



Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

А К Ц И О Н Е Р Н О Е О Б Щ Е С Т В О

Свидетельство № 0002-2012-6315200011-07 от 7 декабря 2012 г.

Заказчик – ООО «ГПН-Развитие»

**Обустройство Тазовского месторождения.
Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ


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

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Текстовая часть

1000/27-П-ИОС1.1

Том 5.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
7	1945-24		07.03.24



Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

А К Ц И О Н Е Р Н О Е О Б Щ Е С Т В О

Свидетельство № 0002-2012-6315200011-07 от 7 декабря 2012 г.

Заказчик – ООО «ГПН-Развитие»

**Обустройство Тазовского месторождения.
Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Текстовая часть

1000/27-П-ИОС1.1

Том 5.1.1

Главный инженер

Главный инженер проекта



Н.П. Попов

Д.В. Мирошников


Н.П. Попов

Д.В. Мирошников










2024

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
1000/27-П-ИОС1.1-С	Титул и содержание тома	Изм. 1,2,3,4,5,6,7 (Зам.)
1000/27-П-СП	Состав проектной документации	
1000/27-П-ИОС1.1	Подраздел 1. Система электроснабжения. Текстовая часть	Изм. 1,2,3,4, 5,6,7 (Зам.)

Взам. инв. №										
	Подпись и дата									
Инв. № подл.	Разраб.		Славкин		<i>Славкин</i>	07.03.24	1000/27-П-ИОС1.1-С	Стадия	Лист	Листов
	Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	07.03.24		П		1
Содержание тома 5.1.1							 АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ			

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник ЭТО		Е.В. Семин
Главный специалист ЭТО		В.Н. Лушнова
Главный специалист ЭТО		А.И Сидорова
Заведующий группой ЭТО		Н.Г. Семенова
Заведующий группой ЭТО		Ю.Н. Наумов
Ведущий инженер ЭТО		С.В. Пронин
Инженер III категории ЭТО		Ф.А. Фомичев
Ведущий Инженер ЭТО		А.А. Кудашов
Нормоконтролер		Е. В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 СИЛОВОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ	1-1
1.1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	1-1
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ТЕХНИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА К СЕТЯМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ	1-1
1.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	1-2
1.4 СВЕДЕНИЯ О КОЛИЧЕСТВЕ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, ИХ УСТАНОВЛЕННОЙ И РАСЧЕТНОЙ МОЩНОСТИ.....	1-4
1.5 ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	1-4
1.6 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ В СООТВЕТСТВИИ С УСТАНОВЛЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИЕЙ В РАБОЧЕМ И АВАРИЙНОМ РЕЖИМАХ	1-5
1.7 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ, УПРАВЛЕНИЮ, АВТОМАТИЗАЦИИ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	1-8
1.8 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫМ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, И ПО УЧЕТУ РАСХОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЕСЛИ ТАКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРЕДУСМОТРЕНЫ В ЗАДАНИИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ	1-8
1.9 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ	1-9
1.10 СВЕДЕНИЯ О МОЩНОСТИ СЕТЕВЫХ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ОБЪЕКТОВ.....	1-9
1.11 РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МАСЛЯНОГО И РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА	1-11
1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЗЕМЛЕНИЮ И МОЛНИЕЗАЩИТЕ.....	1-12
1.12.1 Заземление	1-12
1.12.2 Молниезащита	1-13
1.13 СВЕДЕНИЯ О ТИПЕ, КЛАССЕ ПРОВОДОВ И ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ, КОТОРЫЕ ПОДЛЕЖАТ ПРИМЕНЕНИЮ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА.....	1-14
1.14 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ РАБОЧЕГО И АВАРИЙНОГО ОСВЕЩЕНИЯ	1-16
1.15 ОПИСАНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ И РЕЗЕРВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	1-17
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕЗЕРВИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	1-17
2 ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	2-1
2.1 ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	2-1
2.2 СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ СТРОИТЕЛЬСТВА	2-1
2.3 СВЕДЕНИЯ О КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	2-1
2.4 ОХРАННАЯ ЗОНА ВЛ	2-2
2.5 ВЛ-10 кВ НА КП-2.1 ОТПАЙКИ ОТ СУЩЕСТВУЮЩИХ ВЛ-10 кВ (ЭТАП 3)	2-3
2.6 ВЛ-10 кВ (В ГАБАРИТАХ 35 кВ) НА КП-2.3 КТП№1 – ОТПАЙКА ОТ ВЛ НА КП3.1 (ЭТАП 21).....	2-8
2.6.1 Одноцепные участки в габарите 10 кВ.....	2-8
2.6.2 Двухцепная линия в габарите 35 кВ	2-11
2.7 ВЛ-10 кВ (В ГАБАРИТАХ 35 кВ) НА КП-2.3 КТП№2 – ОТПАЙКА ОТ ВЛ НА КТП№1 (ЭТАП 34)	2-15
2.7.1 Двухцепная линия в габарите 35 кВ	2-15
2.7.2 Одноцепные участки в габарите 10 кВ.....	2-16
2.8 ВЛ-10 кВ (В ГАБАРИТАХ 35 кВ) НА КТП №1 КП-2.4 – ОТПАЙКА ОТ ВЛ НА КП-2.3 (ЭТАП 42).....	2-16
2.8.1 Двухцепная линия в габарите 35 кВ	2-16
2.8.2 Одноцепные участки в габарите 10 кВ.....	2-17
2.9 ВЛ-10 кВ (В ГАБАРИТАХ 35 кВ) НА КТП №2 КП-2.4 – ОТПАЙКА ОТ ВЛ НА КТП №1 КП-2.4 (ЭТАП 55)	2-17
2.10 ВЛ-35 кВ НА КТП №1 КП-2.5 ОТПАЙКА ОТ ВЛ-35 кВ НА ПСП (ЭТАП 61)	2-18
2.11 ВЛ-35 кВ НА КТП №2 КП-2.5 ОТПАЙКА ОТ ВЛ-35 кВ НА КТП №1 КП-2.5 (ЭТАП 74).....	2-21
2.12 ВЛ-35 кВ НА КТП №1 КП-2.6 ОТПАЙКА ОТ ВЛ-35 кВ НА КП-7 (ЭТАП 81).....	2-21
2.13 ВЛ-35 кВ НА КТП №2 КП-2.6 ОТПАЙКА ОТ ВЛ-35 кВ НА КТП №1 КП-2.6 (ЭТАП 94).....	2-22
2.14 ВЛ-10 кВ НА БЛП УЗА-013 – ОТПАЙКА ОТ ВЛ НА КП3.1 (ЭТАП 22).....	2-23
3 ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ	3-1
3.1 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ВЫБОРУ ОБОРУДОВАНИЯ ДЭС	3-1

3.2	КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ	3-1
3.3	ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДЭС	3-2
3.3.1	Технологические системы ДЭС	3-3
3.3.2	Топливоснабжение ДЭС	3-3
3.3.3	Технологические системы ДЭС	3-3
3.3.3.1	Топливная система	3-3
3.3.3.2	Система масляная	3-6
3.3.3.3	Система охлаждения	3-8
3.3.3.4	Система воздухозабора, отопления и вентиляции	3-8
3.3.3.5	Система запуска	3-11
3.3.3.6	Система выпуска отработавших газов	3-11
3.3.3.7	Система пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения	3-12
3.3.3.8	Система управления и автоматизации	3-12
3.3.3.9	Система освещения	3-13
3.4	ПОЖАРНАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	3-13
3.5	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства	3-16
3.6	МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ	3-16
3.6.1	Назначение	3-16
3.6.2	Общие положения	3-16
3.6.2.1	Аппараты	3-16
3.6.3	Характеристика района	3-16
3.6.4	Материальное исполнение	3-17
3.6.4.1	Аппараты	3-17
Приложение А	Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	А-1
Приложение Б	Технические условия на электроснабжение	Б-1
Приложение В	Ведомость основного оборудования по марке ЭМ	В-1
Приложение Г	Ведомость основного оборудования по марке ЛЭП	Г-1

1 Силовое электрооборудование

1.1 Основания для проектирования

Настоящая часть проекта разработана в соответствии с требованиями:

- задания на проектирование по объекту: «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6» (представлено в томе 1);
- правил устройства электроустановок ПУЭ (шестое издание 1985 г. с изменениями 1999 г. и седьмое издание 1999...2003 г.г.);
- действующих нормативных документов (технологические нормы, государственные стандарты, инструкции и руководящие указания), при условии, что эти действующие нормативные материалы ужесточают или добавляют отдельные требования ПУЭ, типовой документации ПАО Газпромнефть (Приложение А).

Исходными данными и условиями для разработки проектной документации являются следующие документы:

- Задание на проектирование «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6», утвержденное Исполнительным директором по реализации проектов Надым-Пур-Тазовского региона ООО «ГПН-Развитие» Марковым М.А.;
- Изменение №2 к заданию на проектирование по объекту «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6», утвержденное Генеральным директором ООО «Меретояханефтегаз» Михеевым А.В.;
- Изменение №3 к заданию на проектирование по объекту «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6», утвержденное Генеральным директором ООО «Меретояханефтегаз» Михеевым А.В.;
- Изменение №4 к заданию на проектирование по объекту «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6», утвержденное Техническим директором ООО «Меретояханефтегаз» Миннахмедовым А.М.;
- Изменение №5 к заданию на проектирование по объекту «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6», утвержденное Техническим директором ООО «Меретояханефтегаз» Миннахмедовым А.М.;

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

Источником электроснабжения проектируемых сооружений является энергоцентр собственных нужд Тазовского месторождения на базе ГПЭС. Объекты Энергоцентра не входят в объем данного проекта и разрабатываются по отдельному договору (проект 1000/2-2).

Электроснабжение кустовых площадок и линейной части предусматривается от ПС-10/35кВ по ВЛ-10кВ и ВЛ-35кВ (раздел 2).

Расчет нагрузок энергоцентра Тазовского месторождения с учетом подключения нагрузок данного проекта представлен в документе 1000/27-П-ЭМ-РР02.

Для распределения электроэнергии на напряжение 0,4/0,23 кВ до потребителей кустов скважин проектируются комплектные двухтрансформаторные подстанции типа 2КТП-10(35)/0,4 кВ, с трансформаторами мощностью – 2500 и 1600 кВА, с устройством автоматического включения резерва (АВР) на стороне 0,4 кВ:

- Кустовая площадка №2.1– 2КТП-2500/10/0,4 кВ – 1 шт.;

- Кустовая площадка №2.3– 2КТП-2500/10/0,4 кВ – 1 шт.,2КТП-1600/10/0,4 кВ – 1 шт.;
- Кустовая площадка №2.4 - 2КТП-2500/10/0,4 кВ – 1 шт.,2КТП-1600/10/0,4 кВ – 1 шт.;
- Кустовая площадка №2.5 – 2КТП-2500/35/0,4 кВ – 1 шт.,2КТП-1600/35/0,4 кВ – 1 шт.;
- Кустовая площадка №2.6 – 2КТП-2500/35/0,4 кВ – 1 шт.,2КТП-1600/35/0,4 кВ – 1 шт.

Распределение электроэнергии на напряжение 0,4/0,23 кВ на узле запорной арматуры УЗА-013 осуществляется от двухтрансформаторного блока электроснабжения линейных потребителей с трансформаторами мощностью – 250 кВА, с устройством автоматического включения резерва (АВР) на стороне 0,4 кВ.

Электроснабжение проектируемых электроприемников площадки приема СОД на территории площадки УПНГ предусматривается от распределительного щита НКУ КТПНЗ УПНГ Тазовского месторождения.

Структурная схема электроснабжения проектируемых электроприемников приведена на чертежах 1000/27-П-ЭМ-0001, 1000/27-П-ЭМ-0002.

Трансформаторные подстанции и блок электроснабжения линейных потребителей поставляются в виде модулей полной заводской готовности.

Технические условия на электроснабжение представлены в Приложении Б.

1.3 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

Для обеспечения проектируемых электроприемников электрической энергией и их бесперебойной работы предусматривается надежная и экономичная система электроснабжения.

Основные электропотребители кустовых площадок №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 относятся к I категории надежности электроснабжения.

В соответствии с требованиями ПУЭ (седьмое издание, 1999-2003 г.) для электроснабжения электроприемников I категории предусматриваются комплектные двухтрансформаторные подстанции (2КТП) в качестве «основного» и «резервного» источника электроснабжения.

Клапаны-отсекатели на скважинах и отсекающие задвижки с кустов относятся к особой группе I категории надежности электроснабжения. Для них предусматривается ИБП в качестве третьего независимого источника электроснабжения, устанавливается в БКУ и получает питание от ВРУ БКУ с разных секций.

Комплектные двухтрансформаторные подстанции 2КТП являются «основным» и «резервным» источником электроснабжения. В соответствии с требованиями ПУЭ (седьмое издание, 1999-2003 г.) РУНН и НКУ 0,4 кВ предусматриваются двухсекционные с автоматическим вводом резерва (АВР) между секциями. Таким образом организовано электроснабжение по первой категории надежности электроснабжения.

Основные электропотребители (электроприводная арматура противоаварийной защиты) узла запорной арматуры УЗА-013 относятся к особой группе I категории надежности электроснабжения. Блок электроснабжения линейных потребителей (2БЛП) является «основным» и «резервным» источником электроснабжения, в качестве третьего независимого источника используется аварийная дизельная электростанция. В соответствии с требованиями ПУЭ (седьмое издание, 1999-2003 г.) РУНН предусматривается двухсекционное с автоматическим вводом резерва (АВР) между секциями, и дополнительным третьим вводом от ДЭС. Таким образом организовано электроснабжение по особой группе первой категории надежности электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников площадки приема СОД предусматривается от НКУ-0,4 кВ КТП N3 УПНГ Тазовского месторождения.

Трансформаторные подстанции поставляются в виде утепленных модулей полной заводской готовности.

В состав поставки 2КТП 2500(1600) /10/0,4 кВ входят:

- блоки-контейнеры;
- масляные трансформаторы;
- приемные порталы с изоляторами и ОПН;
- разъединители 10 кВ наружной установки
- распределительное устройство высокого напряжения с ячейками типа КСО;
- распределительное устройство низкого напряжения 0,4 кВ;
- низковольтное комплектное устройство 0,4 кВ;
- активные фильтры гармоник (АФГ-0,4кВ);
- шкаф учета электрической энергии;
- система отопления, вентиляции, освещение, автоматическая пожарная

сигнализация.

В состав поставки 2КТП 2500(1600) /35/0,4 кВ входят:

- блоки-контейнеры;
- масляные трансформаторы;
- реклоузеры трансформаторные;
- разъединители 35 кВ наружной установки с электроприводами полюсов и ножей

заземления;

- распределительное устройство низкого напряжения 0,4кВ;
- низковольтное комплектное устройство 0,4 кВ;
- динамические фильтрокомпенсирующие устройства 0,4 кВ;
- шкаф учета электрической энергии;
- система отопления, вентиляции, освещение, автоматическая пожарная

сигнализация.

Масляные трансформаторы приняты энергоэффективные со сниженными потерями холостого хода и короткого замыкания.

Конструктивное и материальное исполнение 2КТП соответствует типовым техническим требованиям на изготовление и поставку оборудования ТТТ-01.08-03 «Комплектная трансформаторная подстанция 6(10)/0,4кВ для кустовых площадок», ТТР-01.08-01 «Типовая схема и технические решения к трансформаторной подстанции 6(10)/0,4кВ для кустовых площадок» ПАО «Газпромнефть» и ТТТ-01.08-23 «Комплектные трансформаторные подстанции 35/0,4 кВ»

В КТП организована передача сигналов контроля доступа в помещения РУВН и РУНН (устанавливаются магнитоконтактные датчики на вскрытие), наличия напряжения на шинах 0,4 кВ РУНН и НКУ, данных технического учета в кустовую телемеханику и в АСТУЭ-0,4кВ (марка АК том 5.7.2).

Шкаф учета электрической энергии в КТП на площадках кустов нефтяных скважин конструктивно выполняется отдельным шкафом.

Сооружения электроснабжения относятся к следующим этапам строительства:

- Кустовая площадка №2.1– 2КТП-1600/10/0,4 кВ – 4 этап;
- Кустовая площадка №2.3– 2КТП-2500/10/0,4 кВ – 22 этап, 2КТП-1600/10/0,4 кВ – 34 этап;
- Кустовая площадка №2.4 – 2КТП-2500/10/0,4 кВ – 43 этап,2КТП-1600/10/0,4 кВ – 55 этап;
- Кустовая площадка №2.5 – 2КТП-2500/35/0,4 кВ – 62 этап; ,2КТП-1600/35/0,4 кВ – 74 этап;
- Кустовая площадка №2.6 – 2КТП-2500/35/0,4 кВ – 82 этап,2КТП-1600/35/0,4 кВ – 94 этап.

