции управления, повышающего трансформаторов;
 - прокладка кабельных линий от площадки СУ и ТМПН до проектируемых электроприемников;
 - молниезащита и заземление проектируемого оборудования.
7. Электроснабжение УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1:
- строительство «ВЛ 6кВ т.вр. БЭЛП УЗА №1 – БЭЛП УЗА №1»;
 - установка БЭЛП;
 - прокладка кабельных линий от БЭЛП до электроприводных задвижек УЗА №1;
 - молниезащита и заземление проектируемого оборудования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

2 Обоснование принятой схемы электроснабжения выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

Напряжение питающей сети 6/0,4/Утроб. Сеть 0,4кВ выполнена с глухозаземленной нейтралью трансформатора.

Принятая система заземления на кустах скважин №138, №310, №108, №206, а также на БЭЛП УЗА №1 – TN-S.

Принятая система заземления на кустах скважин №85, №10 – TN-C-S.

Схема электроснабжения выполнена на основании задания на проектирование и технических условий на электроснабжение.

В состав объекта: "Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальинтойского, Карамовского, Крайнего месторождений" предусмотрена разбивка на этапы строительства, приведенные приложением к тому 1.

Куст скважин №138. Четвертая очередь. Вынгаяхинское месторождение.

Электроснабжение проектируемых потребителей 0,4 кВ на четвертой очереди куста скважин №138 Вынгаяхинского месторождения предусматривается от существующей однострансформаторной комплектной трансформаторной подстанции КТПН №3 1000/6/0,4кВ.

Распределение электроэнергии по потребителям предусматривается от существующего щита РУНН в КТПН №3.

Куст скважин №85. Вторая очередь. Вынгаяхинское месторождение.

Электроснабжение проектируемых потребителей 0,4 кВ на второй очереди куста скважин №85 Вынгаяхинского месторождения предусматривается от существующей комплектной двухтрансформаторной подстанции 2КТПНУ-1000/6/0,4кВ.

Распределение электроэнергии по потребителям предусматривается от существующего щита РУНН в 2КТПНУ.

Куст скважин №310. Вторая очередь. Вальинтойское месторождение.

Электроснабжение проектируемых кустов скважин предусматривается по двум проектируемым одноцепным ВЛ-6 кВ, отпайки от существующих ВЛ-6 кВ ф.301-03 и ф.301-04.

Для электроснабжения проектируемых потребителей 0,4 кВ на второй очереди куста скважин №310 Вальинтойского месторождения предусматривается от проектируемой комплектной двухтрансформаторной подстанции 2КТПНУ-630/6/0,4кВ.

Распределение электроэнергии по потребителям предусмотрено от щитов РУНН и НКУ, поставляемых комплектно с КТПН.

Куст скважин № 10. Третья очередь. Карамовское месторождение.

Электроснабжение проектируемых потребителей 0,4 кВ на третьей очереди куста скважин №10 Карамовского месторождения предусматривается от существующей комплектной однострансформаторной подстанции КТПН 1000/6/0,4кВ №5.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

Распределение электроэнергии по потребителям предусматривается от существующего щита РУНН в КТПН №5.

Куст скважин № 108. Третья очередь. Крайнее месторождение.

Электроснабжение проектируемых кустов скважин предусматривается по двум проектируемым одноцепным ВЛ-6 кВ, отпайки от существующих ВЛ-6 кВ ф.89-17 и ф.89-02.

Для электроснабжения проектируемых потребителей 0,4 кВ на третьей очереди куста скважин №108 Крайнего месторождения предусматривается от проектируемой комплектной двухтрансформаторной подстанции 2КТПНУ-1000/6/0,4кВ №2.

Распределение электроэнергии по потребителям предусмотрено от щитов РУНН и НКУ, поставляемых комплектно с КТПН.

Куст скважин № 206. Вторая очередь. Крайнее месторождение.

Электроснабжение проектируемых потребителей 0,4 кВ на второй очереди куста скважин №206 Крайнего месторождения предусматривается от существующей комплектной двухтрансформаторной подстанции 2КТПНУ-1000/6/0,4кВ.

Распределение электроэнергии по потребителям предусматривается от существующего щита РУНН в 2КТПНУ.

Для обеспечения соответствия требованиям энергетической эффективности блочные КТПН-6/0,4 кВ изготавливается из материалов, обеспечивающих требуемые теплозащитные характеристики ограждающих конструкций. Для КТПН-6/0,4 кВ заводской готовности применено энергосберегающее отопление, а также предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением.

Существующие блочные 2КТПНУ-6/0,4 кВ и КТПН-6/0,4 кВ изготовлены из материалов, обеспечивающих требуемые теплозащитные характеристики ограждающих конструкций.

Для учета используемой электроэнергии на вводах на стороне 0,4 кВ в проектируемых 2КТПНУ-6/0,4 кВ и КТПН-6/0,4 кВ предусматриваются счётчики, а на существующих 2КТПНУ-6/0,4 кВ и КТПН-6/0,4 кВ имеются счетчики.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

3 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

Проектируемыми потребителями объекта "Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений" являются электродвигатели погружных насосов добычи нефти, освещение наружное, электропривод задвижки, аппаратный блок и измерительная установка.

Таблица 3.1 – Основные технико-экономические показатели четвертой очереди куста скважин №138

Показатели	Всего
Установленная мощность проектируемых потребителей, кВт	63
Расчетная мощность проектируемых потребителей, кВт	57,5
Количество проектируемых подстанций 6/0,4кВ	-
Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт*час (проектируемая)	6 191,718

Таблица 3.2 – Основные технико-экономические показатели второй очереди куста скважин №85

Показатели	Всего
Установленная мощность проектируемых потребителей, кВт	88
Расчетная мощность проектируемых потребителей, кВт	80,8
Количество проектируемых подстанций 6/0,4кВ	-
Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт*час (проектируемая)	3 179,201

Таблица 3.3 – Основные технико-экономические показатели второй очереди куста скважин №310

Показатели	Всего
Установленная мощность проектируемых потребителей, кВт	613,3
Расчетная мощность проектируемых потребителей, кВт	456,6
Количество проектируемых подстанций 6/0,4кВ	1
Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт*час (проектируемая)	2 381,144

Таблица 3.4 – Основные технико-экономические показатели третьей очереди куста скважин №10

Показатели	Всего
Установленная мощность проектируемых потребителей, кВт	160
Расчетная мощность проектируемых потребителей, кВт	145,92
Количество проектируемых подстанций 6/0,4кВ	-
Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт*час (проектируемая)	3 328

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		8

Таблица 3.5 – Основные технико-экономические показатели третьей очереди куста скважин №108

Показатели	Всего
Установленная мощность проектируемых потребителей, кВт	1150,9
Расчетная мощность проектируемых потребителей, кВт	830,2
Количество проектируемых подстанций 6/0,4кВ	1
Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт*час (проектируемая)	5 996,237

Таблица 3.6 – Основные технико-экономические показатели второй очереди куста скважин №206

Показатели	Всего
Установленная мощность проектируемых потребителей, кВт	470
Расчетная мощность проектируемых потребителей, кВт	376
Количество проектируемых подстанций 6/0,4кВ	-
Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт*час (проектируемая)	3 088,540

Таблица 3.7 – Основные технико-экономические показатели УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения

Показатели	Всего
Установленная мощность проектируемых потребителей, кВт	11,5
Расчетная мощность проектируемых потребителей, кВт	7,5
Количество проектируемых подстанций 6/0,4кВ (БЭЛП)	1
Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт*час (проектируемая)	48,75

Расчёт электрических нагрузок выполнен согласно РТМ 36.18.32.4-92 «Указания по расчёту электрических нагрузок». Результаты расчёта электрических нагрузок, выбор мощности трансформаторных подстанций 6/0,4кВ, с учётом компенсирующих устройств на стороне 0,4 кВ представлен в таблицах 3.8-3.21.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

Таблица 3.8 - Результаты расчета электрических нагрузок для КТПН-1000кВА №3 куст скважин №138

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ				По справочным данным			Расчетные величины			Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность и ток			
По заданию технологов				По справочным данным			КиРн	Ки*Рн*tgφ	пр ²		Kp	кВт	кВар	кВА
Наименование характерных категорий электроприемников, подключаемых к узлу питания	Количество электроприемников п, шт.	Установленная мощность, кВт		Коэффициент использования промежуточный Ки	Коэффициент реактивной мощности cosφ	tgφ				Kp				
		Одного электроприемника Рн	Общая Рн=прн				Кр	кВт	кВар		кВА	А		
К138 Вынгаяхинское м.р. КТПН№3														
Существующие электроприемники														
Установка УЭЦН. Сква.490	1	90	90	0,80	0,86	0,59	72,00	42,72	8100,00					
Установка УЭЦН. Сква.491	1	140	140	0,80	0,86	0,59	112,00	66,46	19600,00					
Установка УЭЦН. Сква.492	1	63	63	0,80	0,86	0,59	50,40	29,91	3969,00					
Установка УЭЦН. Сква.493	1	70	70	0,80	0,86	0,59	56,00	33,23	4900,00					
ПШУ	1	0,5	0,5	1,00	0,95	0,33	0,50	0,16	0,20					
БЭВ	6	1,5	9	0,60	1,00	0,00	5,40	0,00	13,50					
Термочелны	20	0,1	2	0,60	1,00	0,00	1,20	0,00	0,20					
ЩСН	4	1	4	0,80	0,90	0,48	3,20	1,55	4,00					
УЗА	1	0,12	0,12	0,20	0,80	0,75	0,02	0,02	0,00					
Итого сущ. нагрузка	36,0		378,6	0,8	0,87	0,58	300,7	174,0	36586,9	3,0	1,00	300,7	174,0	347,5
Проектируемые электроприемники														
Установка УЭЦН. Сква.496	1	63	63	0,80	0,86	0,59	50,40	29,91	3969,00					
Итого проект. нагрузка	1,0		63,0	0,8	0,86	0,59	50,4	29,9	3969,0	1,0	1,14	57,5	34,1	66,8
Итого общая. нагрузка до компенсации	37,0		441,6	0,8	0,86	0,58	351,1	204,0	40555,9	4,0	0,97	340,6	197,8	393,9
АУКРМ												-150,0		
Итого проект. нагрузка после компенсации	37,0		441,6	0,8	0,990	0,14	351,1	204,0	40555,9	4,0	0,97	340,6	47,8	343,9

Таблица 3.9 - Расчёт нагрузок трансформаторной подстанции КТПН-1000кВА №3 куст скважин №138.

Наименование	Cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.*кВА
			Pr, кВт	Qr, кВар	Sp, кВА	
КТПН№3 К138						
Силовая нагрузка в т.ч. осветительная	0,990	0,14	340,6	47,8	343,9	1x1000
Итого на стороне 0,4 кВ:	0,990	0,14	340,6	47,8	343,9	
Потери в трансформаторах:			2,9	19,5		Коэффициент загрузки тр-ра
Итого на стороне ВН			343,5	67,3	350,0	0,34

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 3.10 - Результаты расчета электрических нагрузок для 2КТПН-2х1000кВА №1 куст скважин №85

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ							Расчетные величины			Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность и ток				
По заданию технологов				По справочным данным			КиРн	Ки*Рн*tgφ	пр ²		Кр	кВт	кВар	кВА	Расчетный ток Iр=Sp/√3*U
Наименование характерных категорий электроприемников, подключаемых к узлу питания	Количество электроприемников п.шт.	Установленная мощность, кВт		Коэффициент использования промежуточный											
		Одного электроприемника Рн	Общая Рн=п*Рн	Ки	cosφ	tgφ	Кр	кВт	кВар	кВА	А				
К85 Вынгайинское м.р. 2КТПН№1															
Существующие электроприемники															
Установка УЭЦН. Ске.2703	1	56	56	0,80	0,88	0,59	44,80	26,58	3136,00						
Установка УЭЦН. Ске.2704	1	40	40	0,80	0,88	0,59	32,00	18,99	1600,00						
Установка УЭЦН. Ске.2705	1	63	63	0,80	0,88	0,59	50,40	29,91	3969,00						
Установка УЭЦН. Ске.2706	1	56	56	0,80	0,88	0,59	44,80	26,58	3136,00						
Установка УЭЦН. Ске.1	1	63	63	0,80	0,88	0,59	50,40	29,91	3969,00						
Установка УЭЦН. Ске.2	1	63	63	0,80	0,88	0,59	50,40	29,91	3969,00						
Установка УЭЦН. Ске.3	1	63	63	0,80	0,88	0,59	50,40	29,91	3969,00						
Установка УЭЦН. Ске.4	1	63	63	0,80	0,88	0,59	50,40	29,91	3969,00						
ШС БКУ															
Измерительная установка	1	15	15	0,70	0,95	0,33	10,50	3,45	225,00						
Шкаф автоматики, шкаф связи	1	6	6	1,00	0,90	0,48	6,00	2,91	36,00						
Собственные нужды БМА	1	3,5	3,5	1,00	0,90	0,48	3,50	1,70	12,20						
УДХ	1	10	10	0,70	0,95	0,33	7,00	2,30	100,00						
БЭВ	8	1,5	12	0,60	1,00	0,00	7,20	0,00	18,00						
Электрозадвижка	1	2,92	2,92	0,20	0,80	0,75	0,58	0,44	8,50						
ППУ	1	0,5	0,5	1,00	0,95	0,33	0,50	0,16	0,20						
Термочелны	10	0,1	1	0,60	1,00	0,00	0,60	0,00	0,10						
ШСН КТП	1	5,5	5,5	0,90	0,90	0,48	4,95	2,40	30,20						
Прожекторная мачта	1	3,6	3,6	1,00	0,95	0,33	3,60	1,18	12,90						
Итого суц. нагрузка	34,0		527,0	0,8	0,87	0,57	418,0	236,2	28160,1	9,0	0,90	376,2	212,6	432,1	654,8
Проектируемые электроприемники															
Установка УЭЦН. Ске.496	1	63	63	0,80	0,88	0,59	50,40	29,91	3969,00						
Панель противопожарных устройств	1	0,5	0,5	1,00	0,95	0,33	0,50	0,16	0,20						
Измерительная установка	1	15	15	0,70	0,95	0,33	10,50	3,45	225,00						
Шкаф автоматики, шкаф связи	1	6	6	1,00	0,90	0,48	6,00	2,91	36,00						
Собственные нужды БМА	1	3,5	3,5	1,00	0,90	0,48	3,50	1,70	12,20						
Итого проект. нагрузка	5,0		88,0	0,8	0,88	0,54	70,9	38,1	4242,4	1,0	1,14	80,8	43,5	91,8	139,0
Итого общая нагрузка до компенсации	39,0		615,0	0,8	0,87	0,56	488,9	274,3	32402,5	11,0	0,90	440,0	246,9	504,6	764,5
АУКРМ												-200,0			
Итого проект. нагрузка после компенсац	39,0		615,0	0,8	0,994	0,11	488,9	274,3	32402,5	11,0	0,90	440,0	46,9	442,5	670,5

Таблица 3.11 - Расчёт нагрузок трансформаторной подстанции 2КТПН-2х1000кВА №1 куст скважин №85.