1.4 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

Основными потребителями электроэнергии сооружений площадки кустов нефтяных скважин являются:

- электродвигатели погружных насосов (ЭЦН) скважин;
- электродвигатели насосов, запорной арматуры, клапанов и систем вентиляции;
- оборудование АСУ ТП, АСУ ЭС и связи;
- электрообогрев технологических трубопроводов и аппаратов;
- термочехлы приборов КиП;
- прожекторное освещение;
- электроприемники собственных нужд блочно-модульных зданий.

Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности приведены в документах 1000/27-П-ЭМ-РР01, 1000/27-П-ЭМ-РР02,, выполненном в соответствии с «Указаниями по расчету электрических нагрузок» РТМ 36.18.32.4-92* на основании данных технологической части и других частей проекта.

Сводные данные расчетов в максимально загруженные годы на основании показателей добычи приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки

Показатель расчета	Расчетная активная мощность, кВт	Документ расчета
Кусты 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, УЗА-13 (ноябрь 2025г)	14482,54	1000/27-П-ЭМ-РР01
Энергоцентр (ноябрь 2025г)	43956,51	1000/27-П-ЭМ-РР02

1.5 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

По степени надежности электроснабжения в соответствии с ВНТП 3-85, М 01.08.01 01, ПУЭ (седьмое издание, 1999-2003 г.) потребители относятся к следующим категориям:

- электроприемники I-ой категории – электроприемники систем противопожарной защиты, электродвигатели насосов ЭЦН, электроприводная арматура, электрообогрев технологических трубопроводов и аппаратов, измерительная установка, шкафы оборудования АСУ ТП, КИПиА, связи, аварийное освещение, горизонтальная факельная установка, электродвигатели насосов и внутренние электронагреватели дренажных емкостей, видеокамеры;
- электроприемники II-ой категории – прожекторное освещение;
- электроприемники III-ей категории – скважинные установки дозирования реагентов, блок дозирования реагента, электроприводная арматура приустьевых площадок скважин и узлов переключения скважин.

Категория электроприемников системы вентиляции, кондиционирования и отопления принимается аналогично категории надежности для основных электроприемников технологического и (или) инженерного оборудования обслуживаемого здания, сооружения.

В соответствии с требованиями ПУЭ, 7 издание, электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышает одни сутки.

Соответствующая надежность электроснабжения проектируемых электроприемников обеспечивается примененной схемой электроснабжения.

Надежность электроснабжения тесно связана с качеством электроэнергии. Качественные показатели электроэнергии должны отвечать требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

В проекте предусмотрено применение высокотехнологичного оборудования (измерительных трансформаторов тока и напряжения, соответствующих параметрам режима электрической сети и т. д.), которое не создает недопустимых электромагнитных помех или используют современные фильтровые устройства. Защита проектируемого оборудования будет выполняться с применением быстродействующей микропроцессорной техники, ограничителей перенапряжения, индивидуальных устройств гарантированного питания.

Для улучшения качества электроэнергии в проекте предусматриваются меры по уменьшению токов третьей гармоники, источниками которых являются однофазное оборудование с нелинейными характеристиками (сечение нулевых рабочих проводников принимается равным сечению фазных проводников, применение трехфазных приборов).

1.6 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

Электроснабжение электроприемников 400/230 В проектируемых кустов нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 и узла запорной арматуры УЗА-013 предусматривается от комплектных двухтрансформаторных подстанций 2КТП-10(35)/0,4 кВ и блока линейных потребителей 2БЛП-10/0,4 кВ с масляными трансформаторами полной заводской готовности.

Трансформаторные подстанции предусматриваются с воздушным вводом.

Для включения 2КТП и 2БЭЛП в систему автоматического управления электроснабжения предусматривается автоматическая защита цепей, выполненная на микропроцессорных блоках, что позволяет контролировать состояние трансформатора и автоматических выключателей.

2КТП-10(35)/0,4 кВ и 2БЛП-10/0,4 кВ предусматривается в качестве «основного» и «резервного» источника электроснабжения, для 2БЛП предусмотрен третий источник питания – аварийная дизельная электростанция.

Конструктивное и материальное исполнение 2КТП соответствует типовым техническим требованиям на изготовление и поставку оборудования ТТТ-01.08-03 «Комплектная трансформаторная подстанция 6(10)/0,4кВ для кустовых площадок», ТТР-01.08-01 «Типовая схема и технические решения к трансформаторной подстанции 6(10)/0,4кВ для кустовых площадок» ПАО «Газпромнефть» и ТТТ-01.08-23 «Комплектные трансформаторные подстанции 35/0,4 кВ» ПАО «Газпромнефть».

Конструктивное и материальное исполнение 2БЛП соответствует типовым техническим требованиям на изготовление и поставку оборудования «Блок электроснабжения линейных потребителей (БЭЛП)» (ТТТ-01.08-24).

Электроснабжение 2КТП-10(35)/0,4 кВ и 2БЛП-10/0,4 кВ предусматривается по двум взаиморезервируемым воздушным линиям напряжением 10 кВ и 35 кВ, для БЛП третий ввод предусмотрен от ДЭС – кабельный.

Все электротехнические здания поставляются на площадку строительства в состоянии полной заводской готовности, комплектуемые всеми системами жизнеобеспечения, вводными устройствами, пускозащитной аппаратурой, осветительной и кабельной продукцией.

Скважинные насосы подключены к разным секциям РУНН для равномерной загрузки секций 2КТП.

Все АВР щитов установленных в КТП выполняются на микропроцессорных реле.

При исчезновении напряжения на первом вводе с помощью АВР вся нагрузка переключается на рабочую секцию РУНН, НКУ. При восстановлении параметров напряжения на вводе происходит автоматический возврат к питанию нагрузки от обоих вводов.

Все электротехнические здания поставляются на площадку строительства в состоянии полной заводской готовности, комплектуемые всеми системами жизнеобеспечения, вводными устройствами, пускозащитной аппаратурой, осветительной и кабельной продукцией.

Основные технологические сооружения площадок кустов нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 относятся к взрывоопасным установкам, электрооборудование для которых выбирается в соответствии с требованиями ПУЭ, глава 7.3, «Электроустановки во взрывоопасных зонах» и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ, федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и Федеральному закону N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», согласно с которыми производится выбор электрооборудования, приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.2 - Классификация зданий и сооружений по взрывоопасности

Наименование объекта	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ПУЭ	Класс взрывоопасных зон по 123-ФЗ	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества
Приустьевая площадка кустов нефтяных скважины	В-1г	ПА-Т3	2	ЛВЖ
Площадка подземной дренажной емкости	В-1г	ПА-Т3	2	ЛВЖ
Блок дозирования реагента	В-1а	ПА-Т2	2	ЛВЖ
Блок измерительной установки	В-1а	ПА-Т3	2	ЛВЖ
Скважинная установка дозирования реагента СУДР	В-1г	ПА-Т2	2	ЛВЖ
Площадка запорной арматуры ZV-0001, ZV-0002, ZV-0003	В-1г	ПА-Т3	2	ЛВЖ

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных зонах предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу взрывоопасной зоны, группе и категории взрывоопасной смеси согласно ПУЭ и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с обеспечением исполнения по взрывозащите не менее, чем «повышенная надежность против взрыва».

Отопление помещений блочного оборудования предусмотрено электрическое с автоматическим и ручным управлением.

Низковольтные распределительные устройства проектируются из модульных конструкций с необходимым набором пусковой и защитной аппаратуры. На распределительных щитах предусматривается 20% резерв.

Электроснабжение систем противопожарной защиты (СПЗ) выполнено от панелей ППУ, имеющих отличительную окраску (красную), которые питаются от вводно-распределительных устройств (ВРУ) с автоматическим вводом резерва. В качестве резервных источников питания для электроприемников СПЗ предусмотрены РИП с аккумуляторными батареями, рассчитанными на питание указанных электроприемников в дежурном режиме в течении 24 часов плюс 1 час работы системы пожарной автоматики в тревожном режиме (Раздел 9).

Питание электродвигателей погружных насосов УЭЦН на кустах нефтяных скважин предусмотрено от РУНН-0,4кВ через повышающие трансформаторы типа ТМПН и станции управления.

Погружные насосы механизированной добычи нефти поставляются в комплекте с электродвигателями, соответственно типа ПЭД, станциями управления (СУ) с частотным регулированием, повышающими трансформаторами и специализированным кабелем от СУ до электродвигателя.

Станция управления предназначена для регулирования частоты вращения, оптимизации работы и защиты электродвигателей.

Специализированный трансформатор ТМПН предназначен для преобразования электроэнергии напряжением 400 В в рабочее напряжение погружного электродвигателя.

Для подавления высших гармонических составляющих (ВГС) потребляемого тока и питающего напряжения станций управления, а также сокращения амплитуды гармоник, в КТП предусматриваются активные фильтры гармоник (АФГ-0,4кВ).

Подавление ВГС выходного напряжения станции управления предусматривается встроенными выходными фильтрами в СУ.

Все электрооборудование, установленное на опасных участках, сертифицировано для его использования в зонах класса В-1а, В-1г (зона 2) по ГОСТ 30852.0-2002, степень защиты не менее IP65.

Степень защиты IP, климатическое исполнение и категория размещения электрооборудования выбраны в соответствии с условиями окружающей среды.

Электрооборудование, установленное на открытом воздухе, имеет степень защиты не менее IP54, климатическое исполнение и категория размещения ХЛ1.

Электрооборудование, установленное внутри помещений, имеет климатическое исполнение и категорию размещения не менее УХЛ4, степень защиты не менее IP20 (для не взрывозащищенного электрооборудования).

Система защиты обеспечивает безопасность персонала и сводит до минимума воздействия на оборудование в результате выхода из строя, поломки или неправильной работы электрооборудования.

Защита низковольтных электродвигателей выполняется автоматическими выключателями с электронными расцепителями. Электронные расцепители обеспечивают следующие основные виды защит:

- защита от перегрузок с регулируемыми уставками по току срабатывания и времени;

- защита от короткого замыкания с регулируемой отсечкой по току срабатывания и времени.

Местное управление электродвигателями запроектировано кнопками управления, местное управление электроаппаратами запроектировано с местного блока управления, а также с помощью средств АСУТП.

Цепи для систем обогрева имеют автоматические выключатели с защитой от утечки на землю.

1.7 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

Для компенсации реактивной мощности и борьбы с нелинейными искажениями на площадках кустов нефтяных скважин предусматриваются активные фильтры гармоник (АФГ-0,4кВ).

Данные устройства предназначены для компенсации реактивной мощности в электрических сетях с повышенным содержанием гармоник (компенсация гармоник с 1-ой по 40-ю).

Установка включена в состав оборудования 2КТП - 10/0,4кВ и 2КТП - 35/0,4кВ

Управление и диспетчеризация объектами системы электроснабжения осуществляется по каналам системы АСУ ТП.

1.8 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, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование

Проектом предусматривается ряд мероприятий по экономии электроэнергии:

– в целях минимизации потерь при передаче электроэнергии до потребителя, КТП максимально приближены к центрам электрических нагрузок. Длины проводников от питающих пунктов до электроприемников приняты по возможности минимальными;

– автоматическое отключение электрообогрева помещений при достижении нормируемой температуры;

– применение современных приборов учета и контроля электропотребления на КТП позволяет с большой точностью выявить случаи возможного перерасхода электроэнергии и своевременно устранить их причины;

– в распределительных и питающих электрических сетях используются медные проводники. Выбранные сечения проводников обеспечивают потери напряжения до электроприемников и другие качественные показатели электроэнергии, требуемые ГОСТ 32144-2013;

– установка экономичного и энергоэффективного электрооборудования, соответствующего требованиям государственных стандартов:

- а) станций управления для погружных насосов систем сбора нефти с регулированием частоты вращения, позволяющие осуществлять сбор информации через систему телемеханики и автоматизировать процесс добычи, и встроенными выходными фильтрами, предназначенным для подавления высших гармонических составляющих (ВГС) выходного напряжения станции управления;

- б) динамических фильтрокомпенсирующих устройств, предназначенных для подавления высших гармонических составляющих (ВГС) и компенсации потребляемой реактивной мощности;
 - в) масляные трансформаторы приняты энергоэффективные со сниженными потерями холостого хода и короткого замыкания.
- применение светильников на светодиодных лампах для систем искусственного освещения внутри помещений;
 - автоматическое включение и отключение наружного освещения в зависимости от естественной освещенности с помощью фотореле, что исключает затраты на электроэнергию в светлое время суток.

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

В КТП предусматривается технический учет на вводных ячейках РУНН, на собственных нуждах КТП, на шкафу ремонтного фидера, на отходящих линиях каждой скважины, на отходящих линиях на щит НКУ.

Технический учет активной электроэнергии осуществляется счетчиками типа СЭТ 4-ТМ, либо аналогами.

Описание системы сбора и учета данных представлено в марке АК том 5.7.2.1.

1.10 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

Основные показатели и данные по установленным и расчетным мощностям и выбору количества и мощности трансформаторных подстанций приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.3 - Основные показатели по установленным и расчетным мощностям

Наименование показателей	Величина показателя						
	Куст №2.1	Куст №2.3		Куст №2.4		Куст №2.5	
Напряжение сети:							
-первичное, В	10000	10000		10000		35000	
-вторичное, В	230/ 400	230/400		230/400		230/400	
Количество трансформаторных подстанций/БЭЛП, шт.	1	2		2		2	
Установленная мощность:							
-Трансформаторов, кВА	2x2500	2x2500	2x 1600	2x2500	2x1600	2x2500	2x 1600
-АФГ-0,4 кВ, кВАр	2x630	2x630	2x400	2x630	2x400	2x630	2x400
Установленная мощность:							

Наименование показателей	Величина показателя						
	Куст №2.1	Куст №2.3		Куст №2.4		Куст №2.5	
электроприемники в 10000/35000 В, кВт	-	-	-	-	-	-	-
электроприемники в 400/230 В, кВт	3695,1 5	3023,9 3	1599,8	2927,5 3	2045,7	3057,1 5	1575,9
Расчетные максимальные нагрузки на 400 В:							

Таблица 1.3 - Основные показатели по установленным и расчетным мощностям

Наименование показателей	Величина показателя						
	Куст №2.1	Куст №2.3		Куст №2.4		Куст №2.5	
активная, кВт	2402,6 6	2131,3 1	1072,65	2059,8 1	1397,8 1	2132,9 1	1081,27
реактивная, квар	490,82	568,3	355,58	547,89	373,9	578,42	284,46
полная, кВА	2452,2 8	2205,7 7	1130,05	2131,4 3	1446,9 5	2209,9 5	1118,06
Коэффициент мощности cos φ	0,97	0,97	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97

Таблица 1.3 - Основные показатели по установленным и расчетным мощностям

Наименование показателей	Величина показателя		
	Куст №2.6		УЗА-013
Напряжение сети:			
-первичное, В	10000		10000
-вторичное, В	230/400		230/400
Количество трансформаторных подстанций/БЭЛП, шт.	2		1
Установленная мощность:			
-Трансформаторов, кВА	2x2500	2x 1600	2x 250
-АФГ-0,4 кВ, кВАр	2x630	2x400	-
Установленная мощность:			
электроприемников 10000/35000 В, кВт	-	-	-
электроприемников 400/230 В, кВт	3028,21	2069,4	82,85
Расчетные максимальные нагрузки на 400 В:			
активная, кВт	2130,39	1431,78	43,79
реактивная, квар	571,01	380,68	30,67
полная, кВА	2205,58	1481,52	53,47
Коэффициент мощности cos φ	0,97	0,97	0,82

1.11 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

В соответствии с принятыми основными техническими решениями для комплектации трансформаторных подстанций приняты масляные трансформаторы.

Сброс трансформаторного масла выполняется в маслоприемник, расположенный в основании блоков трансформаторов, рассчитанный на прием 100% масла установленного трансформатора. Маслоприемник комплектуется устройством для слива масла, расположенным в удобном для обслуживания месте, на границе площадки обслуживания КТП.

В связи с малым количеством трансформаторов ремонтная база непосредственно на кустовых площадках не предусматривается. Ремонт трансформаторов будет производиться на

центральных ремонтных базах (на предприятиях, согласованных Заказчиком). Для мелкого ремонта привлекается эксплуатационный персонал

1.12 Перечень мероприятий по заземлению и молниезащите

1.12.1 Заземление

Основной мерой обеспечения электробезопасности для электроустановок напряжением до 1 кВ являются сети с глухозаземленной нейтралью и системой заземления типа TN-S.

Для электроустановок напряжением выше 1 кВ принята изолированная нейтраль.

На вводах в здания и сооружения выполняется повторное заземление РЕ проводника.

Нейтраль каждого трансформатора присоединяется к защитному заземлению с сопротивлением не более 4 Ом.

Для защиты от поражения электрическим током принято защитное заземление, защитное автоматическое отключение питания и система уравнивания потенциалов в электроустановках до 1 кВ.

Система уравнивания потенциалов соединяет между собой:

- нулевой защитный РЕ проводник питающей сети в системе TN;
- заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание;
- металлические трубы коммуникаций, входящих в здание;
- металлические части каркаса зданий и сооружений;
- металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования;
- броню кабеля;
- заземляющее устройство защиты от статического электричества;
- заземляющее устройство системы молниезащиты второй и третьей категорий.

Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части должны быть присоединены к главной заземляющей шине при помощи проводников системы уравнивания потенциалов.

Для защитных мер электробезопасности, молниезащиты и защиты от статического электричества предусмотрен внешний контур заземления.

Наружное заземляющее устройство для КТП и станций управления предусматривается из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальные заземлители выполнены из черной стальной полосы 5x40 мм, уложенной на глубину не менее 0,5 м от поверхности земли на расстоянии не далее 1 м от фундамента и присоединены к вертикальным заземлителям. Вертикальные заземлители выполнены из круглой черной стали длиной 5 м, диаметром 18 мм и ввернуты в грунт на глубину не менее 0,5 м от верхнего конца электрода до поверхности земли.

Наружное заземляющее устройство блок-боксов на кустах нефтяных скважин предусматривается горизонтальным заземлителем, выполненным стальной полосой 5x40 мм.

Металлоконструкции кабельных эстакад и свайные основания фундаментов блоков являются естественным заземлителем и соединяются с контурами заземлений.

Обсадные колонны присоединяются к заземляющим устройствам через кабельную эстакаду.

Для заземления автоцистерн проектом предусмотрены устройства заземления типа УЗА 2МК04 (либо аналог) с электропитанием от НКУ-0,4 кВ.

В случае недостаточности искусственных и естественных заземлителей применяются активные необслуживаемые заземлители.

Для сведения к минимуму вредных электромагнитных наводок на чувствительное к ним оборудование, подлежат заземлению все имеющиеся токопроводные материалы, а именно конструкционная сталь блоков, арматурные стержни, кабельные стойки, трубные эстакады и трубопроводы, приборные стойки и т.д.

В групповых линиях, питающих штепсельные розетки и греющие кабели для технологических трубопроводов, предусматриваются устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным током срабатывания не более 30 мА, в соответствии с требованиями ПУЭ.

Однолинейная структурная схема заземления электротехнического оборудования представлена на чертеже 1000/27-П-ЭМ-0037, 1000/27-П-ЭМ-0038.

1.12.2 Молниезащита

В соответствии с СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» выше перечисленные сооружения (исключение прожекторная мачта) относятся к специальным объектам, для которых минимально допустимый уровень надежности защиты от прямых ударов молнии устанавливается в пределах 0,9.

По устройству молниезащиты проектируемые здания и сооружения согласно РД 34.21.122-87 относятся:

- ко II категории - помещения с зонами классов В-Ia (2), а так же наружные взрывоопасные установки с зоной класса В-1г (2);
- к III категории - здания и сооружения, в которых отсутствуют помещения с зонами взрывоопасных классов.

Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, защищаются от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через металлические коммуникации.

Наружные установки, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, защищаются от прямых ударов и вторичных проявлений молнии

Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к III категории, защищаются от прямых ударов молнии и заноса высокого потенциала через металлические коммуникации.

Для защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии используются в качестве естественных молниеотводов прожекторные мачты и металлическая кровля толщиной не менее 0,5 мм, при меньшей толщине кровли выполняется молниеприемная сетка.

Прожекторные мачты, металлическая кровля, молниеприемная сетка должны быть связаны с заземлителями молниезащиты токоотводами.

Для защиты зданий и сооружений и наружных площадок от вторичных проявлений молнии необходимо металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединить к заземляющему устройству электроустановок.

Защита от прямых ударов молнии дыхательных, газоотводных труб и пространства над ними предусматривается молниеотводами, расположенными на прожекторных мачтах, и отдельно стоящим молниеотводом.

Для защиты от заноса высоких потенциалов металлические коммуникации (надземные и подземные) при вводе в здание или сооружение присоединяются к заземляющему устройству электроустановок или защиты от прямых ударов молнии.

Защита от статического электричества обеспечивается за счет надежного соединения автономных установок, передвижного оборудования, стальных конструкций, лестниц, трубопроводов с главной сетью заземления и представляют собой непрерывную электрическую цепь.

Устройство металлических перемычек на запорной арматуре не предусматривается.

Технологические трубопроводы и аппараты представляют на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, что достигается затяжкой болтов фланцев.

Планы молниезащиты кустов нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 приведены на чертежах 1000/27-П-ЭМ-0049-1000/27-П-ЭМ-0053.

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

Наружные электрические сети выполняются кабелями с медными жилами (силовыми и контрольными), с изоляцией из этиленпропиленовой резины, бронированными стальными оцинкованными лентами, в оболочке на основе композиции, не распространяющей горение, не содержащей галогенов, на номинальное напряжение 1 кВ, для температуры окружающего воздуха от минус 60 до плюс 40 °С, климатическое исполнение ХЛ1, для прокладки без дополнительного подогрева до минус 35°С.

Кабели для наружной прокладки должны соответствовать ТТТ-01.08.-40 «Типовым техническим требованиям на изготовление и поставку силовой кабельно-проводниковой продукции с изоляцией из этиленпропиленовой резины на номинальное напряжение 0,66, 1, 6, 10 и 35кВ» ПАО «Газпромнефть».

Для прокладки внутри помещений используются кабели с медными жилами с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности с низким дымо и газовойделением, не распространяющие горения по категории А типа ВВГнг(А)-LS соответствующие требованиям ГОСТ 31996-2012.

Сеть аварийного эвакуационного освещения и кабельные линии систем противопожарной защиты запроектированы кабелями с медными жилами, огнестойкими, не распространяющими горение с пониженным дымо- и газовойделением (с маркировкой «нг(А)-FRLS»).

Электропроводки внутри блок-бокса зданий выполняются заводом изготовителем.

Вводы в блоки выполнены через унифицированные кабельные вводы. В местах прохождения кабелей через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предел огнестойкости кабельных проходок не ниже предела огнестойкости данных конструкций.

Кабели инженерных сетей прокладываются по непроходным кабельным эстакадам совместно с технологическими трубопроводами (при условии выполнения противопожарных мероприятий в соответствии с требованиями п. 7.3.121 ПУЭ), отдельным кабельным эстакадам, по площадкам – открыто в кабельных коробах и в стальных водогазопроводных трубах. Прокладка кабельных линий по эстакадам предусматривается в соответствии с требованиями п. 2.3.120 ПУЭ.

Взаиморезервируемые кабели прокладываются на двухсторонних кабельных эстакадах по разные стороны эстакады, либо на односторонних с расстоянием между ними не менее 600 мм.

Кабели по кабельным эстакадам прокладываются на кабельных конструкциях – стойки, полки, перфорированные кабельные лотки с крышками, горячего цинкования, климатического исполнения ХЛ1.

Подходы к прожекторным мачтам выполнены кабелем, прокладываемым не менее 10 м в траншее, выполненной в насыпных грунтах отсыпки площадок. Кабель от спуска с кабельной эстакады до мачты и по мачте прокладывается в трубе.

Конструкция проектируемой кабельной эстакады предусматривается строительной частью проекта.

Кабельные эстакады проектируются без защиты от воздействия солнечного излучения в соответствии с п. 2.3.19 ПУЭ, шестое издание.

План наружных электрических сетей на площадках кустов нефтяных скважин представлен на чертежах 1000/27-П-ЭМ-0041-1000/27-П-ЭМ-0045.

Кабели внутри проектируемых зданий прокладываются по кабельным конструкциям с применением кабельных стоек, полок и лотков, а также в кабель-каналах по стенам. Прокладка взаиморезервируемых кабелей выполняется в разных отсеках коробов и лотков, имеющие

сплошные продольные перегородки с пределом огнестойкости не менее 0,25 часа из негорючего материала в соответствии с требованиями ПУЭ (п. 2.1.16).

Сечения кабелей до 1000 В выбираются по нагрузке и проверены по допустимой потере напряжения и по условиям срабатывания защитного аппарата при однофазном коротком замыкании в конце линии.

В соответствии с требованиями ПУЭ, седьмое издание, пункт 1.7.79, таблица 1.7.1 время защитного автоматического отключения питания в системе TN не должно превышать 0,4 с при номинальном фазном напряжении 220 В. В цепях, питающих распределительные и групповые щиты, время отключения не должно превышать 5 с.

Наружное освещение основных проездов и дорог запроектировано прожекторами с лампами ДНАТ типа ЖО 33-1000, климатического исполнения ХЛ1, со степенью защиты не менее IP54, устанавливаемые на прожекторной мачте. Прожектора могут заменены на аналогичные, также на светодиодные. Прожекторные мачты разрабатываются и поставляются согласно техническим требованиям.

Для освещения внутри помещений используются светильники общепромышленного исполнения и взрывозащищенного исполнения. Светильники общепромышленного исполнения устанавливаются в помещениях с нормальными условиями эксплуатации. Светильники взрывозащищенного исполнения с видом взрывозащиты «повышенная надежность против взрыва» используются в зоне В-1а, В-1г (зона 2). Во всех зданиях применяются энергоэффективные светодиодные светильники с минимальным выделением тепла.

Основные показатели электроосвещения в зданиях и сооружениях приведены в таблице 1.3

Таблица 1.4 - Основные показатели электроосвещения

Наименование помещений, сооружений	Класс зоны по взрывоопасности	Тип ламп, светильников	Освещенность общего освещения, лк	Проводка
КТП	В4	Общепромышленного исполнения	100	ВВГнг(А)-LS (рабочее освещение), ВВГнг(А)-FRLS (аварийное освещение)
Блок контроля и управления	Норм.	Общепромышленного исполнения	500	ВВГнг(А)-LS (рабочее освещение), ВВГнг(А)-FRLS (аварийное освещение)
Блок дозирования реагента	В-1а (2)	Повышенной надежности против взрыва (маркировка по взрывозащите не менее 2ExdIIAT2)	50	ВВГнг(А)-LS (рабочее освещение), ВВГнг(А)-FRLS (аварийное освещение)

Наименование помещений, сооружений	Класс зоны по взрывоопасности	Тип ламп, светильников	Освещенность общего освещения, лк	Проводка
Блок измерительной замерной установки	В-1а (2)	Повышенной надежности против взрыва (маркировка по взрывозащите не менее 2ExdIIAT2)	50	ВВГнг(А)-LS (рабочее освещение), ВВГнг(А)-FRLS (аварийное освещение)
Наружное освещение территории	Норм.	Общепромышленного исполнения	2	ИнСил-РэпПнг(А)-HF-ХЛ

1.14 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Проектом предусматриваются рабочее и аварийное (эвакуационное и резервное) электроосвещение во всех проектируемых помещениях и наружное освещение проездов.

Типы светильников и род проводки соответствуют условиям среды, назначению и характеру производимых работ. Обеспечены нормы освещенности и показатели качества освещения, удобство обслуживания осветительной установки и управления.

Оборудование, кабели и материалы по электроосвещению блок-боксов входят в комплект поставки.

Рабочее освещение напряжением 400/230 В предусматривается во всех помещениях и на территории кустов нефтяных скважин для обеспечения нормальной работы.

Принципиальные схемы подключения наружного электроосвещения показаны на чертежах 1000/27-П-ЭМ-0039, 1000/27-П-ЭМ-0040.

Категория электроснабжения электроосвещения технологических зданий и сооружений принимается в зависимости от категории электроприемников основного технологического и инженерного электрооборудования зданий и сооружений.

Аварийное резервное освещение напряжением 400/230 В для продолжения работ предусматривается в помещении КТП, в блоке контроля и управления ИУ (БКУ).

Аварийное резервное освещение в нормальном режиме является частью рабочего электроосвещения и подключается отдельными линиями от разных секций щитов питания.

Освещенность от резервного освещения составляет не менее 30 % нормируемой освещенности для общего рабочего освещения.

Для аварийного освещения используются в основном те же типы светильников, что и для рабочего освещения.

Осветительные приборы аварийного освещения включаются одновременно с основными осветительными приборами рабочего освещения.

Для аварийного освещения используются в основном те же типы светильников, что и для рабочего освещения, с нанесенной буквой «А» красного цвета.

В помещении КТП, БКУ для производства ремонтных работ предусматривается переносное освещение на напряжение 12 В, для чего устанавливаются понизительные трансформаторы 220/12 В.

Эвакуационное освещение предусматривается по путям эвакуации светильниками и световыми указателями «Выход», работающими в нормальном режиме от кабельной сети, а в аварийном режиме от собственных аккумуляторных батарей. Время работы светильников от аккумуляторных батарей должно быть достаточно для полной эвакуации людей в безопасную зону, но не менее 1 часа.

Световые указатели предусматриваются во всех зданиях с возможным пребыванием людей и должны быть постоянно включены.

Освещенность в местах установки ручных пожарных извещателей, установленных у входов в блоки и здания, составляет не менее 50 Лк, и обеспечивается светильниками, установленными над входами в соответствующие здания. Управление внутренним освещением осуществляется выключателями, устанавливаемыми по месту.

Принятая проектом освещенность территорий составляет 2 лк – основные проезды.

Управление прожекторным освещением предусматривается в автоматическом режиме от ящика управления освещением (от фотореле и реле времени, с возможностью телеуправления по кустовой телемеханике АСДУЭ) и в ручном режиме (кнопкой управления на ростверке КТП).

Распределительная осветительная сеть во всех помещениях запроектирована кабелями с медными жилами, не распространяющими горение с пониженным дымо- и газовыделением (с маркировкой «нг(А)-LS»). Сети аварийного освещения во всех помещениях запроектированы кабелями с медными жилами, огнестойкими, не распространяющими горение с пониженным дымо- и газовыделением (с маркировкой «нг(А)-FRLS»).

Осветительная сеть для наружного освещения зданий запроектирована кабелями с медными жилами, не распространяющими горение с пониженным дымо- и газовыделением, холодостойкого исполнения (с маркировкой «нг(А)-ХЛ»).

1.15 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии

Электроснабжение электроприемников 400/230 В проектируемых площадок предусматривается от комплектных двухтрансформаторных подстанций с масляными трансформаторами, полной заводской готовности.

Дополнительных источников электроэнергии не требуется.

1.16 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для резервирования электроэнергии проектом предусмотрено:

- номинальная мощность силовых трансформаторов понизительных подстанций выбрана с учетом 50% загрузки;
- распределительные устройства низкого напряжения (РУНН) в двухтрансформаторных КТП предусмотрены двухсекционные с устройством автоматического включения резерва (АВР) между секциями;
- для потребителей систем автоматики, связи и средств противопожарной защиты предусматриваются источники бесперебойного питания с необходимой емкостью аккумуляторных батарей.

2 Линии электропередачи

2.1 Основания для проектирования

Исходными данными для принятия технических решений по данному разделу являются:

- Задание на проектирование «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 (представлено в томе 1).

Проектные технические решения данного раздела приняты в соответствии с требованиями:

- правил устройства электроустановок ПУЭ (седьмое издание);
- действующих нормативных документов (технологические нормы, государственные стандарты, инструкции и руководящие указания), при условии, что эти действующие нормативные материалы ужесточают или добавляют отдельные требования ПУЭ (седьмое издание) (Приложение А);
- Технических условий на электроснабжение потребителей кустовых площадок №№2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 Тазовского месторождения (Приложение Б);
- ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ».

2.2 Сведения о районе строительства

Административно проектируемые кусты нефтяных скважин расположены в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Для данного района характерна слабо развитая сеть дорог и населенных пунктов.

Районный центр посёлок Тазовский расположен в 30 км на северо-запад от района проектирования. Ближайшими населенными пунктами являются деревня Тибей-Сале (14 км на юго-восток) и село Газ-Сале (13 км на северо-запад) Подъезд возможен автотранспортом по зимнику или вертолетом

Главными водными артериями являются Тазовская губа, Гыданская губа и р. Таз. Навигация на них длится с середины июля до середины сентября. Самые крупные реки - Таз, Луки-Яха, Халытакояха.

Территория проектирования относится к зоне Крайнего Севера.

С точки зрения благоприятности для жизни населения рассматриваемая территория относится к малоблагоприятным.