Наименование	Cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.*кВА
			Рр, кВт	Qр, кВар	Sp, кВА	
2КТПНУ№1 К85						
Силовая нагрузка в т.ч. осветительная	0,994	0,11	440,0	46,9	442,5	2х1000
Итого на стороне 0,4 кВ:	0,994	0,11	440,0	46,9	442,5	
Потери в трансформаторах:			2,1	15,7		Коэффициент загрузки тр-ра
Итого на стороне ВН			442,1	62,6	446,5	0,22

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 3.12 - Результаты расчета электрических нагрузок для 2КТПН-2х630кВА №2 куст скважин №310

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ							Расчет. величины			Расчетная мощность и ток					инфа			
По заданию технологов				По справоч. данным			КирН	Ки*Рн*tgφ	пр,²	пз=(ΣРн)²/ΣпрН²	Коэффициент расчетной нагрузки	Рр=Кр*Ки*Рн	Qp=1,1*Ки*Рн*tgφ при пз<10 Qp=Ки*Рн*tgφ при пз>10 Для КТП Qp = Рр*tgφ	Sp=√(Pp²+Qp²)	Расчетный ток Iр=Spφ/3*U	cosφ	Кол-во часов	Годовое потребление энергии, кВт*ч
Наименование характерных категорий электроприемников, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП п,шт.	Устан. мощность,кВт		Коэффициент использования промежуточный	Коэффициент реактивной мощности	Ки												
		Одного ЭП рН	Общая Рн=прН															
2КТПН-630/6/0,4																		
Установка УЭЦН. ВЗ	1	160	160	0,80	0,80	0,75	128,0	96,0	25600								6500	832000
Установка УЭЦН. Скв.1.6	1	110	110	0,80	0,80	0,75	88,0	66,0	12100								6500	572000
Установка УЭЦН. Скв.1.7	1	110	110	0,80	0,80	0,75	88,0	66,0	12100								6500	572000
Установка УЭЦН. Скв.1.8	1	110	110	0,80	0,80	0,75	88,0	66,0	12100								6500	572000
Установка УЭЦН. Скв.1.9	1	110	110	0,80	0,80	0,75	88,0	66,0	12100								6500	572000
Собственные нужды КТПН	1	8,5	8,5	0,79	0,90	0,48	6,70	3,24	72,2								8760	58674
ППУ БА, ППУ КТПН	2	1,5	3	1,00	0,90	0,48	3,00	1,45	4,5								8760	26280
НКУ																		
Наружное освещение	1	1,8	1,8	0,70	0,95	0,33	1,26	0,41	3,2								6500	8190
Итого общая нагрузка в нормальном режиме до компенсации	9,0		613,3	0,80	0,80	0,74	491,0	365,1	74079,9	5,0	0,93	456,6	339,6	569,0	862,1	0,80	5558	2 381 144
АУКРМ, кВАр (шаг 50 кВАр)													-300,0					
Итого нагрузка после компенсации	9,0		613,3	0,80	0,996	0,09	491,0	365,1	74079,9	5,0	0,93	456,6	39,6	458,3	694,4	1,00	5558	2 381 144

Таблица 3.13 - Расчёт нагрузок трансформаторной подстанции 2КТПН-2х630кВА №2 куст скважин №310.

Наименование	Cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.*кВА
			Рр, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА	
2КТПН-630/6/0,4						
Силовая нагрузка в т.ч. осветительная	1,00	0,09	456,6	39,6	458,3	2х630
Итого на стороне 0,4 кВ:	1,00	0,09	456,6	39,6	458,3	
Потери в трансформаторах			2,2	15,3		Коэффициент загрузки тр-ра
Итого на стороне ВН			458,8	54,8	462,1	0,36

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	12

Таблица 3.14 - Результаты расчета электрических нагрузок для КТПН-1000кВА №5
куст скважин №10

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ						Расчет. величины			Расчетная мощность и ток						
По заданию технологов				По справоч. данным		КиРн	Ки*Рн*tgφ	пд ²	пэ=(Sp*пд ²)/Sp*п ²	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность и ток				
Наименование характерных категорий электроприемников, подключаемых к узлу питания	п. шт.	Устан. мощность, кВт		Коэффициент использования промежуточный							Кр	Pp=Kp*Ki*Pн	Qp=1,1*Ki*Pн*tgφ при пэ<10 Qp=Ki*Pн*tgφ при пэ>10 Для КТП Qp = Pp*tgφ	Sp=√(Pp ² +Qp ²)	Расчетный ток Iр=Sp/√3*U
		Одного ЭП Рн	Общая Рн=п*Рн	Ки	cosφ										
КТПН№5															
Существующие электроприемники															
Установка УЭЦН. Скв.9	1	160	160	0,80	0,86	0,59	128,0	76,0	25600						
Установка УЭЦН. Скв.10	1	160	160	0,80	0,86	0,59	128,0	76,0	25600						
Установка УЭЦН. Скв.11	1	160	160	0,80	0,86	0,59	128,0	76,0	25600						
Итого сущ. нагрузка	3		480	0,80	0,86	0,59	384,0	227,9	76800	3,00	1,00	384,00	227,85	446,51 676,53	
Проектируемые электроприемники															
Установка УЭЦН. Скв.1.16	1	160	160	0,80	0,86	0,59	128,00	75,95	25600,0						
Итого проектируемая нагрузка	1		160	0,80	0,86	0,59	128,00	75,95	25600,0	1,00	1,14	145,92	86,58	169,67 257,08	
Итого общая нагрузка до компенсации	4,0		640,0	0,80	0,86	0,59	512,0	303,8	102400,0	4,0	0,97	496,6	294,7	577,5 875,0	
АУКРМ													-275,0		
Итого проект нагрузка после компенс	4,0		640,0	0,80	0,999	0,04	512,0	303,8	102400,0	4,0	0,90	460,8	19,7	461,2 698,8	

Таблица 3.15 - Расчёт нагрузок трансформаторной подстанции КТПН-1000кВА №5 куст скважин №10.

Наименование	Cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.*кВА
			Pp, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА	
К10 КТПН№5						
Силовая нагрузка в т.ч. осветительная	0,990	0,04	460,8	19,7	461,2	1x1000
Итого на стороне 0,4 кВ:	0,990	0,04	460,8	19,7	461,2	
Потери в трансформаторах:			3,9	24,7		Коэффициент загрузки тр-ра
Итого на стороне ВН			464,7	44,4	466,8	0,46

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Таблица 3.16 - Результаты расчета электрических нагрузок для 2КТПН-2х1000кВА №3 куст скважин №108

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ						Расчет. величины			Расчетная мощность и ток				инфа								
Наименование характерных категорий электроприемников, подключаемых к узлу питания	По заданию технологов			По справоч. данным			КиРн	КиРн*tgφ	пв, ²	па=(Spн)/Spн ²	Коэффициент расчетной нагрузки	Расчетная мощность и ток			cosφ	Кол-во часов	Годовое потребление энергии, кВт*ч				
	Кол-во ЭП п.шт.	Устан. мощность, кВт	Общая Рн=прн	Коэффициент использования промежуточных		Ki						cosφ	tgφ	Кр				кВт	кВар	кВА	Расчетный ток Iр=Spφ/3*U
				Коэф. использования	Коэффициент реактивной мощности																
2КТПН-1000/0,4																					
Установка УЭЦН	1	63	63	0,80	0,86	0,59	50,40	29,91	3969,00							6500	327600				
Установка УЭЦН	1	40	40	0,80	0,86	0,59	32,00	18,99	1600,00							6500	208000				
Установка УЭЦН	1	70	70	0,80	0,86	0,59	56,00	33,23	4900,00							6500	364000				
Установка УЭЦН	1	70	70	0,80	0,86	0,59	56,00	33,23	4900,00							6500	364000				
Установка УЭЦН	1	70	70	0,80	0,86	0,59	56,00	33,23	4900,00							6500	364000				
Установка УЭЦН	1	80	80	0,80	0,86	0,59	64,00	37,98	6400,00							6500	416000				
Установка УЭЦН	1	90	90	0,80	0,86	0,59	72,00	42,72	8100,00							6500	468000				
Установка УЭЦН	1	90	90	0,80	0,86	0,59	72,00	42,72	8100,00							6500	468000				
Установка УЭЦН	1	100	100	0,80	0,86	0,59	80,00	47,47	10000,00							6500	520000				
Установка УЭЦН	1	110	110	0,80	0,86	0,59	88,00	52,22	12100,00							6500	572000				
Установка УЭЦН	1	110	110	0,80	0,86	0,59	88,00	52,22	12100,00							6500	572000				
Установка УЭЦН	1	125	125	0,80	0,86	0,59	100,00	59,34	15625,00							6500	650000				
Собственные нужды КТПН	1	8,5	8,5	0,79	0,90	0,48	6,70	3,24	72,2							6500	43637				
ПЛУ БА1, ПЛУ КТПН	3	1,5	4,5	1,00	0,90	0,48	4,50	2,18	6,7							6500	29250				
ШС БКУ																					
Измерительная установка	1	15	15	0,70	0,95	0,33	10,50	3,45	225,00							6500	68250				
Шкаф автоматики, шкаф связи	1	6	6	1,00	0,90	0,48	6,00	2,91	36,00							6500	39000				
Собственные нужды БМА	1	3,5	3,5	1,00	0,90	0,48	3,50	1,70	12,20							6500	22750				
ШС БКУ																					
Измерительная установка	1	15	15	0,70	0,95	0,33	10,50	3,45	225,00							6500	68250				
Шкаф автоматики, шкаф связи	1	6	6	1,00	0,90	0,48	6,00	2,91	36,00							6500	39000				
Собственные нужды БМА	1	3,5	3,5	1,00	0,90	0,48	3,50	1,70	12,20							6500	22750				
Прожекторная мачта	3	0,3	0,9	1,00	0,95	0,33	0,90	0,30	0,20							6500	5850				
Итого общая нагрузка в нормальном режиме до компенсации	26,0		1150,9	0,80	0,86	0,58	922,5	538,3	98219,5	13,0	0,9	830,2	484,5	961,3	1456,4	0,86	5500	5 996 237			
АУКРМ, кВАр (шаг 50 кВАр)												-450,0									
Итого нагрузка после компенсац	26,0		1150,9	0,80	0,999	0,04	922,5	538,3	98219,5	13,0	0,9	830,2	34,5	831,0	1259,0	1,00	5500	5 996 237			