2.3 Сведения о климатических условиях

Климатическая характеристика района проектирования составлена по данным многолетних наблюдений по ближайшим к участку работ метеостанции Тазовское (25 км на север).

Климат резко континентальный, обусловлен ее географическим положением (севернее 67° с. ш.), особенностями радиационного баланса и атмосферной циркуляции. В целом, для резкого континентального климата характерны неравномерно выраженные сезоны года: зима и осень непродолжительны, со свойственной им неустойчивой погодой.

Географическое положение данного месторождения определяет преобладание западного переноса воздушных масс, но удаленность от Атлантики ослабляет влияние влажных атлантических воздушных масс на формирование климата. Равнинный характер рельефа территории, ее открытость с севера и юга способствует глубокому проникновению холодных арктических воздушных масс и свободному выносу континентальных умеренных и даже тропических воздушных масс с юга на север.

Район строительства характеризуется следующими климатическими условиями:

- максимальная температура воздуха - плюс 33 °С;

- минимальная температура воздуха	- минус 52,6 °С;
- среднегодовая температура воздуха	- минус 8,5 °С;
- средняя температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98	- минус 49 °С;
- температура воздуха при гололеде	- минус 10 °С;
- максимальная скорость ветра повторяемостью 1 раз в 25 лет на высоте 10 м от земли	- 36 м/с;
- нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м повторяемостью 1 раз в 25 лет	- 15 мм;
- среднегодовая продолжительность гроз	10-20 ч/год.
- степень загрязнения атмосферы по РД 34.51.101-90	- III

Таким образом, территория прохождения трасс ВЛ согласно ПУЭ (седьмое издание) относится к IV району климатических условий по ветровому давлению (800 Па) и II району по толщине стенки гололеда (15 мм).

2.4 Охранная зона ВЛ

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и ГОСТ 12.1.051-90 при проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей напряжением свыше 1000 В устанавливаются охранные зоны в целях обеспечения сохранности этих сетей, создания нормальных условий эксплуатации и предотвращения несчастных случаев.

Охранные зоны электрических сетей устанавливаются:

- вдоль воздушных линий электропередачи в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при не отклоненном их положении на расстоянии 15 м для ВЛ-35 кВ, 10 м для ВЛ-10 кВ.

- вдоль переходов воздушных линий электропередачи через водоемы (реки, каналы, озера и другие) в виде воздушного пространства над водной поверхностью водоемов, ограниченного плоскостями, отстоящими по обе стороны от крайних проводов при неотклоненном их положении для судоходных водоемов на расстоянии 100 метров, для несудоходных водоемов - на расстоянии, предусмотренном для установления охранных зон вдоль воздушных линий электропередачи.

Технологический процесс передачи и распределения электроэнергии на напряжении 35 кВ является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, которые могут создаваться оборудованием, работающим на государственной промышленной частоте 50 Гц, не превышает допустимых величин. В связи с этим, проведение природоохранных мероприятий по снижению уровня производственного шума и вибрации настоящим проектом не предусматривается.

Мероприятия по охране окружающей среды регламентируются российскими нормативными правовыми актами федерального (республиканского) и территориального уровней, а также требованиями международных соглашений, межгосударственных стандартов и учитывают нормативно-методические документы (правила, инструкции государственных органов надзора и контроля).

Целью этих мероприятий является:

- максимально бережное отношение к окружающей среде во всех регионах прохождения трасс в процессе строительства и эксплуатации трубопровода и ВЛ;
- неукоснительное выполнение требований законодательства по экологической безопасности;

- состояние защищённости природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия строительства и эксплуатации объектов, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий.

2.5 ВЛ-10 кВ на КП-2.1 отпайки от существующих ВЛ-10 кВ (Этап 3)

В соответствии с п.8.1 ТУ на электроснабжение потребителей кустовых площадок №№2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 Тазовского месторождения (Приложение Б) для электроснабжения потребителей куста нефтяных скважин КП-2.1 проектом предусматривается сооружение двух фидеров ВЛ-10 кВ, выполняемых отпайками от существующих ВЛ-10 кВ ф62 ВЛ-2, ф62 ВЛ-5.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009г. проектируемые ВЛ имеют нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемые ВЛ-10 кВ имеют код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

В конструктивном отношении проектируемые ВЛ-10 кВ выполняются в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемых ВЛ-10 кВ составляет 2,39 км (1,19 км и 1,2 км).

Заходы ВЛ-10 кВ на 2КТП-10/0,4 кВ КП2.1 выполняются воздухом. На конечных опорах устанавливаются разъединители, входящие в комплект КТП.

Линейные разъединители устанавливаются в начале каждой линии-отпайки.

На ВЛ-10 кВ подвешивается провод СИП-3 (1х95 мм²).

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{в}=5,32$ кгс/мм², $G_{э}=3,99$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.1 и 2.2. Расчет выполнен в программном комплексе САПР ЛЭП-2019 (группа компаний «Русский САПР», Москва).

При расчетах в программе приняты следующие коэффициенты:

- 1,0 Коэффициент надежности по ответственности для ветра;
- 1,0 Региональный коэффициент по ветру;
- 1,0 Коэффициент надежности по ответственности для гололеда;
- 1,0 Региональный коэффициент по гололеду;
- 1,3 Коэффициент надежности по гололеду;
- 1,1 Коэффициент надежности по ветру при расчете проводов;
- 1,0 Коэффициент надежности по весовой нагрузке при расчете проводов;
- 0,5 Коэффициент условий работы при расчете проводов.

Таблица 2.1 – Расчетные нагрузки на провод СИП-3 (1х95 мм²)

Рас-чет	Наименование нагрузок	Погонные нагрузки, кгс/м	Удельные нагрузки, кгс/м*мм ²
1	P(1) - собственный вес провода	0,383	0,0040316
2	P(2) - вес гололёда 1	0,855	0,0089957
3	P(3) - вес гололёда 2	0,855	0,0089957
4	P(4) - вес провода и гололёда 1	1,238	0,0130273
5	P(5) - вес провода и гололёда 2	1,238	0,0130273
6	P(6) - давление максимального ветра	1,374	0,0144636
7	P(7) - вес провода при монтаже	0,383	0,0040316
8	P(8) - давление ветра при грозе	0,123	0,0012914
9	P(9) - давление ветра при гололёде 1	1,411	0,0148510
10	P(10) - давление ветра при гололёде 2	1,411	0,0148510
11	P(11) - геометрическая сумма P(1) и P(6)	1,426	0,0150150
12	P(12) - геометрическая сумма P(1) и P(7)	0,401	0,0042258
13	P(13) - геометрическая сумма P(1) и P(8)	0,402	0,0042334
14	P(14) - геометрическая сумма P(4) и P(9)	1,877	0,0197551
15	P(15) - геометрическая сумма P(5) и P(10)	1,877	0,0197551
Примечание - D=16,00 мм, S=95,00 мм ² , E=6250,00 кгс/мм ² , AL=0,00, P1=0,38 кгс/м, Gmax=5,32 кгс/мм ² , Gtmin=5,32 кгс/мм ² , Gэкс=3,99 кгс/мм ² , Qmax=81,58 кгс/м ² , Qг1=20,39 кгс/м ² , C1э=15,00 мм, C1у=15,00 мм, Qг2=20,39 кгс/м ² , C2э=15 мм, C2у=15 мм, Tmax=33 °С, Tmin=-52,6 °С, Тэкс=-8,5 °С, Тгол=-10 °С, Tвет=-10 °С, Tгр=15 °С, U=10,0 кВ, Cгаб=6,0 м, Ннтр=8,9 м, Нвтр=10,0 м			

Таблица 2.2 - Напряжения и стрелы провеса провода СИП-3 (1х95 мм²)

Рас- чет	Расчётные режимы	Длина пролета, м.					
		25,00	35,00	42,18	45,00	55,00	60,00
1	T=-10,00 °C С _Н =15,00/15,00 мм Q _Н =20,39 кгс/м ²	3,71	4,69	5,32	5,32	5,32	5,32
		0,42	0,65	0,83	0,94	1,40	1,67
2	T=-10,00 °C С _Н =15,00/15,00 мм Q _Н =20,39 кгс/м ²	3,71	4,69	5,32	5,32	5,32	5,32
		0,42	0,65	0,83	0,94	1,40	1,67
3	T=-10,00 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =81,58 кгс/м ²	3,05	3,85	4,38	4,35	4,26	4,23
		0,38	0,60	0,76	0,87	1,33	1,60
4	T=-52,6 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =0,00 кгс/м ²	5,32	5,32	5,32	4,58	2,55	2,07
		0,06	0,12	0,17	0,22	0,60	0,88
5	T=-8,50 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =0,00 кгс/м ²	1,09	1,41	1,61	1,52	1,34	1,29
		0,29	0,44	0,56	0,67	1,14	1,40
6	T=-10,00 °C С _Н =15,00 мм Q _Н =0,00 кгс/м ²	2,75	3,48	3,96	3,91	3,79	3,74
		0,37	0,57	0,73	0,84	1,30	1,57
7	T=33,00 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =0,00 кгс/м ²	0,59	0,81	0,96	0,97	1,00	1,01
		0,54	0,77	0,94	1,05	1,52	1,79
8	T=15,00 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =5,10 кгс/м ²	0,75	1,01	1,19	1,18	1,17	1,17
		0,44	0,64	0,79	0,90	1,37	1,63
9	T=-15,00 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =0,00 кгс/м ²	1,37	1,70	1,91	1,77	1,49	1,42
		0,24	0,38	0,49	0,60	1,07	1,34
10	T=15,00 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =0,00 кгс/м ²	0,71	0,97	1,14	1,13	1,12	1,11
		0,44	0,64	0,79	0,90	1,36	1,63
11	T=70,00 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =0,00 кгс/м ²	0,45	0,63	0,75	0,78	0,85	0,87
		0,69	0,98	1,19	1,31	1,80	2,08
12	T=-26,3 °C С _Н =0,00 мм Q _Н =0,00 кгс/м ²	2,07	2,32	2,49	2,19	1,63	1,50
		0,15	0,27	0,36	0,47	0,94	1,21

Примечание - В верхней строке даны напряжения в [кгс/мм²], в нижней строке - стрелы провеса в [м]

В конструктивном отношении проектируемые ВЛ-10 кВ выполняются в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Проектом приняты стальные опоры из гнутого профиля (базовые разработки ЗАО «ЭЛСИ Стальконструкция» или АО «ОЭМЗ»).

Промежуточные опоры представляют собой одностоечные свободностоящие конструкции. Анкерные и анкерно-угловые (угол поворота до 90⁰) опоры выполняются как двухстоечными (с одним подкосом), так и одностоечными.

Все опоры, их металлоконструкции, болты и метизы должны изготавливаться из низколегированных сталей С345-5 в соответствии с ГОСТ 27772-2021, ГОСТ 19281-2014, таблицей приложения в СП 16.13330.2017 (Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81) и иметь защитное цинковое покрытие, выполненное на заводе-изготовителе методом горячего цинкования. Все болты изготавливаются из стали марки 35Х, 38ХА, класс прочности болтов 4.6, 5.6.

В случае нарушения заводской оцинковки при монтаже, защиту от коррозии металлических элементов опор следует производить цинкнаполненной краской в два слоя общей толщиной не менее 100 мкм с последующим нанесением покрывного материала с УФ-фильтрами общей толщиной не менее 100 мкм.

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

Проектом предусматривается применение стеклянных изоляторов типа ПС70Е (подвесные) и ШС20-Г (штыревые).

Изолирующие подвески опор комплектуются аналогично типовым решениям ОЭМЗ-ОГП-ТП.ВЛЗ.010.001 "Стальные опоры из гнутого профиля для воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 кВ с изолированными проводами».

Линейная арматура для комплектующих изолирующих подвесок провода применяется серийного производства, аттестованная ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС».

Установка межфазных изолирующих распорок в линиях, выполненных защищенным проводом, не требуется.

Согласно требованиям п. 5.7.11 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ и п. 2.5.36 ПУЭ (седьмое издание) на ВЛ должны устанавливаться специальные устройства, исключающие возможность перекрытий, а также отпугивающие птиц и не угрожающие их жизни. Эксплуатация линий электропередачи без птицевозрастных и птицевозрастных устройств в России является грубым нарушением федерального закона «О животном мире» (24.04.1995 г. ст. 28) и постановления Правительства РФ от 13.08.1996 г. №997 (раздел VII пп. 33-34). Для предотвращения гибели птиц от поражения электрическим током проектом предусматривается применение специальных птицевозрастных и птицевозрастных устройств серийного производства (на разъединителях и приемных устройствах КТП).

Согласно «Методическим указаниям по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4 -10 кВ от грозовых перенапряжений» ОАО «РОСЭП», АО «ФСК ЕЭС» (2004 г.) воздушные линии электропередачи с защищенными проводами необходимо в обязательном порядке защищать от грозовых перенапряжений и, как следствие, от пережога проводов.

Нормативно узаконенными грозозащитными средствами для ВЛ являются длинноискровые разрядники (РДИ) – эффективные, надежные и экономичные устройства благодаря оригинальности принципа действия, конструктивной простоте и неподверженности повреждениям грозовыми и дугowymi токами. Установка разрядников производится в соответствии с типовыми разработками производителя и типовыми сериями на принятые в проекте опоры.

На проектируемой ВЛ-10(35) кВ ниже фазных проводов выполняется подвеска волоконно-оптического кабеля. Технические решения по ВОЛС представлены в томе 5.5.

Закрепление опор ВЛ-10 кВ предусматривается в томе 4.

Заземление опор выполняется в соответствии с требованиями п.2.5.129 ПУЭ (седьмое издание), ТТР-01.08-03 ГК "ГПН", типовыми решениями альбома 3.407-150 «Заземляющие устройства опор воздушных линий электропередачи напряжением 0.38; 6; 10; 20 и 35 кВ» института «Сельэнергопроект», Техническим циркуляром №11/2006 «О заземляющих электродах и заземляющих проводниках» и ГОСТ Р 50571.5.54-2013.

В соответствии с п.1.2.16 ПУЭ (седьмое издание) система заземления предусматривается с изолированной нейтралью.

Удельное сопротивление грунтов по трассе ВЛ-6 кВ от 250 до 950 Ом*м. Для опор без оборудования минимальное сопротивление заземления обеспечивается свайными фундаментами из труб и составляет не более 0,3р Ом*м.

Искусственные заземляющие устройства опор с оборудованием обеспечивают нормируемое удельное сопротивление (не более 30 Ом*м) и представляют собой комбинированные конструкции из естественных заземлителей (стальных свайных фундаментов близко расположенных опор), соединяющих их горизонтальных протяженных заземлителей, замкнутых в контур, и присоединяемых к ним контуров опор с оборудованием. Кроме того, заземляющие контуры концевых опор с оборудованием на подходах к КТП 10/0,4 кВ присоединяется к заземляющему устройству КТП.

Проектом предусматривается выполнение заземляющих устройств из полосовой горячеоцинкованной стали 30х3 (ГОСТ 103-2006, ГОСТ 9.307-2021).

Обратную засыпку траншеи при монтаже горизонтального заземлителя в пучинистых грунтах, выполнить талым минеральным непучинистым грунтом с коэффициентом уплотнения 0,92.

Для обеспечения гарантированного контакта по металлу стойки опор из гнутого профиля соединяются со свайными фундаментами двумя заземляющими спусками из горячеоцинкованной полосовой стали 30х3 мм (ГОСТ 103-2006, ГОСТ 9.307-2021) согласно техническим решениям типовых альбомов АО «ОЭМЗ». Соединение заземляющих спусков с телом опоры - болтовое, с фундаментами из стальных труб и/или стальными ростверками фундаментов - сварка.

В соответствии с п.6.1.32 ТТР-01.08-03 ГК "ГПН" для подключения переносного заземления проектом предусмотрена установка на опорах ВЛ устройств SE20.3 на всех трех фазах на расстоянии 40 см от изолятора:

- в начале линии,
- через 200-250 м,
- в местах переходов через коммуникации (с обеих сторон на предшествующих опорах),
- на анкерных опорах без разъединителей - с противоположной от подкоса стороны.

На опорах с линейными разъединителями SE20.3 не устанавливаются. В таких случаях SE20.3 должны быть установлены на следующей или предыдущей опорах.

Согласно требованиям п.2.5.23 ПУЭ (седьмое издание) и п.7.7. ТТР-01.08-03 на всех опорах ВЛ, в целях создания оптимальных условий эксплуатации действующих линий электропередачи, а также предотвращения несчастных случаев, предусматривается установка информационных знаков принятого в ГК "ГПН" образца.