Таблица 3.17 - Расчёт нагрузок трансформаторной подстанции 2КТПН-2х1000кВА №3 куст скважин №108.

Наименование	Cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.*кВА
			Pr, кВт	Qr, кВар	Sp, кВА	
Проект. КТПНУ №2 К108						
Силовая нагрузка в т.ч. осветительная	0,999	0,04	740,6	27,6	741,1	2х1000
Итого на стороне 0,4 кВ:	0,999	0,04	740,6	27,6	741,1	
Потери в трансформаторах:			3,1	20,6		Коэффициент загрузки тр-ра
Итого на стороне ВН			743,7	48,2	745,3	0,37

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Таблица 3.18 - Результаты расчета электрических нагрузок для 2КТПН-2х630кВА №2 куст скважин №206

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ							Расчетные величины				Расчетная мощность и ток				инфа			
По заданию технологов				По справочным данным			КиРн	Ки*Рн*tgφ	пр,²	поз=(Spн)²/Sпрн²	Коэффициент расчетной нагрузки	Рр=Кр*Ки*Рн	Qр=1,1*Ки*Рн*tgφ при пз<10 Qр=Ки*Рн*tgφ при пз>10 Для КТП Qр = Рр*tgφ	Sp=√(P²+Q²)	Расчетный ток Iр=Sp/√3U	cosφ	Колво часов	Годовое потребление энергии, кВт*ч
Наименование характерных категорий электроприемников, подключаемых к узлу питания	Количество электроприемников п.шт.	Установленная мощность, кВт		Коэффициент использования промежуточный	Коэффициент реактивной мощности	Ки												
		Одного электроприемника Рн	Общая Рнспрн															
К206 Вынгайкинское м.р. 2КТПН№1																		
Существующие электроприемники																		
Установка УЭЦН	1	40	40	0,80	0,86	0,59	32,00	18,99	1600,00								6500	208000
Установка УЭЦН	2	63	126	0,80	0,86	0,59	100,80	59,81	7938,00								6500	655200
Установка УЭЦН	1	45	45	0,80	0,86	0,59	36,00	21,36	2025,00								6500	234000
Установка УЭЦН	1	70	70	0,80	0,86	0,59	56,00	33,23	4900,00								6500	364000
ПРС	2	35	70	0,70	0,90	0,48	49,00	23,73	2450,00								6500	318500
Измерительная установка	1	15	15	0,70	0,90	0,48	10,50	5,09	225,00								6500	68250
ШСН КТП	2	4	8	0,70	0,90	0,48	5,60	2,71	32,00								6500	36400
ППУ	1	0,5	0,5	0,70	1,00	0,00	0,35	0,00	0,20								6500	2275
Шкаф связи	1	2	2	1,00	0,90	0,48	2,00	0,97	4,00								6500	13000
Шкаф телемеханики	1	2	2	1,00	0,90	0,48	2,00	0,97	4,00								6500	13000
СН БМА	1	3,5	3,5	1,00	0,90	0,48	3,50	1,70	12,20								6500	22750
Осветительная нагрузка	1	1	1	1,00	0,90	0,48	1,00	0,48	1,00								6500	6500
ЭП задвижки	1	0,55	0,55	0,20	0,80	0,75	0,11	0,08	0,30								6500	715
Термочелзы	3	0,1	0,3	1,00	1,00	0,00	0,30	0,00	0,00								6500	1950
Итого сущ. нагрузка	19,0		383,9	0,8	0,87	0,57	299,2	169,1	19191,7	7,0	0,90	269,2	152,2	309,3	468,6	0,87	4789	1 944 540
Проектируемые электроприемники																		
Установка УЭЦН	2	110	220	0,80	0,98	0,20	176,00	35,74	24200,00								6500	1144000
Установка УЭЦН водозаборной скв.	1	250	250	0,80	0,98	0,20	200,00	40,61	62500,00								6500	1300000
Итого проект. нагрузка	3,0		470,0	0,8	0,98	0,20	376,0	76,4	86700,0	9,0	1,00	376,0	76,4	383,7	581,3	0,98	34096	1 144 000
Итого общая. нагрузка до компенсации	22,0		853,9	0,8	0,94	0,36	675,2	245,5	105891,7	6,0	0,90	607,6	220,9	646,6	979,6	0,94	38886	3 088 540
АУКРМ													-337,5					
Итого проект. нагрузка после компенсации	22,0		853,9	0,8	0,982	-0,19	675,2	245,5	105891,7	6,0	0,90	607,6	-116,6	618,7	937,5	0,98	38886	3 088 540

Таблица 3.19 - Расчёт нагрузок трансформаторной подстанции 2КТПН-2х630кВА №2 куст скважин №206.

Наименование	Cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.*кВА
			Рр, кВт	Qр, кВар	Sp, кВА	
2КТПНУ№1 К206						
Силовая нагрузка в т.ч. осветительная	0,980	0,22	801,3	68,6	804,3	1x1000
Итого на стороне 0,4 кВ:	0,980	0,22	801,3	68,6	804,3	
Потери в трансформаторах:			3,3	21,9		Коэффициент загрузки тр-ра
Итого на стороне ВН			804,6	90,5	809,7	0,40

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 3.20 - Результаты расчета электрических нагрузок для БЭЛП УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ							Расчетные величины				Кр	Расчетная мощность и ток				
По заданию технологов				По справочным данным			КиРн	Ки*Рн*tgφ	Pr ²	Pэ=(SP ²)/SpRн ²		Кр	Pr=Kp*Kи*Pн	Qp=1,1*Kи*Pн*tgφ при пэ<10 Qp=Kи*Pн*tgφ при пэ>10 Для КТП Qp = Pp*tgφ	Sp=√(Pr ² +Qp ²)	Iр=Sp/√3*U
Наименование характерных категорий электроприемников, подключаемых к узлу питания	Количество электроприемников п.шт.	Установленная мощность, кВт		Коэффициент использования промежуточный Ки	Коэффициент реактивной мощности tgφ											
		Одного электроприемника Pн	Общая Pн=пPн		cosφ	tgφ										
БЭЛП																
Проектируемые электроприемники																
Шкаф автоматики	1	0,5	0,5	1,00	0,95	0,33	0,50	0,16	0,20							
Эл.привод задвижки	1	4	4	0,00	0,80	0,75	0,00	0,00	0,00							
Щит собственных нужд	1	7	7	1,00	0,92	0,43	7,00	2,98	49,00							
Итого общая нагрузка до компенсации	3,0		11,5	0,7	0,92	0,42	7,5	3,1	49,2	2,0	1,00	7,5	3,1	8,1	12,3	
АУКРМ 10 квар													-2,5			
Итого проект.нагрузка после компенсации	3,0		11,5	0,7	0,996	0,09	7,5	3,1	49,2	2,0	1,00	7,5	0,6	7,5	11,4	

Таблица 3.21 - Расчёт нагрузок трансформатора на БЭЛП УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения

Наименование	Cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.*кВА
			Pp, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА	
БЭЛП						
Силовая нагрузка в т.ч. осветительная	0,980	0,22	7,5	0,6	7,5	1x25
Итого на стороне 0,4 кВ:	0,980	0,22	7,5	0,6	7,5	
Потери в трансформаторах:			0,1	0,7		Коэффициент загрузки тр-ра
Итого на стороне ВН			7,6	1,3	7,7	0,15

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	

4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Для проектируемых потребителей четвертой очереди куста скважин №138 Вынгаяхинского месторождения категория надежности электроснабжения принято – III.

Для проектируемых потребителей второй очереди куста скважин №85 Вынгаяхинского месторождения категория надежности электроснабжения принято – II.

Для проектируемых потребителей второй очереди куста скважин №310 Валынтайского месторождения категория надежности электроснабжения принято – II.

Для проектируемых потребителей третьей очереди куста скважин №10 Карамовского месторождения категория надежности электроснабжения принято – III.

Для проектируемых потребителей третьей очереди куста скважин №108 Крайнего месторождения категория надежности электроснабжения принято – II.

Для проектируемых потребителей второй очереди куста скважин №206 Крайнего месторождения категория надежности электроснабжения принято – II.

Для оборудования автоматизации, пожарной сигнализации, связи назначена – I категория по надежности электроснабжения, которая обеспечивается существующими комплектными источниками бесперебойного питания в существующем аппаратном блоке.

Для водозаборных скважин категория электроснабжения принята – III.

Нормируемая надежность электроснабжения электроприемников II категории обеспечивается наличием двумя взаиморезервируемыми одноцепными ВЛ-6кВ.

Показатели качества электроэнергии соответствуют ГОСТ-32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Схема электроснабжения, оборудование и материалы, предусмотренные проектом, обеспечивают требуемое качество электроэнергии, падение напряжения у самого удаленного потребителя не превышает 5 %, в сети освещения падение напряжения у самого удаленного потребителя не превышает 3 %.

Требования к качеству электроэнергии установлены ГОСТ 32144-2013, согласно которому основные нормы показателей качества электроэнергии:

- значения установившегося отклонения напряжения δU_y не должны превышать нормально и предельно допустимых значений $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от нормального и аварийного режимах работы сети, соответственно;

- значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения сети 0,4 кВ не должны превышать нормально допустимого значения 8% и предельно допустимого значения 12%;

- значения коэффициента не симметрии напряжений по нулевой и обратной последовательности в точках общего присоединения к питающей электрической сети не должны превышать нормально допустимого значения 2% и предельно допустимого значения 4%;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

- значения отклонения частоты не должны превышать нормально и предельно допустимых значений $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц соответственно от номинальной частоты электрической сети в нормальном и послеаварийном режимах работы сети.

Проектируемые электроустановки не искажают уровни показателей ГОСТ 32144-2013.

Принятый класс напряжения распределительной сети, сечения кабелей, выбор трассы кабельных линий, обеспечивают передачу электроэнергии от источника к потребителю с минимальной потерей напряжения.

Основными электроприемниками является насосное оборудование с длительным режимом работы и постоянным характером нагрузки, в связи с этим колебания напряжения будут отсутствовать. Выполнение проверки показателей качества электроэнергии, а именно: размаха изменения напряжения и дозы фликера – не требуется.

На месторождении доля трехфазной насосной нагрузки (электродвигатели насосных агрегатов) составляет более 90 % и отсутствуют крупные однофазные потребители, в связи с этим напряжения и токи будут симметричны. Выполнение проверки показателей качества электроэнергии, а именно: коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности и коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности – не требуется.

Таким образом, показатели качества электроэнергии на реконструируемой ПС будут соответствовать ГОСТ 32144-2013.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001					Лист
					18

В 2КТПНУ предусматривается секционирование в РУ-6кВ и в РУ-0,4кВ, что дает возможность в аварийном режиме в случае потери напряжения на одном из питающих фидеров организовать питание от другого фидера.

Описание решений по электроснабжению расширяемой части куста скважин №10

Для расширяемой части куста скважин №10 электроснабжение потребителей предусматривается от существующей комплектной трансформаторной подстанции КТПН 1000/6/0,4кВ №5. Подключение проектируемой скважины предусматривается на заменяемый автоматический выключатель в РУНН.

Описание решений по электроснабжению расширяемой части куста скважин №108

Предусматривается строительство двух отпаяк одноцепных ВЛ-6 кВ до проектируемой 2КТПНУ.

Для расширяемой части куста скважин №108 электроснабжение потребителей предусматривается от проектируемой комплектной трансформаторной подстанции 2КТПНУ-1000/6/0,4кВ.

В 2КТПНУ предусматривается секционирование в РУ-6кВ и в РУ-0,4кВ, что дает возможность в аварийном режиме в случае потери напряжения на одном из питающих фидеров организовать питание от другого фидера.

Описание решений по электроснабжению расширяемой части куста скважин №206

Для расширяемой части куста скважин №206 электроснабжение потребителей предусматривается от существующей комплектной трансформаторной подстанции 2КТПНУ-1000/6/0,4кВ. Подключение проектируемых скважин предусматривается на существующие и заменяемые автоматические выключатели в РУНН.

5.1 ВЛ 6 кВ

Согласно климатическим характеристикам территория прохождения ВЛ 6 кВ относится по гололеду к II району (толщина стенки до 15 мм) и по ветру к II району (ветровое давление 0,23 кПа) климатических условий.

Таблица 5.1 – Протяженность проектируемых трасс ВЛ 6 кВ

№	Наименование ВЛ-6кВ	Протяженность, м.
1.	ВЛ 6 кВ №1 т.вр. КТП №2 куст 310- КТП №2 куст 310	184
2.	ВЛ 6 кВ №2 т.вр. КТП №2 куст 310- КТП №2 куст 310	216
3.	ВЛ 6 кВ №1 т.вр. КТПН №2 К-108 – КТПН №2 К-108	36,4
4.	ВЛ 6 кВ №2 т.вр. КТПН №2 К-108 – КТПН №2 К-108	47,4

Для одноцепных ВЛ 6 кВ приняты металлические опоры из труб по типовой серии Арх. №4.0639 «Конструкции опор ВЛ 6-10 кВ из отработанных бурильных и отбракованных обсадных труб для районов Западной Сибири».

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
							20

В качестве провода, применяемого в проектируемых воздушных линиях, используется:

- А 95;

- СИП-3 1х95 (в местах пересечения с автомобильными дорогами и ВЛ, а также промежуток с концевой опоры до приёмного портала КТПН).

Согласно требованиям ПУЭ (седьмое издание), рекомендациям информационных и методических материалов АО «РОСЭП» № 02.09-99 от 12.04.99 года по выбору изоляции, в зависимости от грозовой деятельности по регионам, и ТТР-01.08-03 ГК ГПН изоляция линии выполняется стеклянными изоляторами типа ПС 70Е по два изолятора в натяжных гирляндах. Изолирующие подвески опор комплектуются в соответствии с типовой разработкой Арх. №4.0639-1-ЭЛ-33. Для штыревого крепления проводов на промежуточных опорах применяются изоляторы типа ШС-10Д.

Изоляция линии соответствует требованиям по степени загрязнения атмосферы, согласно главе 1.9 «Изоляция электроустановок» ПУЭ (седьмое издание).