Все пересечения проектируемых ВЛ с инженерными коммуникациями и естественными преградами выполняются в соответствии с ПУЭ (седьмое издание), техническими условиями владельцев коммуникаций, а также ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ».

В соответствии с п.6.15.2 ТТР-01.08-03 ГК "ГПН", п.12.1.6 ТУ на электроснабжение (Приложение Б) в местах пересечения ВЛ с автомобильными дорогами предусмотрена установка дорожных знаков 3.27 "Остановка запрещена" и 3.13 "Ограничение высоты" (конструктивные решения приведены в том 2.3).

Планы и профили ВЛ-10 кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0001 ... 1000/27-П-ЛЭП-0006).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в том 6 «Проект организации строительства».

2.6 ВЛ-10 кВ (в габаритах 35 кВ) на КП-2.3 КТП№1 – отпайка от ВЛ на КПЗ.1 (Этап 21)

2.6.1 Одноцепные участки в габарите 10 кВ

В соответствии с п.8.2 ТУ на электроснабжение потребителей кустовых площадок №№2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 Тазовского месторождения (Приложение Б) для электроснабжения потребителей куста нефтяных скважин КП-2.3 проектом предусматривается сооружение двух фидеров ВЛ-10 кВ до КТП№1 КП2.3, выполняемых отпайками от существующих ВЛ-10 кВ на КПЗ.1 (точки подключения - анкерные опоры №6-1 (фидер 1) и №5-2 (фидер 2)). Далее выполняется переход с двух одноцепных линий на одну двухцепную (п.2.6.2). Таким образом, проектируемая ВЛ выполняется, в основном, двухцепной на опорах габарита 35 кВ. Подход к КТП№1 КП2.3 также выполняется двумя одноцепными линиями в габарите 10 кВ.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009г. проектируемые ВЛ имеют нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемые ВЛ-10(35) кВ имеют код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

В конструктивном отношении проектируемые участки ВЛ-10 кВ выполняются в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемых участков ВЛ-10 кВ составляет 0,27 км.

Заходы ВЛ-10 кВ на КТП№1 КП2.3 выполняются воздухом. На концевых опорах устанавливаются разъединители, входящие в комплект КТП.

На ВЛ-10 кВ подвешивается провод СИП-3 (1х120 мм²).

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\text{—}}=5,32$ кгс/мм², $G_{\text{э}}=3,99$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.3 и 2.4. Расчет выполнен в программном комплексе САПР ЛЭП-2019 (группа компаний «Русский САПР», Москва).

При расчетах в программе приняты следующие коэффициенты:

- 1,0 Коэффициент надежности по ответственности для ветра;
- 1,0 Региональный коэффициент по ветру;
- 1,0 Коэффициент надежности по ответственности для гололеда;
- 1,0 Региональный коэффициент по гололеду;
- 1,3 Коэффициент надежности по гололеду;
- 1,1 Коэффициент надежности по ветру при расчете проводов;
- 1,0 Коэффициент надежности по весовой нагрузке при расчете проводов;
- 0,5 Коэффициент условий работы при расчете проводов.

Таблица 2.3 – Расчетные нагрузки на провод СИП-3 (1x120 мм²)

Рас- чет	Наименование нагрузок	Погонные нагрузки, кгс/м	Удельные нагрузки, кгс/м*мм ²
1	P(1) - собственный вес провода	0,454	0,0037833
2	P(2) - вес гололёда 1	0,921	0,0076729
3	P(3) - вес гололёда 2	0,921	0,0076729
4	P(4) - вес провода и гололёда 1	1,375	0,0114563
5	P(5) - вес провода и гололёда 2	1,375	0,0114563
6	P(6) - давление максимального ветра	1,565	0,0130407
7	P(7) - вес провода при монтаже	0,454	0,0037833
8	P(8) - давление ветра при грозе	0,140	0,0011644
9	P(9) - давление ветра при гололёде 1	1,470	0,0122510
10	P(10) - давление ветра при гололёде 2	1,470	0,0122510
11	P(11) - геометрическая сумма P(1) и P(6)	1,629	0,0135785
12	P(12) - геометрическая сумма P(1) и P(7)	0,474	0,0039519
13	P(13) - геометрическая сумма P(1) и P(8)	0,475	0,0039585
14	P(14) - геометрическая сумма P(4) и P(9)	2,013	0,0167730
15	P(15) - геометрическая сумма P(5) и P(10)	2,013	0,0167730
Примечание - D=18,40 мм, S=120,00 мм ² , E=6250,00 кгс/мм ² , AL=0,00, P1=0,45 кгс/м, Gmax=5,32 кгс/мм ² , Gtmin=5,32 кгс/мм ² , Gэкс=3,99 кгс/мм ² , Qmax=81,58 кгс/м ² , Qг1=20,39 кгс/м ² , C1э=15,00 мм, C1у=15,00 мм, Qг2=20,39 кгс/м ² , C2э=15 мм, C2у=15 мм, Tmax=33 °С, Tmin=-52,6 °С, Tэкс=-8,5 °С, Tгол=-10 °С, Tвет=-10 °С, Tгр=15 °С, U=10,0 кВ, Cгаб=6,00 м, Ннтр=8,90 м.			

Таблица 2.4 - Напряжения и стрелы провеса провода СИП-3 (1x120 мм²)

Расчет	Расчётные режимы	Длина пролета, м.					
		20,00	30,00	40,00	49,92	50,00	60,00
13	T=-10,00 °C						
	C _H =15,00/15,00 мм Q _H =20,39 кгс/м ²	2,82 0,30	3,75 0,50	4,58 0,73	5,32 0,98	5,32 0,99	5,32 1,42
14	T=-10,00 °C						
	C _H =15,00/15,00 мм Q _H =20,39 кгс/м ²	2,82 0,30	3,75 0,50	4,58 0,73	5,32 0,98	5,32 0,99	5,32 1,42
15	T=-10,00 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =81,58 кгс/м ²	2,42 0,28	3,23 0,47	3,94 0,69	4,58 0,92	4,58 0,93	4,51 1,36
16	T=-52,6 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	5,32 0,04	5,32 0,08	5,32 0,14	5,32 0,22	5,30 0,22	3,33 0,51
17	T=-8,50 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	0,88 0,22	1,20 0,36	1,48 0,51	1,74 0,68	1,73 0,68	1,53 1,11
18	T=-10,00 °C						
	C _H =15,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	2,14 0,27	2,85 0,45	3,49 0,66	4,05 0,88	4,05 0,88	3,94 1,31
19	T=34,00 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	0,45 0,42	0,66 0,65	0,86 0,88	1,05 1,12	1,05 1,12	1,09 1,56
20	T=15,00 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =5,10 кгс/м ²	0,57 0,35	0,83 0,54	1,07 0,74	1,30 0,95	1,30 0,95	1,29 1,38
21	T=-15,00 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	1,13 0,17	1,48 0,30	1,77 0,45	2,03 0,60	2,03 0,61	1,71 1,04
22	T=15,00 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	0,55 0,35	0,79 0,54	1,03 0,74	1,25 0,95	1,25 0,95	1,23 1,38
23	T=70,00 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	0,34 0,55	0,51 0,84	0,67 1,13	0,83 1,42	0,83 1,42	0,90 1,88
24	T=-26,30 °C						
	C _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	1,90 0,10	2,15 0,20	2,38 0,32	2,59 0,45	2,59 0,46	1,93 0,88
Примечание - В верхней строке даны напряжения в [кгс/мм ²], в нижней строке - стрелы провеса в [м]							

В соответствии с требованиями п.8 ТУ на электроснабжение (Приложение Б) в начале проектируемых отпаек каждой линии между опорами №№3, 4 и №3а, 4а соответственно устанавливаются реклоузеры.

Технические решения по материалам для опор, антикоррозионной защите, выбору изоляции, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевозащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.5.

Планы и профили ВЛ-10 кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0007, 1000/27-П-ЛЭП-0010, 1000/27-П-ЛЭП-0011).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.6.2 Двухцепная линия в габарите 35 кВ

В соответствии с п.8.2 ТУ на электроснабжение потребителей кустовых площадок №№2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 Тазовского месторождения (Приложение Б) для электроснабжения потребителей куста нефтяных скважин КП-2.3 проектом предусматривается сооружение двухцепной ВЛ-10 кВ в габарите 35 кВ.

В конструктивном отношении проектируемая ВЛ-10(35) кВ выполняется в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемой ВЛ-10(35) кВ составляет 6,86 км.

На ВЛ-10 кВ подвешивается провод АС120/19.

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\text{г}}=11,6$ кгс/мм², $G_{\text{э}}=8,0$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.5 и 2.6. Расчет выполнен в программном комплексе САПР ЛЭП-2019 (группа компаний «Русский САПР», Москва).

При расчетах в программе приняты следующие коэффициенты:

- 1,1 Коэффициент надежности по ответственности для ветра;
- 1,0 Региональный коэффициент по ветру;
- 1,3 Коэффициент надежности по ответственности для гололеда;
- 1,0 Региональный коэффициент по гололеду;
- 1,3 Коэффициент надежности по гололеду;
- 1,1 Коэффициент надежности по ветру при расчете проводов;
- 1,0 Коэффициент надежности по весовой нагрузке при расчете проводов;
- 0,5 Коэффициент условий работы при расчете проводов.

Таблица 2.5 – Расчетные нагрузки на провод АС120/19**($G_{max}=11,6$ кгс/мм², $G_{экс}=8,0$ кгс/мм²)**

Расчет	Наименование нагрузок	Погонные нагрузки, кгс/м	Удельные нагрузки, кгс/м*мм²
1	P(1) - собственный вес провода	0,471	0,0034430
2	P(2) - вес гололёда 1	1,082	0,0079115
3	P(3) - вес гололёда 2	1,082	0,0079115
4	P(4) - вес провода и гололёда 1	1,553	0,0113545
5	P(5) - вес провода и гололёда 2	1,553	0,0113545
6	P(6) - давление максимального ветра	1,279	0,0093503
7	P(7) - вес провода при монтаже	0,471	0,0034430
8	P(8) - давление ветра при грозе	0,114	0,0008348
9	P(9) - давление ветра при гололёде 1	1,358	0,0099303
10	P(10) - давление ветра при гололёде 2	1,358	0,0099303
11	P(11) - геометрическая сумма P(1) и P(6)	1,363	0,0099640
12	P(12) - геометрическая сумма P(1) и P(7)	0,484	0,0035390
13	P(13) - геометрическая сумма P(1) и P(8)	0,485	0,0035428
14	P(14) - геометрическая сумма P(4) и P(9)	2,064	0,0150843
15	P(15) - геометрическая сумма P(5) и P(10)	2,064	0,0150843

Примечание - $D=15,20$ мм, $S=136,80$ мм², $E=8250,00$ кгс/мм², $AL=0,00$, $P1=0,47$ кгс/м, $G_{max}=11,60$ кгс/мм², $G_{min}=11,60$ кгс/мм², $G_{экс}=8,00$ кгс/мм², $Q_{max}=81,58$ кгс/м², $Q_{г1}=20,39$ кгс/м², $C1э=15,00$ мм, $C1у=15,00$ мм, $Q_{г2}=20,39$ кгс/м², $C2э=15$ мм, $C2у=15$ мм, $T_{max}=33$ °С, $T_{min}=-52,6$ °С, $T_{экс}=-8,5$ °С, $T_{гол}=-10$ °С, $T_{вет}=-10$ °С, $T_{гр}=15$ °С, $U=10,0$ кВ, $S_{габ}=6,00$ м, $H_{нтр}=13,55$ м, $H_{втр}=17,70$ м.

Таблица 2.6 - Напряжения и стрелы провеса провода АС120/19

(G_{max}=11,6 кгс/мм², G_{экс}=8,0 кгс/мм²)

Расчет	Расчетные режимы	Длина пролета, м.				
		69,90	100,00	110,67	150,00	200,00
1	T=-10.00 °C С _н =15/15 мм Q _н =20.39 кгс/м ²	9,21 1,00	11,01 1,71	11,60 1,99	11,60 3,66	11,60 6,50
2	T=-10.00 °C С _н =15/15 мм Q _н =20.39 кгс/м ²	9,21 1,00	11,01 1,71	11,60 1,99	11,60 3,66	11,60 6,50
3	T=-10.00 °C С _н =0 мм Q _н =81.58 кгс/м ²	7,59 0,80	8,88 1,40	9,31 1,64	8,69 3,22	8,28 6,02
4	T=-52.6 °C С _н =0 мм Q _н =0 кгс/м ²	11,60 0,18	11,60 0,37	11,60 0,45	7,09 1,37	4,23 4,07
5	T=-8.5 °C С _н =0 мм Q _н =0 кгс/м ²	5,20 0,40	5,61 0,77	5,75 0,92	4,00 2,42	3,28 5,25
6	T=-10.00 °C С _н =15 мм Q _н =0 кгс/м ²	8,05 0,86	9,48 1,50	9,96 1,75	9,52 3,35	9,22 6,16
7	T=33.00 °C С _н =0 мм Q _н =0 кгс/м ²	2,16 0,97	2,83 1,52	3,05 1,73	2,87 3,38	2,77 6,21
8	T=15.00 °C С _н =0 мм Q _н =5.1 кгс/м ²	3,03 0,71	3,72 1,19	3,93 1,38	3,33 2,99	3,04 5,82
9	T=-15.00 °C С _н =0 мм Q _н =0 кгс/м ²	6,07 0,36	6,39 0,69	6,52 0,83	4,37 2,28	3,47 5,10
10	T=15.00 °C С _н =0 мм Q _н =0 кгс/м ²	2,98 0,71	3,65 1,18	3,86 1,36	3,25 2,98	2,96 5,81
11	T=70.00 °C С _н =0 мм Q _н =0 кгс/м ²	1,45 1,45	2,01 2,15	2,19 2,40	2,36 4,11	2,47 6,98
12	T=-26.30 °C С _н =0 мм Q _н =0 кгс/м ²	7,63 0,28	7,80 0,55	7,87 0,67	4,91 1,97	3,59 4,80
Примечание - В верхней строке даны напряжения в [кгс/мм ²], в нижней строке - стрелы провеса в [м]						

В соответствии с п.12.1.2 ТУ на электроснабжение (Приложение Б) в качестве анкерно-угловых на проектируемой ВЛ-10(35) кВ приняты металлические опоры башенного типа (габарита 110 кВ) по типовому проекту 3.407.2-170 «Унифицированные стальные конструкции промежуточных и анкерно-угловых опор ВЛ 35-110 кВ для нормальных условий», разработанному институтом "Энергосетьпроект", в качестве промежуточных – стальные узкобазные опоры из гнутого профиля (габарита 35 кВ) по типовой серии ОЭМЗ-КР-ТП.ВЛ.35-110-220.001 АО «Омский ЭМЗ», успешно применяемые и эксплуатируемые на дочерних предприятиях ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ».

На проектируемой ВЛ-10(35) кВ ниже фазных проводов выполняется подвеска волоконно-оптического кабеля. Технические решения по ВОЛС представлены в томе 5.5.

Все опоры, их металлоконструкции, болты и метизы должны изготавливаться из низколегированных сталей С345-5 (не ниже) в соответствии с ГОСТ 27772-2021, ГОСТ 19281-2014, таблицей приложения в СП 16.13330.2017 (Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81) и иметь защитное цинковое покрытие, выполненное на заводе-изготовителе методом горячего цинкования. Все болты изготавливаются из стали марки 35Х, 38ХА, класс прочности болтов 4.6, 5.6.

В случае нарушения заводской оцинковки при монтаже, защиту от коррозии металлических элементов опор следует производить цинкнаполненной краской в два слоя общей толщиной не менее 100 мкм с последующим нанесением покрывного материала с УФ-фильтрами общей толщиной не менее 100 мкм.

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

Проектом предусматривается применение стеклянных изоляторов типа ПС70Е. Изолирующие подвески башенных опор комплектуются аналогично типовым решениям проекта 12276 тм «Изолирующие подвески ВЛ 35-750 кВ из изоляторов с шарнирным сопряжением по СТ СЭВ170-85 и унифицированными конструкциями арматуры», опор из гнutoго профиля - по типовым решениям серии ОЭМЗ-КР-ТП.ВЛ.35-110-220.001.

Закрепление опор ВЛ-35 кВ предусматривается в томе 4.2.

Заземление опор выполняется в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ (седьмое издание), типовым проектом 3602тм «Заземляющие устройства опор ВЛ 35-750 кВ» института "Энергосетьпроект", Техническим циркуляром №11/2006 «О заземляющих электродах и заземляющих проводниках» и ГОСТ Р 50571.5.54-2013.

Удельное электрическое сопротивление грунтов по трассе ВЛ-35 изменяется от 250 до 950 Ом·м. Заземляющие устройства опор выбираются с учетом нормируемых значений и рекомендаций п.2.5.129 ПУЭ (седьмое издание) для двухцепных линий, а именно: величина сопротивления заземляющих устройств проектируемых линий в грунтах с удельным сопротивлением ρ до 100 Ом*м - не более 5 Ом, в грунтах с ρ 100-500 Ом*м - не более 7,5 Ом, в грунтах с ρ от 500 до 1000 Ом*м – не более 10 Ом.

Необходимое минимальное сопротивление заземления опор, как правило, обеспечивается стальными свайными фундаментами. В случае, когда необходимое минимальное сопротивление не обеспечивается свайными фундаментами, применяются искусственные заземлители.

Проектом предусматривается выполнение заземляющих устройств из полосовой горячеоцинкованной стали 30х3 (ГОСТ 103-2006, ГОСТ 9.307-2021).

Горизонтальные заземлители прокладываются на глубине 0,5 м.

Обратная засыпка траншеи при монтаже горизонтальных заземлителей в пучинистых грунтах, выполняется талым минеральным непучинистым грунтом с коэффициентом уплотнения 0,92.

Согласно требованиям п. 5.7.11 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ и п. 2.5.36 ПУЭ (седьмое издание) на ВЛ в зонах интенсивных загрязнений изоляции птицами и местах их массовых гнездований должны устанавливаться специальные устройства, исключающие возможность перекрытий, а также отпугивающие птиц и не угрожающие их жизни. Эксплуатация линий электропередачи без птицевозащитных и птицеотпугивающих устройств в России является грубым нарушением федерального закона «О животном мире» (24.04.1995 г. ст. 28) и постановления Правительства РФ от 13.08.1996 г. №997 (раздел VII пп. 33-34). Для предотвращения гибели птиц от поражения электрическим током проектом предусматривается применение специальных птицевозащитных и птицеотпугивающих устройств серийного производства (типа ЗПК-1).

В качестве мероприятия по защите проводов от вибрации проектом предусматривается подвеска на них многочастотных виброгасителей типа ГВУ. Кроме того, в целях снижения

амплитуды колебаний проводов и, как следствие, для минимизации повреждений проводов, вызываемых, усталостью материала при вибрации и пляске, а также для снижения гололедообразования предусматривается применение ограничителей гололедообразования и колебаний проводов типа ОГК.

Согласно требованиям п.2.5.23 ПУЭ (седьмое издание) и п.7.7. ТТР-01.08-03 на всех опорах ВЛ в целях создания оптимальных условий эксплуатации действующих линий электропередачи, а также предотвращения несчастных случаев предусматривается установка информационных знаков принятого в ГК "ГПН" образца.

Все пересечения проектируемой ВЛ с инженерными коммуникациями и естественными преградами выполняются в соответствии с ПУЭ (седьмое издание), техническими условиями владельцев коммуникаций, а также ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ».

В целях соблюдения требований ПУЭ к габаритам на пересечениях ВЛ с инженерными коммуникациями и естественными преградами применяются опоры повышенного габарита с подставками необходимой высоты.

Планы и профили ВЛ-10(35) кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0007 ... 1000/15-П-ЛЭП-0014).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.7 ВЛ-10 кВ (в габаритах 35 кВ) на КП-2.3 КТП№2 – отпайка от ВЛ на КТП№1 (Этап 34)

2.7.1 Двухцепная линия в габарите 35 кВ

Для электроснабжения потребителей куста скважин КП2.3 проектом предусматривается сооружение двухцепной ВЛ-10(35) кВ на КТП№2 КП2.3 ответвлением от ВЛ-10(35) кВ на КТП№1 КП2.3, описанной в п.2.6.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009г. проектируемые ВЛ имеют нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемая ВЛ-10(35) кВ имеют код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

В конструктивном отношении проектируемый участок ВЛ-10(35) кВ выполняются в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемой ВЛ-10(35) кВ составляет 0,117 км.

На ВЛ-10 (35) кВ подвешивается провод АС120/19.

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\text{н}}=11,6$ кгс/мм², $G_{э}=8,0$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.5 и 2.6.

Технические решения по типам и материалам для опор, антикоррозионной защите, выбору изоляции, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицезащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.6.2.

Планы и профили ВЛ-10(35) кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0010, 1000/15-П-ЛЭП-0015).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.7.2 Одноцепные участки в габарите 10 кВ

Подход ВЛ-10(35) кВ к КТП№2 КП2.3 выполняется одноцепными участками в габарите 10 кВ.

В конструктивном отношении проектируемые участки ВЛ-10 кВ выполняются в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемых участков ВЛ-10 кВ составляет 0,223 км.

Заходы ВЛ-10 кВ на КТП№2 КП2.3 выполняются воздухом. На концевых опорах устанавливаются разъединители, входящие в комплект КТП.

На ВЛ-10 кВ подвешивается провод СИП-3 (1х120 мм²).

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\text{г}}=5,32$ кгс/мм², $G_{\text{э}}=3,99$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Технические решения по материалам для опор, антикоррозионной защите, выбору изоляции, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевозащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.5.

План ВЛ-10 кВ представлен в графической части проекта - том 5.1.2 (чертеж 1000/27-П-ЛЭП-0010).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.8 ВЛ-10 кВ (в габаритах 35 кВ) на КТП №1 КП-2.4 – отпайка от ВЛ на КП-2.3 (Этап 42)

2.8.1 Двухцепная линия в габарите 35 кВ

Для электроснабжения потребителей КТП №1 куста скважин КП2.4 проектом предусматривается сооружение двухцепной ВЛ-10 кВ в габарите 35 кВ отпайкой от ВЛ-10(35) кВ на КТП№1 КП 2.3, описанной в п.2.6.2.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009г. проектируемые ВЛ имеют нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемая ВЛ-10(35) кВ имеет код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

В конструктивном отношении проектируемая ВЛ-10(35) кВ выполняется в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемой ВЛ-10(35) кВ составляет 3,5 км.

На ВЛ-10 кВ подвешивается провод АС120/19.

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\text{г}}=11,6$ кгс/мм², $G_{\text{э}}=8,0$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.5 и 2.6.

Технические решения типам, материалам для опор, антикоррозионной защите, выбору изоляции, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевозащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.6.2.

Планы и профили ВЛ-10(35) кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0016...1000/27-П-ЛЭП-0019).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.8.2 Одноцепные участки в габарите 10 кВ

Подход ВЛ-10(35) кВ к КТП10/0,4 кВ КП-2.4 выполняется одноцепными участками в габарите 10 кВ. На концевых опорах устанавливаются разъединители, входящие в комплект КТП.

В конструктивном отношении проектируемые участки ВЛ-10 кВ выполняются в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемых участков ВЛ-10 кВ составляет 0,068 км.

Заходы ВЛ-10 кВ на КТП10/0,4 кВ КП-2.4 выполняются воздухом. На концевых опорах устанавливаются разъединители, входящие в комплект КТП.

На ВЛ-10 кВ подвешивается провод СИП-3 (1х120 мм²).

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\underline{}}=5,32$ кгс/мм², $G_{э}=3,99$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Технические решения по материалам для опор, антикоррозионной защите, выбору изоляции, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевозащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.5.

План ВЛ-10 кВ представлен в графической части проекта - том 5.1.2 (чертеж 1000/27-П-ЛЭП-0018).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.9 ВЛ-10 кВ (в габаритах 35 кВ) на КТП №2 КП-2.4 – отпайка от ВЛ на КТП №1 КП-2.4 (Этап 55)

Для электроснабжения потребителей КТП №2 куста скважин КП2.4 проектом предусматривается сооружение двух одноцепных участков ВЛ-10 кВ от опоры №27а ВЛ-10(35) кВ на КТП№1 КП 2.4, описанной в п.2.8.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009г. проектируемые ВЛ имеют нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемая ВЛ-10(35) кВ имеет код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

В конструктивном отношении проектируемые ВЛ-10 кВ выполняются в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемой ВЛ-10 кВ составляет 0,2 км.

На ВЛ-10 кВ подвешивается провод СИП-3 (1х120 мм²).

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\underline{}}=5,32$ кгс/мм², $G_{э}=3,99$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Технические решения по материалам для опор, антикоррозионной защите, выбору изоляции, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевозащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.5.

План ВЛ-10 кВ представлен в графической части проекта - том 5.1.2 (чертеж 1000/27-П-ЛЭП-0018).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.10 ВЛ-35 кВ на КТП №1 КП-2.5 отпайка от ВЛ-35 кВ на ПСП (Этап 61)

В соответствии с п.8.3 ТУ на электроснабжение (Приложение Б) для электроснабжения потребителей куста скважин КП-2.5 проектом предусматривается сооружение двухцепной ВЛ-35 кВ отпайкой от ранее запроектированной ВЛ-35 кВ «ПС 10/35 кВ энергоцентра Тазовского месторождения - ПС 35/10 кВ ПСП» (шифр 1000/9, положительное заключение ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ» Омский филиал 00691-18/ОГЭ-17473 от 17.04.2019 г.) в районе опоры №72 до КТП35/0,4 кВ КП-2.5.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г. проектируемая ВЛ-35 кВ имеет нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемая ВЛ-35 кВ имеет код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

Общая протяженность проектируемой ВЛ-35 кВ составляет 3,35 км.

На ВЛ-35 кВ подвешивается сталеалюминиевый провод АС120/19. Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{\Gamma}=G_{\underline{}}=13,0$ кгс/мм², $G_{\text{э}}=8,7$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.7 и 2.8. Расчет выполнен в программном комплексе САПР ЛЭП-2019 (группа компаний «Русский САПР», Москва).

При расчетах в программе приняты следующие коэффициенты:

- 1,1 Коэффициент надежности по ответственности для ветра;
- 1,0 Региональный коэффициент по ветру;
- 1,3 Коэффициент надежности по ответственности для гололеда;
- 1,0 Региональный коэффициент по гололеду;
- 1,3 Коэффициент надежности по гололеду;
- 1,1 Коэффициент надежности по ветру при расчете проводов;
- 1,0 Коэффициент надежности по весовой нагрузке при расчете проводов;
- 0,5 Коэффициент условий работы при расчете проводов.

**Таблица 2.7 – Расчетные нагрузки на провод АС120/19
($G_{\max}=13,0$ кгс/мм², $G_{\text{экс}}=8,7$ кгс/мм²)**

Расчет	Наименование нагрузок	Погонные нагрузки, кгс/м	Удельные нагрузки, кгс/м*мм ²
1	P(1) - собственный вес провода	0,471	0,0034430
2	P(2) - вес гололёда 1	1,082	0,0079115
3	P(3) - вес гололёда 2	1,082	0,0079115
4	P(4) - вес провода и гололёда 1	1,553	0,0113545
5	P(5) - вес провода и гололёда 2	1,553	0,0113545
6	P(6) - давление максимального ветра	1,270	0,0092817
7	P(7) - вес провода при монтаже	0,471	0,0034430
8	P(8) - давление ветра при грозе	0,113	0,0008287
9	P(9) - давление ветра при гололёде 1	1,348	0,0098574
10	P(10) - давление ветра при гололёде 2	1,348	0,0098574
11	P(11) - геометрическая сумма P(1) и P(6)	1,354	0,0098997
12	P(12) - геометрическая сумма P(1) и P(7)	0,484	0,0035376
13	P(13) - геометрическая сумма P(1) и P(8)	0,484	0,0035413
14	P(14) - геометрическая сумма P(4) и P(9)	2,057	0,0150364
15	P(15) - геометрическая сумма P(5) и P(10)	2,057	0,0150364

Примечание - $D=15,20$ мм, $S=136,80$ мм², $E=8250,00$ кгс/мм², $AL=0,00$, $P1=0,47$ кгс/м, $G_{\max}=13,05$ кгс/мм², $G_{\min}=13,05$ кгс/мм², $G_{\text{экс}}=8,70$ кгс/мм², $Q_{\max}=81,58$ кгс/м², $Q_{Г1}=20,39$ кгс/м², $C1э=15,00$ мм, $C1у=15,00$ мм, $Q_{Г2}=20,39$ кгс/м², $C2э=15$ мм, $C2у=15$ мм, $T_{\max}=33$ °С, $T_{\min}=-52,6$ °С, $T_{\text{экс}}=-8,5$ °С, $T_{\text{гол}}=-10$ °С, $T_{\text{вет}}=-10$ °С, $T_{\text{гр}}=15$ °С, $U=35,00$ кВ, $S_{\text{габ}}=6,00$ м, $H_{\text{нтр}}=13,55$ м, $H_{\text{втр}}=17,70$ м.

Таблица 2.8 - Напряжения и стрелы провеса провода АС120/19

(G_{max}=13,0 кгс/мм², G_{экс}=8,7 кгс/мм²)

Рас- чет	Расчётные режимы	Длина пролета, м					
		50,00	69,90	100,00	124,44	150,00	200,00
1	T=-10,00 °C						
	S _H =15,00/15,00 мм Q _H =20,39 кгс/м ²	8,74 0,54	9,96 0,92	11,69 1,61	13,00 2,24	13,00 3,25	13,00 5,78
2	T=-10,00 °C						
	S _H =15,00/15,00 мм Q _H =20,39 кгс/м ²	8,74 0,54	9,96 0,92	11,69 1,61	13,00 2,24	13,00 3,25	13,00 5,78
3	T=-5,00 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =81,58 кгс/м ²	7,08 0,44	7,95 0,76	9,20 1,35	10,15 1,89	9,78 2,85	9,32 5,31
4	T=-52,60 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	13,00 0,08	13,00 0,16	13,00 0,33	13,00 0,51	10,27 0,94	5,95 2,89
5	T=-8,50 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	6,22 0,17	6,39 0,33	6,69 0,64	6,95 0,96	5,47 1,77	4,09 4,21
6	T=-10,00 °C						
	S _H =15,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	7,95 0,45	8,88 0,78	10,24 1,39	11,28 1,95	10,96 2,91	10,55 5,38
7	T=33,00 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	1,98 0,54	2,50 0,84	3,19 1,35	3,69 1,80	3,47 2,79	3,25 5,30
8	T=15,00 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =5,10 кгс/м ²	3,25 0,34	3,71 0,58	4,34 1,02	4,81 1,43	4,20 2,37	3,64 4,86
9	T=-15,00 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	7,19 0,15	7,32 0,30	7,56 0,59	7,77 0,88	6,07 1,64	4,38 4,04
10	T=15,00 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	3,22 0,33	3,66 0,57	4,28 1,01	4,73 1,41	4,11 2,35	3,55 4,84
11	T=70,00 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	1,16 0,93	1,57 1,34	2,15 2,00	2,59 2,57	2,69 3,60	2,80 6,16
12	T=-26,30 °C						
	S _H =0,00 мм Q _H =0,00 кгс/м ²	8,90 0,12	8,96 0,23	9,09 0,47	9,21 0,72	7,07 1,37	4,67 3,69

Примечание - В верхней строке даны напряжения в [кгс/мм²], в нижней строке - стрелы провеса в [м]

Проектируемая ВЛ-35 кВ выполнена ответвлением с установкой опоры УС110-8 в районе опор №№72, 73 ВЛ-35 кВ «ПС 10/35 кВ энергоцентра Тазовского месторождения - ПС 35/10 кВ ПСП».

Так как магистральная ВЛ-35 кВ «ПС 10/35 кВ энергоцентра Тазовского месторождения - ПС 35/10 кВ ПСП» (титул 1000/9) является единственной питающей линией для всех потребителей площадки ПСП, в целях повышения надежности ее работы и исключения перебоев электроснабжения по причине аварийных ситуаций в ответвлениях, в

начале отпайки на опорах проектируемой ВЛ-35 кВ предусмотрена установка реклоузеров нового поколения типа SMART 35 (по одному на опоре; один в каждой цепи).

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

Проектом предусматривается применение стеклянных изоляторов типа ПСД. Изолирующие подвески башенных опор комплектуются аналогично типовым решениям проекта 12276 тм «Изолирующие подвески ВЛ 35-750 кВ из изоляторов с шарнирным сопряжением по СТ СЭВ170-85 и унифицированными конструкциями арматуры», опор из гнутого профиля - по типовым решениям серии ОЭМЗ-КР-ТП.ВЛ.35-110-220.001.

Технические решения по материалам для опор, антикоррозионной защите, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевзащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.6.2.