Линейная арматура для крепления провода на опорах принята серийного производства.

В начале и конце проектируемых воздушных линий, устанавливается линейный разъединитель типа РЛК.

Проектом предусмотрена окраска металлических опор в цвета ПАО «Газпромнефть» (синий).

Все пересечения проектируемой ВЛ-6 кВ с наземными и подземными коммуникациями и естественными преградами выполняются в соответствии с ПУЭ (седьмое издание) и техническими условиями владельцев.

Для предотвращения гибели птиц от поражения электрическим током проектом на всех опорах ВЛ с натяжной и штыревой изоляцией, включая опоры с оборудованием (линейными разъединителями) предусматривается применение специальных птицевозащитных устройств типа ПЗУ серийного производства.

На пересечении с автодорогой предусматривается установка шаров маркеров красного цвета со светоотражающими элементами.

5.2 2КТПНУ 6/0,4 кВ, пусковая и защитная аппаратура 0,4 кВ

На расширяемой части куста скважин №310 Вальнтойского месторождения предусматривается установка 2КТПНУ-6/0,4кВ 2х630кВА.

На расширяемой части куста скважин №108 Крайнего месторождения предусматривается установка 2КТПНУ-6/0,4кВ 2х1000кВА.

Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки трехфазного переменного тока частотой 50 Гц предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6/0,4 кВ. Трансформаторная подстанция разрабатывается на основе технических требований на 2КТПНУ и поставляются с установленными масляными трансформаторами. 2КТПНУ

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

закрытых производственных помещений. В РУВН, РУНН предусмотрена естественная приточно-вытяжная вентиляция, а также принудительная вентиляция с ручным управлением.

5.3 БЭЛП 6/0,4 кВ, пусковая и защитная аппаратура 0,4 кВ

Для обеспечения электроэнергией электроприемников УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения предусматривается установка блока электроснабжения линейных потребителей, укомплектованный трансформатором трехфазного переменного тока частотой 50 Гц мощностью 25 кВА. БЭЛП 6/0,4 кВ разрабатываются на основе технических требований на БЭЛП и поставляются с установленными масляными трансформаторами.

БЭЛП-6/0,4 кВ состоит из трех отсеков:

- отсек устройства со стороны высшего напряжения – УВН;
- отсек силового трансформатора;
- отсек распределительного устройства со стороны низшего напряжения – РУНН.

Устройство со стороны высшего напряжения выполнено на камерах серии КСО.

Отсек УВН выполнен с воздушным вводом. На вводах 6 кВ установлены ограничители перенапряжений ОПН-6.

В отсеке силового трансформатора установлен масляный трансформатор серии ТМГЭС-12 мощностью 25 кВА. Трансформаторный отсек имеет маслоприемное и маслоотводное устройства.

Распределительное устройство со стороны низшего напряжения состоит из линейных панелей. Ввод отходящих кабелей в отсек РУНН-0,4 кВ предусмотрен снизу.

Покраска БЭЛП-6/0,4 кВ выполняется заводом-изготовителем в корпоративные цвета Компании с нанесением знаков безопасности и логотипов.

БЭЛП 6/0,4 кВ оборудована системами освещения, автоматического обогрева и вентиляции, обеспечивающими нормативные требования к освещенности и температуре для закрытых производственных помещений. В РУВН, РУНН предусмотрена естественная приточно-вытяжная вентиляция, а также принудительная вентиляция с ручным управлением.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

дополнения сигналов от проектируемого оборудования, принимаемых от системы телемеханики и АСТУЭ.

Информация с УСПД передается по интерфейсу RS-485 на преобразователь интерфейсов, установленный в шкафу связи блока контроля и управления и далее по сети широкополостного беспроводного доступа до центра сбора информации в АРМ и сервер АСТУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
										25
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

7 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии

Проектные решения разработаны с учетом применения энергосберегающего оборудования.

Энергоэффективность достигается за счёт применения в проекте комплекса энергосберегающих мероприятий:

- применение станций управления с преобразователем частоты, позволяющим изменять число оборотов двигателей и, соответственно, регулировать производительность в зависимости от параметров технологического процесса. Благодаря автоматическому и оптимальному регулированию производительности происходит снижение мощности, потребляемой электроприводом;

- применение современных приборов учета и контроля электропотребления, что позволяет с достаточной точностью выявить случаи возможного перерасхода электроэнергии и своевременно устранить их причины;

- электрическое освещение технологических площадок выполнено современными энергосберегающими светодиодными светильниками, установленными на осветительных установках. Все светильники имеют повышенный коэффициент полезного действия, что обеспечивает экономию электрической энергии на электроосвещение;

- управление наружным освещением предусмотрено автоматическое – отключение фотодатчиком в светлое время суток;

- управление электрообогревом в блок-боксах предусмотрено с ручным и автоматическим управлением в зависимости от температуры воздуха;

- применение в блочно-модульных зданиях светодиодных светильников;

- применение в составе КТПН 6/0,4 кВ трансформаторов с пониженными потерями холостого хода и короткого замыкания;

- выбор оптимальной трассы питающих кабелей, а также ВЛ-6 кВ в целях сокращения длины;

- применение автоматических конденсаторных установок.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

							ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			26

8 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Для учета электроэнергии на водах на стороне 0,4 кВ в проектируемых КТПН-6/0,4кВ и БЭЛП-6/0,4кВ комплектно поставляется шкаф учета, в состав которого входит счётчик электрической энергии и контроллер.

Для учета электроэнергии на вводах на стороне 0,4 кВ в РУНН существующих КТПН имеются счетчики активной и реактивной энергии на каждом вводе.

Сбор информации со счетчиков осуществляется на контроллер, с которого данные передаются в шкаф связи блока контроля и управления и далее по сети широкополосного беспроводного доступа до центра сбора информации на АРМ диспетчера.

Для учета электроэнергии во время ремонта скважин предусматривается установка автоматического выключателя со встроенным узлом учета, от которого в свою очередь запитывается шкаф ПРС.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

Лист

27

9 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

К сетевым трансформаторным объектам относятся проектируемые комплектные трансформаторные подстанции (КТПН).

Тип, мощность и количество силовых трансформаторов на проектируемых скважинах выбраны с учётом:

- территориального расположения объекта;
- расчётных мощностей и количества подключаемых нагрузок;
- коэффициентов перегрузки и загрузки масляных силовых трансформаторов в послеаварийном и нормальном режимах работы;
- исходя из требуемой категории надёжности электроснабжения.

Таблица 9.1 – Сведения о мощности силовых трансформаторных объектов

п/п	Тип объекта	Кол-во	Мощность, кВА
1.	Куст скважин №138, четвертая очередь, КТПН (существующая)	1	1000
2.	Куст скважин №138 (повышающий трансформатор погружного насоса)	1	250
3.	Куст скважин №85, Вторая очередь, КТПН (существующая)	1	2x1000
4.	Куст скважин №85 (повышающий трансформатор погружного насоса)	1	250
5.	Куст скважин №310, Вторая очередь, КТПН (проектируемая)	1	2x630
6.	Куст скважин №310 (повышающий трансформатор погружного насоса)	1	520
7.	Куст скважин №310 (повышающий трансформатор погружного насоса)	4	400
8.	Куст скважин №10, Третья очередь, КТПН (существующая)	1	1000
9.	Куст скважин №10 (повышающий трансформатор погружного насоса)	1	520
10.	Куст скважин №108, Третья очередь, КТПН (проектируемая)	1	2x1000
11.	Куст скважин №108 (повышающий трансформатор погружного насоса)	6	250
12.	Куст скважин №108 (повышающий трансформатор погружного насоса)	6	400
13.	Куст скважин №108 (повышающий трансформатор погружного насоса)	1	160
14.	Куст скважин №206, Вторая очередь, КТПН (существующая)	1	2x1000
15.	Куст скважин №206 (повышающий трансформатор погружного насоса)	1	1000
16.	Куст скважин №206 (повышающий трансформатор погружного насоса)	2	400
17.	УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения, БЭЛП (проектируемая)	1	25

На второй очереди куста скважин №310 предусматривается:
 - установка одной комплектной двухтрансформаторной подстанции блочно-модульного исполнения типа 2КТПНУ-630/6/0,4-ХЛ1, укомплектованные силовыми трансформаторами с пониженными потерями холостого хода и короткого замыкания;

На третьей очереди куста скважин №108 предусматривается:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		28

- установка одной комплектной однострансформаторной подстанции блочно-модульного исполнения типа КТПН-1250/6/0,4-ХЛ1, укомплектованная силовым трансформатором с пониженными потерями холостого хода и короткого замыкания.

На УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения предусматривается блок электроснабжения линейных потребителей БЭЛП-6/0,4кВ, укомплектованный силовым трансформатором с пониженным и потерями холостого хода и короткого замыкания мощностью 25 кВа.

Для преобразования электроэнергии погружного насоса добычи нефти проектом предусматриваются трехфазные масляные повышающие трансформаторы типа ТМПН с первичным напряжением 380 В и вторичным регулируемым напряжением 1250-2210 В (25 ступеней).

Мощность повышающих трансформаторов ТМПН выбрана с учётом:

- номинальной мощности электродвигателей погружных насосов;
- условий среды эксплуатации погружных электронасосов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

10 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства – для объектов производственного назначения

В комплектных трансформаторных подстанциях и БЭЛП 6/0,4 кВ заводом-изготовителем предусматривается установка масляных трансформаторов типа ТМГ и комплектная поставка маслоотводных и маслоприемных устройств, рассчитанных на полный объем масла.

Масло в герметичных трансформаторах ТМГ не соприкасается с воздухом и не окисляется. Трансформаторы не требуют дополнительных расходов при вводе в эксплуатацию и не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока службы.

Ремонт и техническое обслуживание проектируемых электроустановок и высоковольтных линий предусматривается на существующих ремонтно-эксплуатационных базах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

11 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Защита от статического электричества технологических аппаратов предусматривается в соответствии с «Временными правилами защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» (РД 39.22.113-78).

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования. Такие заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с требованиями глав 1.7 ПУЭ.

Присоединения к контуру заземления при помощи отдельного ответвления независимо от заземления соединенных с ними коммуникаций и конструкций подлежат: аппараты, агрегаты, в которых происходит дробление, распыление, разбрызгивание продуктов; футерованные и эмалированные аппараты (емкости); отдельно стоящие агрегаты, аппараты, не соединенные трубопроводами с общей системой аппаратов и емкостей.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, согласно СП 76.13330.2016 и ПУЭ п.1.7, все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат занулению и заземлению путем присоединения их к заземляющему устройству.

В качестве основных заземляющих проводников используются нулевые жилы кабелей и проводов, специально прокладываемые в земле магистрали заземления. Внутренние контуры зданий выполняются из полосовой оцинкованной стали 25x4 мм. Внешний контур заземления выполняется электродами из круглой стали длиной 5 м и диаметром 18 мм, ввертываемыми в грунт на глубину 0,7 м от поверхности земли, соединяемыми между собой стальной полосой 40x5 мм.

Сеть 0,4 кВ выполнена с глухозаземленной нейтралью.

Сеть 6 кВ выполнена с изолированной нейтралью.

Заземляющее устройство КТП, блока контроля и управления, площадки станции управления принято общим для напряжений 6 кВ и 0,4 кВ. Расчетное сопротивление заземляющего устройства - не более 4 Ом принято, как наименьшее в соответствии с ПУЭ п.п.1.7.96, 1.7.97 и 1.7.101.

Заземление кабельных конструкций обеспечивается электрическим контактом траверсы с опорными металлическими конструкциями эстакады, которые являются естественным заземлителем.

Предусматривается присоединение заземляющего устройства установок к металлоконструкциям эстакады. Для создания непрерывной электрической связи, все элементы конструкции соединяются сваркой или перемычками.

При монтаже сооружений и устройстве заземления необходимо провести замер удельного сопротивления заземляющих устройств, в случае превышения нормируемых значений, увеличить количество вертикальных электродов.

Защитные мероприятия включают в себя молниезащиту, защиту от статического электричества и защитные меры электробезопасности проектируемых объектов и сооружений.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

Наружные установки должны быть защищены от прямых ударов и вторичных проявлений молнии. Защита от прямых ударов молнии осуществляется использованием металлических каркасов и кровли зданий и сооружений в качестве молниеприемников и молниеотводов.

Молниезащита и защита от статического электричества проектируемых объектов выполнена в соответствии с РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» и СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

В соответствии с требованиями СО 153-34.21.122-03 здания, относящиеся к взрывоопасным зонам класса В-1а, наружные установки с взрывоопасной зоной класса В-1г по устройству молниезащиты относятся к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения с минимально возможным уровнем надежности защиты от прямых ударов молнии 0,9. Блочные установки с нормальной средой – к категории обычных объектов с уровнем надежности защиты от прямых ударов молнии 0,9.

Специальных мер по молниезащите КТПН не требуется, так как металлическая арматура каркаса объемного и кабельного блоков имеет жесткую металлическую связь с внутренним контуром, что соответствует РД 34.21.122-87. Толщина металла кровли составляет не менее 0,5 мм, если ее необязательно защищать от повреждений и нет опасности воспламенения находящихся под кровлей горючих материалов.

Для защиты от вторичных проявлений молнии железные кровли, трубопроводы, металлические корпуса аппаратуры, расположенные как внутри помещений, так и вне их, соединяют между собой так, чтобы они представляли непрерывную электрическую цепь, которую заземляют в нескольких местах.

Согласно п. 2.6 и п. 2.18 РД 34.21.122-87 взрывоопасные зоны для вытяжной вентиляционной шахты аварийной вентиляции проектируемого блок-бокса АГЗУ и дыхательного клапана проектируемой дренажной емкости определены цилиндром высотой $H=2,5$ м, радиусом $R=5,0$ м. Согласно п. 2.18 РД 34.21.122-87 защите от прямых ударов молнии с помощью молниеотвода подлежит только дыхательный клапан проектируемой дренажной емкости, расположенный на высоте 5,0 м от уровня земли.

Молниезащита дыхательного клапана емкости и пространства над ним, ограниченного цилиндром высотой 2,5 м с радиусом 5 м, запроектирована молниеотводом совмещенным с прожекторной мачтой высотой 31,75 м.

Принятая система заземления на кустах скважин №138, №310, №108, №206, а также на БЭЛП УЗА №1 – TN-S.

Принятая система заземления на кустах скважин №85, №10 – TN-C-S. Контактные соединения в цепи заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434–82.

Приборы и соединительные коробки, размещаемые по месту, заземлить с общим контуром заземления.

Устье скважины (В-1г) относится ко II категории по молниезащите.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
							32

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003 помещения блок-боксов, относятся к специальным объектам с ограниченной опасностью (II класс), и защищаются от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высоких потенциалов путем присоединения корпусов технологического оборудования, блок-боксов к заземляющему устройству.

Заземление концевых одноцепных опор ВЛ 6 кВ с разъединителями выполняется замкнутыми контурами вокруг стоек с разъединителями. В качестве горизонтальных заземлителей принята сталь круг 18, прокладка заземлителей выполняется на глубине 1 м.

Металлическая свая опоры ВЛ 6 кВ из труб в ненаселенной местности полностью обеспечивает необходимое минимальное сопротивление и дополнительных заземляющих устройств не требуется.

Сопротивление заземляющих устройств для опор с электрооборудованием не должно превышать 10 Ом.

Для остальных опор одноцепных ВЛ 6 кВ металлические сваи из отработанных бурильных труб в ненаселенной местности полностью обеспечивает необходимое минимальное сопротивление заземления и дополнительных заземляющих устройств не требуется.

Согласно п. 4.2.153 ПУЭ металлические опоры ВЛ на протяжении 200-300 м подхода к ПС должны быть заземлены с сопротивлением не более 10 Ом.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001				
Лист				
33				

12 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства

Воздушные линии выполняются проводами типа А95 и на спусках от концевой опоры до КТП, а также на пересечения с автодорогой и между собой – СИП-3 1х95.