Планы и профили ВЛ-35 кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0020...1000/27-П-ЛЭП-0025).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.11 ВЛ-35 кВ на КТП №2 КП-2.5 отпайка от ВЛ-35 кВ на КТП №1 КП-2.5 (Этап 74)

Для электроснабжения потребителей КТП №2 куста скважин КП2.5 проектом предусматривается сооружение двухцепной ВЛ-35 кВ отпайкой от опоры №28 ВЛ-35 кВ на КТП №1 КП 2.5, описанной в п.2.10.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г. проектируемая ВЛ-35 кВ имеет нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемая ВЛ-35 кВ имеет код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

Общая протяженность проектируемой ВЛ-35 кВ составляет 0,084 км.

На ВЛ-35 кВ подвешивается сталеалюминиевый провод АС120/19. Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\underline{}}=13,0$ кгс/мм², $G_{э}=8,7$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.5 и 2.6.

Технические решения типам, материалам для опор, антикоррозионной защите, выбору изоляции, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевзащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.6.2.

Планы и профили ВЛ-10(35) кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0022, 1000/27-П-ЛЭП-0025).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.12 ВЛ-35 кВ на КТП №1 КП-2.6 отпайка от ВЛ-35 кВ на КП-7 (Этап 81)

В соответствии с п.8.4 ТУ на электроснабжение (Приложение Б) для электроснабжения потребителей куста скважин КП-2.6 проектом предусматривается сооружение двухцепной ВЛ-35 кВ отпайкой от ранее запроектированной ВЛ-35 кВ на куст нефтяных скважин №7

(титул 1000/8, положительное заключение ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ» Омский филиал 00645-18/ОГЭ-17599 от 12.04.2019 г.). до КТП35/0,4 кВ КП-2.6. отпайка выполняется в пролете между опорами №№4, 5. При этом предусматривается переустройство ранее запроектированной ВЛ-35 кВ на куст скважин №7 в месте отпайки.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г. проектируемая ВЛ-35 кВ имеет нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемая ВЛ-35 кВ имеет код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

Общая протяженность проектируемой ВЛ-35 кВ с учетом реконструируемого участка составляет 1,18 км.

На ВЛ-35 кВ подвешивается сталеалюминиевый провод АС120/19. Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\underline{}}=13,0$ кгс/мм², $G_{э}=8,7$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.7 и 2.8.

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

Проектом предусматривается применение стеклянных изоляторов типа ПСД. Изолирующие подвески башенных опор комплектуются аналогично типовым решениям проекта 12276 тм «Изолирующие подвески ВЛ 35-750 кВ из изоляторов с шарнирным сопряжением по СТ СЭВ170-85 и унифицированными конструкциями арматуры», опор из гнутого профиля - по типовым решениям серии ОЭМЗ-КР-ТП.ВЛ.35-110-220.001.

Технические решения по типам и материалам для опор, антикоррозионной защите, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевозащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.6.2.

Планы и профили ВЛ-35 кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0026, 1000/27-П-ЛЭП-0027).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.13 ВЛ-35 кВ на КТП №2 КП-2.6 отпайка от ВЛ-35 кВ на КТП №1 КП-2.6 (Этап 94)

Для электроснабжения потребителей КТП №2 куста скважин КП2.6 проектом предусматривается сооружение двухцепной ВЛ-35 кВ от опоры №7а ВЛ-35 кВ на КТП №1 КП-2.6, описанной в п.2.12.

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г. проектируемая ВЛ-35 кВ имеет нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемая ВЛ-35 кВ имеет код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

Общая протяженность проектируемой ВЛ-35 кВ составляет 0,076 км.

На ВЛ-35 кВ подвешивается сталеалюминиевый провод АС120/19. Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\underline{}}=13,0$ кгс/мм², $G_{э}=8,7$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.7 и 2.8.

Технические решения по типам и материалам для опор, антикоррозионной защите, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевзащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.6.2.

Изоляция линии принята аналогично решениям описанным в п.2.12.

Планы и профили ВЛ-35 кВ представлены в графической части проекта - том 5.1.2 (чертежи 1000/27-П-ЛЭП-0026, 1000/27-П-ЛЭП-0027).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

2.14 ВЛ-10 кВ на БЛП УЗА-013 – отпайка от ВЛ на КПЗ.1 (Этап 22)

Для электроснабжения потребителей УЗА-013 проектом предусматривается сооружение двух фидеров ВЛ-10 кВ, выполняемых отпайками от существующих ВЛ-10 кВ на КПЗ.1

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009г. проектируемые ВЛ имеют нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (СНС 2008) (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018- ст) (ред. от 08.05.2018) проектируемые ВЛ-10(35) кВ имеют код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемых ВЛ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

В конструктивном отношении проектируемые участки ВЛ-10 кВ выполняются в соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» и ПУЭ (седьмое издание).

Общая протяженность проектируемых участков ВЛ-10 кВ составляет 0,062 км.

Заходы ВЛ-10 кВ на БЛП выполняются воздухом. На конечных опорах устанавливаются разъединители, входящие в комплект БЛП.

На ВЛ-10 кВ подвешивается провод СИП-3 (1х120 мм²).

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{\underline{}}=5,32$ кгс/мм², $G_{э}=3,99$ кгс/мм².

Напряжения и стрелы провеса проводов, а также расчетные нагрузки на провода приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Технические решения по материалам для опор, антикоррозионной защите, выбору изоляции, защите проводов и устанавливаемого на опорах оборудования, птицевзащите и заземлению опор аналогичны описанным в п.2.5.

План ВЛ-10 кВ представлен в графической части проекта - том 5.1.2 (чертеж 1000/27-П-ЛЭП-0007).

Сведения о количестве и типах оборудования, в том числе транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства ВЛ, приведены в томе 6 «Проект организации строительства».

3 Дизельная электростанция

В соответствии с заданием на проектирование «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2» для электроснабжения площадки узла запорной арматуры УЗА-13 в качестве третьего источника питания (аварийного), проектом предусматривается автономная электростанция с поршневым приводом генератора мощностью 150 кВт, использующая в качестве топлива покупное дизельное топливо (ДТ).

Размещение сооружений ГПЭС показано на чертеже 1000/27-П-ТХД-0003.

Климатическое исполнение оборудования для всех площадок ХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

3.1 Основные технические решения по выбору оборудования ДЭС

Конструктивное исполнение и состав оборудования электростанций определен исходя из следующих условий и требований:

- проектируемая электростанция должны обеспечивать электроэнергией все подключенные электроприемники в соответствии с ГОСТ 33105-2014, проектироваться и изготавливаться в соответствии с разделами 5.1 и 5.2 ПУЭ;
- электроагрегат предусматривается в блочно-модульном исполнении максимальной заводской готовности, требующем минимальный объем строительно-монтажных и пуско-наладочных работ;
- конструкция и компоновочные решения блок-модуля должны обеспечивать его транспортировку и размещение в нем оборудования и приборов с учетом безопасности, удобства обслуживания и ремонта;
- силовая часть должна быть выполнена на базе генераторной установки с поршневым приводом;
- режим работы – круглосуточный, круглогодичный;
- максимально учтены необходимые работы и возможные ситуации с оборудованием в процессе эксплуатации (плановое техобслуживание, капитальный ремонт, непредвиденный отказ оборудования) для надежного электроснабжения потребителей;
- выработка тепловой энергии не предусматривается;
- проектный срок службы не менее 20 лет.

3.2 Компоновочные решения

Формирование технологической площадки электростанции выполнено с учетом размещения оборудования согласно технологической последовательности и взаимодействия, габаритов оборудования, размещения межблочных технологических сетей, устройства нормативных проходов.

Учитывая грунтовые и климатические условия строительства, строительство площадки предусматривается на дорожных плитах с габаритными размерами 2х6 м.

Взаимное размещение технологических сооружений на генеральном плане выполнено с учетом технологической последовательности, устройства противопожарных разрывов между технологическими сооружениями, минимальной протяженности междолевых инженерных коммуникаций, обеспечения подъездов техники, устройства путей эвакуации.

Площадка электростанции с оборудованием представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Обозначение, схема	Наименование	Характеристика	Кол-во	Прим.
Площадки узла запорной арматуры УЗА-13				
Площадка ДЭС				

Обозначение, схема	Наименование	Характеристика	Кол-во	Прим.
ДЭС-1 1000/27-П-ТХД-0003	Блок-модуль дизельной электростанции	Мощность 150 кВт Габариты (ДхШхВ) 6,0х2,5х2,6 м	1	Блочная поставка
Размер площадки, м		8,0х6,0	1	

3.3 Основные характеристики ДЭС

ДЭС является третьим (аварийным) источником электроснабжения.

ДЭС состоит из 1 дизель-генератора, установленного в собственном блок-модуле со всеми необходимыми обеспечивающими технологическими системами и системами пожарной сигнализации, оповещения и автоматического пожаротушения (огнетушащее вещество - углекислый газ).

Параллельная работа с другими источниками электроэнергии не предусматривается.

Технические требования на ДЭС изложены в документе 1000/27-П-ТХД-ТТ01.

Схема технологическая принципиальная сооружений ДЭС представлена в томе 5.1.2. на чертеже 1000/27-П-ТХД-0001.

План расположение оборудования в блок-модуле ДЭС представлен на чертеже 1000/27-П-ТХД-0002.

Основные характеристики ДЭС соответствуют значениям, приведенным в Таблица 3.2.

Таблица 3.2

Наименование характеристик	Ед. изм.	Значение
Количество дизель-генераторов ДЭС	компл.	1
Тип дизельного электроагрегата	-	Cummins C200D5e (аналог)
Номинальная выдаваемая мощность для потребителей	кВт	150
Номинальное напряжение	кВ	0,4
Номинальная частота тока	Гц	50
Коэффициент мощности (индуктивный)	-	0,8
Род тока	-	трехфазный, переменный
Степень автоматизации	-	третья
Время пуска и приема нагрузки из прогретого состояния	с	10
Расход топлива при номинальной мощности, не более	л/ч	32
Объем топливного бака, не более	л	1000
Мощность агрегатов собственных нужд, не более	кВт	10
Габаритные транспортные размеры блок-модуля ДЭС, не более, д.ш.в.	мм	6058х2438х2560
Масса блок-модуля ДЭС при транспортировке, не более	кг	6000

Наименование характеристик	Ед. изм.	Значение
Категория помещения ДЭС по пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009		В1
Класс пожароопасных зон по ПУЭ		П-1
Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002		ПВ-Т3

В состав ДЭС входит:

- блок-модуль в габаритах, указанных в Таблица 3.2
- дизельный электроагрегат с местным щитом управления;
- система топливная;
- система предпускового подогрева;
- система масляная;
- система управления и автоматизации;
- система освещения;
- система охлаждения;
- система воздухоподачи, отопления и вентиляции;
- система запуска;
- система пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения;
- система выпуска отработавших газов.

3.3.1 Технологические системы ДЭС

Описание технологических систем ДЭС представлены в разделе 3.3.3 данной записки.

3.3.2 Топливоснабжение ДЭС

Запаса дизельного топлива, находящегося в расходном баке ДЭС (1000 л), достаточно для работы в течении не менее 8 часов, поэтому внешняя система топливоснабжения не предусмотрена.

Герметизированное наполнение расходного бака ДЭС осуществляется из металлической бочки объемом 200 л, тип БЗ 1А2-200 ГОСТ 13950-91, ручным бочковым насосом ГОСТ Р 50981-96, типа Pressol 13 020, производительностью 12 л/мин, с помощью гибкого рукава, присоединяемого к штуцеру, располагаемому на внешней стенке блок-модуля.

3.3.3 Технологические системы ДЭС

3.3.3.1 Топливная система

Топливная система ДЭС предназначена для бесперебойного обеспечения дизель-генератора дизельным топливом.

Топливная система состоит из топливной системы дизеля и топливной системы блок-модуля.

В состав системы дизельного топлива каждой ДЭС входит:

- топливная система собственно дизельного электроагрегата;
- расходный топливный бак емкостью 1000 литров с датчиками уровня, фильтром грубой очистки, топливомерной трубкой для визуального контроля уровня топлива, дыхательной системой, исключающей попадание паров топлива в помещение модуля, устройствами заправки и слива топлива за пределы модуля, возможностью наполнения топливного бака из металлических бочек с дизтопливом (объем 200 л) соответствующим требованиям ГОСТ 1510-84, а также заправки от передвижных топливозаправочных средств.

- электрический насос автоматической подкачки топлива в расходный топливный бак;
- ручной (дублирующий) насос подкачки топлива в расходный топливный бак;
- трубопроводы и трубопроводная арматура.

При выработке топлива в расходном топливном баке до нижнего уровня, датчик нижнего уровня выдает сигнал в систему автоматики собственных нужд ДЭС.

Заполнение расходного топливного бака производится до момента срабатывания датчика верхнего уровня топлива, выдающего в систему автоматики собственных нужд ДЭС сигнал на выключение электрического насоса подкачки топлива. Для дублирования датчика верхнего уровня в корпус бака установлен датчик аварийно-верхнего уровня топлива.

При срабатывании датчика аварийно-нижнего уровня топлива, в систему управления собственными нуждами ДЭС передается сигнал на останов дизель-генератора.

Для отвода воздуха и паров топлива за пределы блок-модуля ДЭС, установлен трубопровод вентиляции топливного бака, оборудованный огнепреградительным клапаном.

Устройство визуального контроля уровня топлива оборудовано запорной арматурой.

В конструкции топливного бака предусмотрена возможность отстоя воды и осадка.

Места присоединения трубопроводов к внешним сетям укомплектованы ответной арматурой и крепежом.

Технологическая схема топливной системы ДЭС представлена на Рисунок 3.1

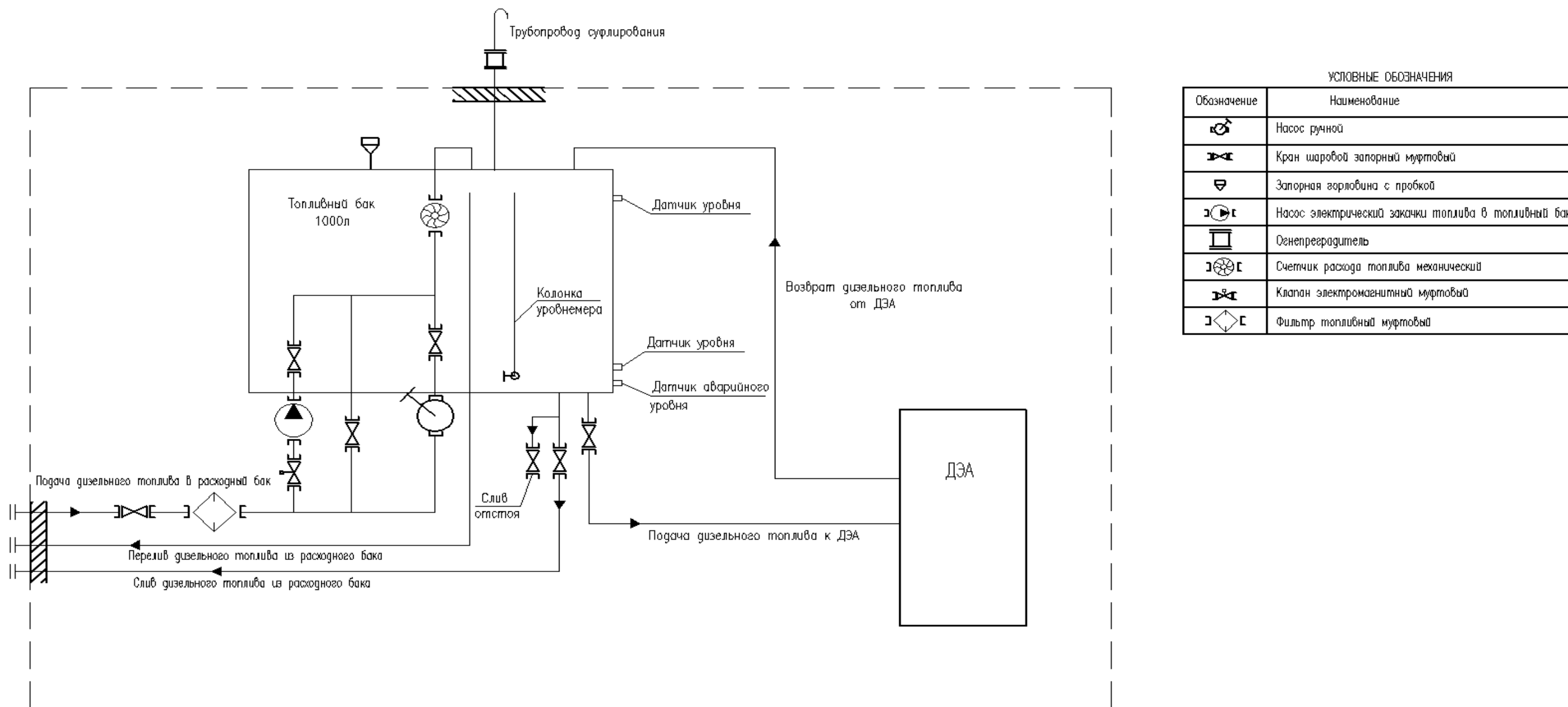


Рисунок 3.1 - Технологическая схема топливной системы ДЭС

3.3.3.2 Система масляная

Масляная система состоит из масляной системы дизель-генератора и масляной системы блок-модуля и обеспечивает нормальную работу ДЭС.