Наружные электрические сети прокладываются по кабельной эстакаде. Сечение кабелей выбрано по допустимым токовым нагрузкам согласно требованиям, п.1.3 ПУЭ и ГОСТ 22483-2012 и проверены по характеристикам срабатывания защитных аппаратов, установленных на линии, при однофазном токе короткого замыкания согласно требованиям, п.1.4.2 ПУЭ.

Кабельные линии, питающие систему аварийного и эвакуационного освещения, а также средств пожарной сигнализации в КТПН, приняты огнестойкого исполнения типа ВВГнг(A)-FRLS и поставляются комплектно.

Все силовые кабели 0,4 кВ выбраны по длительному току нагрузки, проверены по потере напряжения, по условию обеспечения отключения однофазного короткого замыкания в конце линии, обеспечения нормируемого в п. 1.7.79 ПУЭ (изд. 7) времени защитного автоматического отключения.

В проекте применены типы кабелей, соответствующие условиям окружающей среды (наружные установки), условиям прокладки кабелей. Класс напряжения кабелей соответствует напряжению питающей сети (2000/380/220В, 50 Гц). Для исключения повреждений кабелей предусмотрены меры по защите кабельных линий от механических повреждений (применение стальных водогазопроводных труб).

Прокладка кабеля предусматривается по эстакаде в металлических лотках.

Прокладка кабеля на подходе к прожекторной мачте и осветительной установке с молниеотводом выполнена в стальных водогазопроводных трубах в земле.

Тип осветительной арматуры, аппараты управления и электрические проводки соответствуют средам, в которых они эксплуатируются.

Электроосвещение внутри зданий предусмотрено светодиодными светильниками. Все электрооборудование блочно-комплектных устройств (осветительная арматура, пускозащитная аппаратура, низковольтные комплектные устройства, силовая и осветительная проводка, цепи управления и т.д.) поставляется заводами изготовителями в смонтированном виде и выполняется в соответствии СП 52.13330.2016.

Для установки на открытом воздухе применяются светодиодные светильники в климатическом исполнении УХЛ1 и ХЛ1 в соответствии с ГОСТ 15150-69*.

В КТПН, БЭЛП, а также в блоке контроля и управления предусматривается:

– светильники внутренней установки выполнены со степенью защиты от внешнего воздействия по ГОСТ 14254 не менее IP54, климатическое исполнение УХЛ4.

– электрооборудование в помещении– со степенью защиты от внешнего воздействия по ГОСТ 14254 не менее IP54, климатическое исполнение УХЛ4.

Электрооборудование и светильники наружной установки:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

– в невзрывоопасной зоне - со степенью защиты от внешнего воздействия по ГОСТ 14254 не менее IP54, климатическое исполнение УХЛ1;

– во взрывоопасных зонах - повышенной надежности против взрыва 2ExdIIAT3, климатическое исполнение УХЛ1

Типы светильников и электрооборудования соответствуют условиям среды, назначению и характеру производимых работ.

Для установки на открытом воздухе применяются светодиодные светильники в климатическом исполнении УХЛ1 и ХЛ1 в соответствии с ГОСТ 15150-69*.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

13 Описание системы рабочего и аварийного освещения

На кусту скважин №10 (третья очередь) Карамовского месторождения и на расширяемой части куста скважин №108 Крайнего месторождения освещение выполняется существующими прожекторными мачтами.

Проектом предусматривается наружное электроосвещение в расширяемых частях кустов скважин №№138, 85, 310, 108.

Наружное электроосвещение территории расширяемых частей кустов скважин №№138, 85, 108 осуществляется светодиодными прожекторами мощностью 300 Вт, установленными на осветительной установке высотой 12 м.

Наружное электроосвещение территории расширяемых частей куста скважин №310 осуществляется светодиодными прожекторами мощностью 300 Вт, установленными на прожекторной мачте высотой 20 м.

Управление предусмотрено:

- автоматическое: от сигнала фотодатчика на ящик ЯУО 9602, установленного внутри КТПН у входной двери;
- ручное: с кнопок поста управления, установленного снаружи КТПН у входной двери.

Нормы освещенности выбраны в соответствии с СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» и приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Нормируемая освещенность кустовых площадок

Наименование участка	Нормируемая освещенность, лк	Нормативный документ
Пожарные проезды, дороги для хозяйственных нужд	5	СП 52.13330.2016
Проезды с наибольшей интенсивностью движения в обоих направлениях менее 10 единиц в час	5	СП 52.13330.2016
Ступени и площадки лестниц и переходных мостиков	10	СП 52.13330.2016
Площадка электрооборудования	5	СП 52.13330.2016

Таблица 19.2 Перечень и количество прожекторов, применяемых на проектируемых площадках

Наименование площадки	Место установки (прожекторная мачта, осветительная установка)	Кол-во прожекторов	Мощность прожектора
Куст 108. Третья очередь	ОУ1	3	300 Вт
Куст 138 Четвертая очередь	ОУ1	3	300 Вт
Куст 85 Четвертая очередь	ОУ1	3	300 Вт
Куст 310 Третья очередь	ОУ1	6	300Вт

Сеть освещения блочно-комплектных установок выполняется заводом-изготовителем блоков, поставляется комплектно и выполняется в соответствии СП 52.13330.2016. Уровень искусственной освещённости рабочих мест внутри блочно-комплектных установок предусматривается не менее 150 лк.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
							36

В блочных установках применяются светодиодные светильники и светильники с компактными люминесцентными лампами.

Напряжение в сети электроосвещения 220 В.

Аварийное освещение в блочно-комплектных установках обеспечивается аварийными светильниками, укомплектованными аккумуляторными батареями.

Ремонтное освещение в блочно-комплектных установках осуществляется через понижающие трансформаторы 220/12 В.

Рабочее, аварийное, ремонтное освещение блочно-комплектных установок выполняется заводом-изготовителем блоков и поставляется комплектно.

Дополнительно для визуального периодического проведения контроля параметров приборов КИП и при потере напряжения в сети освещения проектом предусмотрены переносные взрывозащищенные аккумуляторные светильники типа СГВ-2-У1, включение которых производится вне взрывоопасных зон.

Наружное освещение на период строительства куста скважин до установки прожекторной мачты и осветительной установки, совмещенной с молниеотводом будет обеспечиваться буровой установкой.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

14 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии

Дополнительные и резервные источники электроэнергии проектом не предусматриваются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001

15 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Электрооборудование I категории (оборудование КИПиА) подключается от НКУ через отдельные устройства гарантированного питания (ИБП), с аккумуляторами, обеспечивающими нормальное функционирование подключенных потребителей при полном отсутствии внешнего электроснабжения. ИБП поставляются в составе щитов электрооборудования I категории.

Силовые выключатели отвечают требованиям в бесперебойности электроснабжения и обеспечивают надежность электроснабжения потребителя за счет резервирования питания на время аварийных и плановых ремонтных работ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

16 Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование

Аварийная броня энергопринимающих устройств проектом не предусматривается, в виду их отсутствия.

Технологическая броня проектом не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

17 Ссылочные нормативные документы

1. ПП РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (ред. от 01.10.2020);
2. Федеральный закон №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (ред. от 27.12.2018);
3. СП12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (с Изменением №1);
4. ПУЭ. Издание 6, 7. «Правила устройства электроустановок»;
5. СО153-34.21.122-2003. «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
6. РД 34.21.122-87. «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений; действующие нормы и правила»;
7. РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»;
8. ГОСТ 50571.5.54-2013. «Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов»;
9. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 " О противопожарном режиме» (ред. от 23.04.2020);
10. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ред. от 01.01.2017).
11. ГОСТ 12.1.030-81. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление» (с Изменением №1);
12. СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства».
13. ГОСТ Р 58367-2019 "Обустройство месторождений нефти на суше".

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изм.	зам.	новых	аннул.				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС1.1-ТЧ-001