Масляная система дизель-электрического агрегата (ДЭА) бесперебойно подает фильтрованное и охлажденное масло из картера двигателя ко всем узлам трения дизеля.

Масляная система блок-модуля ДЭС обеспечивает возможность долива масла в картер двигателя из расходного масляного бака с помощью ручного насоса и пополнения расходного масляного бака из емкости, расположенной вне блок-модуля.

Масляная система обеспечивает возможность откачки масла из картера дизеля с помощью ручного насоса за пределы блок-контейнера.

В состав масляной системы блок-модуля входит:

- расходный масляный бак;
- ручной насос для закачки масла в расходный масляный бак и подкачки масла в картер дизеля;
- ручной насос для откачки масла из картера дизеля;
- трубопроводы и трубопроводная арматура (шаровые краны, отводы и т.п.).

Для отвода паров масла наружу блок-модуля предусмотрена вентиляция картера дизеля с конденсатосборником, расположенным внутри помещения блок-модуля.

Для отвода воздуха и паров масла наружу блок-модуля предусмотрена вентиляция масляного бака. На баке смонтирована мерная трубка для визуального контроля уровня масла и заправочная горловина. Бак оборудован трубопроводами приема и слива масла за пределы блок-модуля и запорной арматурой.

Технологическая схема масляной системы ДЭС представлена на Рисунок 3.2

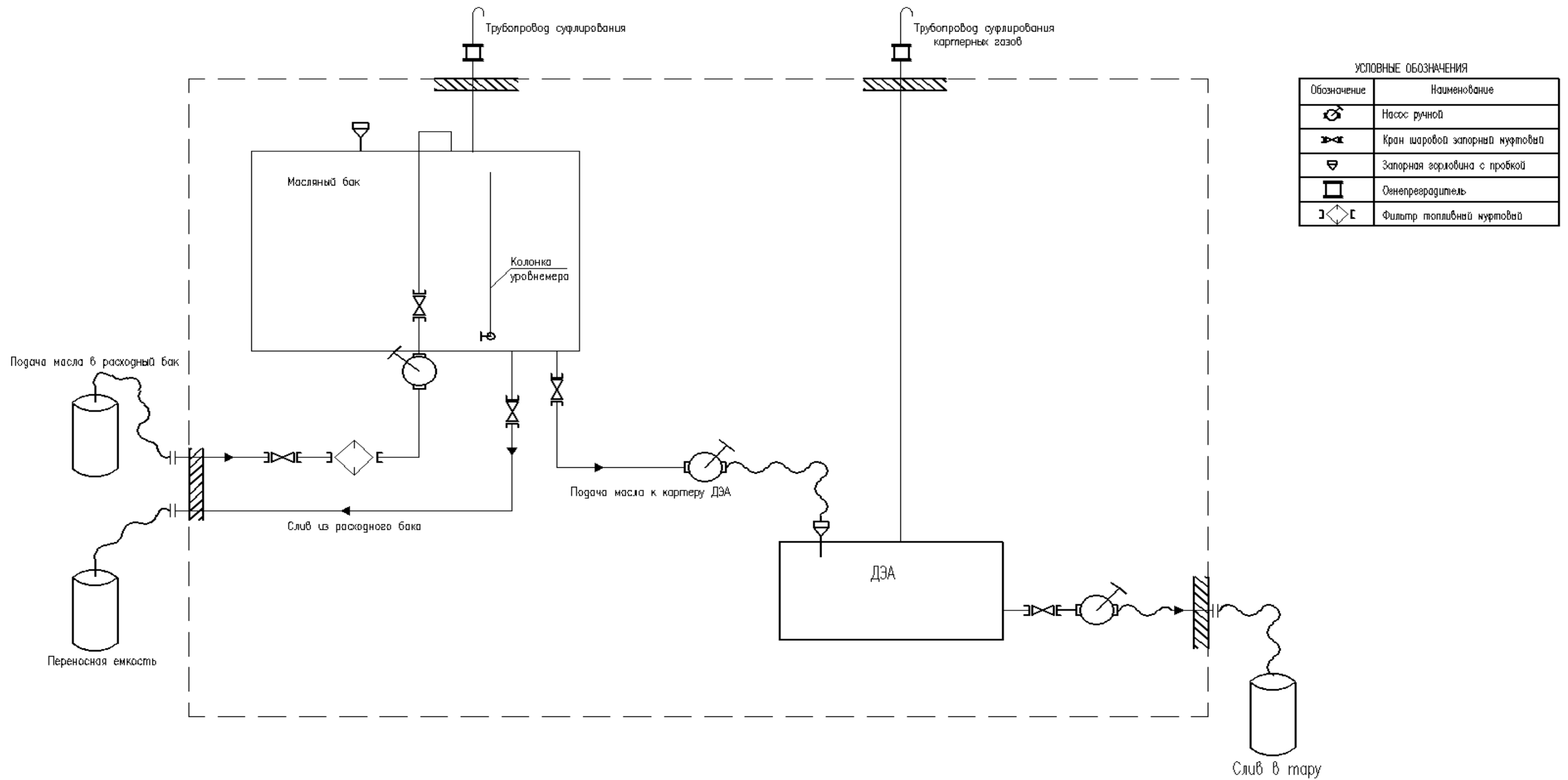


Рисунок 3.2 - Технологическая схема масляной системы ДЭС

3.3.3.3 Система охлаждения

Система охлаждения предназначена для отвода тепла от нагретых частей дизеля.

Система охлаждения обеспечивает автоматическое регулирование температуры охлаждающей жидкости, заправку и слив охлаждающей жидкости, компенсацию температурных расширений жидкости.

В состав системы охлаждения ДЭС входит:

- радиатор ДЭС с приводным вентилятором с расширительным баком (установлен на общей раме с мотор-генератором);
- термостат;
- устройство предпускового подогрева охлаждающей жидкости, поставляемое с ДЭС;
- трубопроводы охлаждающей жидкости;
- трубопроводы слива охлаждающей жидкости за пределы блок-модуля в переносную тару;
- насос ручной закачки охлаждающей жидкости с гибкими трубопроводами.

Технологическая схема системы охлаждения ДЭС представлена на Рисунок 3.3.

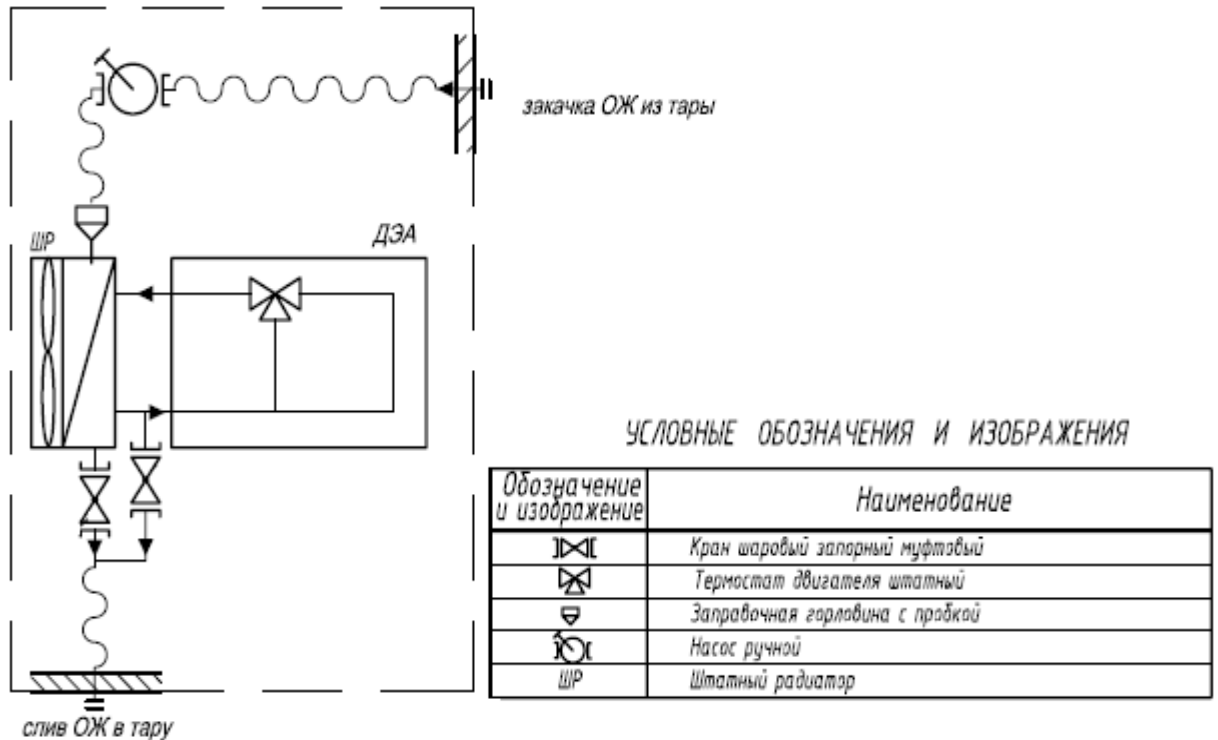


Рисунок 3.3 – Технологическая схема системы охлаждения.

3.3.3.4 Система воздухозабора, отопления и вентиляции

Системы воздухозабора, отопления и вентиляции предназначены для:

- подачи воздуха на горение в дизель и охлаждение дизель-генератора;
- поддержания заданной температуры воздуха в блок-модуле.

В состав системы вентиляции входит:

- автоматизированные клапана притока воздуха с противообледенительным обогревом;
- автоматизированные воздушные клапана выброса горячего воздуха;
- вытяжные вентиляторы;
- датчики температуры воздуха;
- два вентилятора общеобменных (при пуске ДЭС отключаются).

ТЭНы обогрева жалюзи клапанов притока воздуха включаются только при закрытом положении клапанов. Как только жалюзи пошли на открытие (вышли из положения «закрыто») – обогрев отключается.

Жалюзи открываются и закрываются автоматически, с помощью приводного электродвигателя постоянного тока.

Клапаны притока воздуха, обеспечивающие приток необходимого для охлаждения и для горения топлива объема воздуха, открываются при запуске ДЭС и закрываются при останове ДЭС.

Клапаны выброса воздуха при наличии сигнала «Работа» открываются на угол 90 °С, поддержание температуры воздуха обеспечивается путем регулирования частоты вращения вытяжных вентиляторов в зависимости от температуры воздуха в помещении ДЭС.

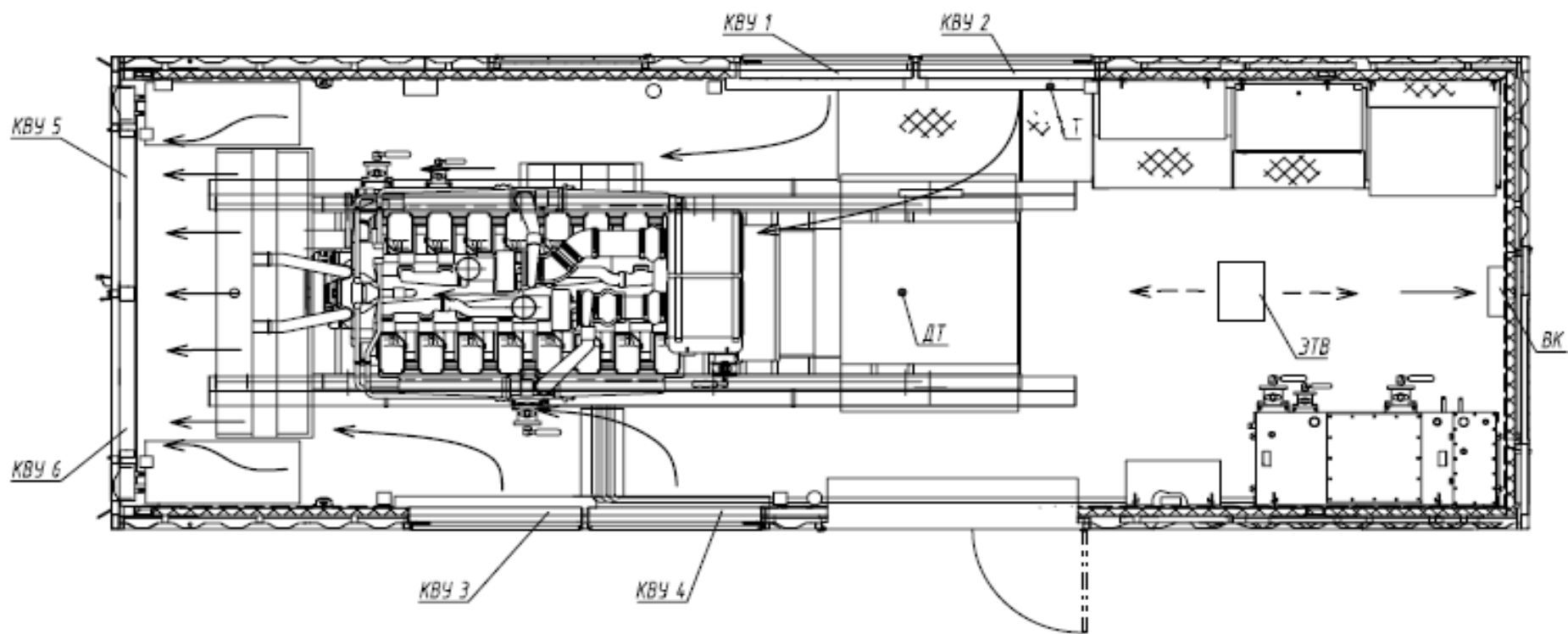
При повышении температуры воздуха в агрегатном отсеке выше плюс 50 °С открываются все клапаны для улучшения охлаждения двигателя.

При пропадании напряжения или поступлении сигнала «отключение оборудования» все клапаны закрываются. Закрытие клапанов осуществляется возвратной пружиной.

Вентиляторы общеобменные обеспечивает воздухообмен в блок-модуле.

Система отопления электрического типа состоит из тепловентиляторов с питанием от трехфазного напряжения и обеспечивает поддержание температуры в блок-модуле не менее плюс 10 °С в холодное время года.

Технологическая схема система воздухазбора и вентиляции ДЭС представлена на Рисунок 3.4



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Обозначение и изображение	Наименование
КВУ 1..6	Клапан воздушный управляемый с обогревом лопаток
ЭТВ	Электротепловентилятор
ВК	Вентилятор канальный
ДТ	Датчик температуры
Т	Термостат

Рисунок 3.4 – Система воздухозабора и вентиляции ДЭС

3.3.3.5 Система запуска

ДЭС оборудуется электростартерной системой запуска.

Подзаряд аккумуляторных батарей осуществляется от приводного зарядного генератора ДЭС (при его работе) или автоматического подзарядного устройства. Во время запуска ДЭС подзарядное устройство автоматически отключается.

В состав электростартерной системы запуска входит:

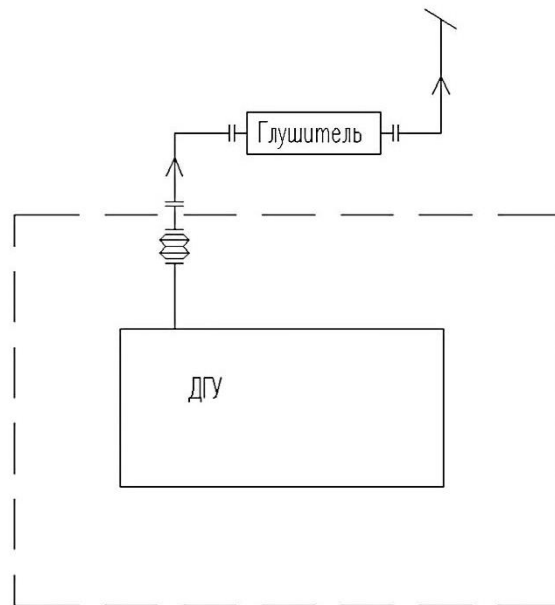
- зарядный генератор первичного двигателя, для заряда батарей при работе электроагрегата;
- автоматическое подзарядное устройство, для содержания батарей в режиме автоматического подзаряда при нахождении электроагрегата в режиме «готовность к пуску»;
- комплект стартерных аккумуляторных батарей.

3.3.3.6 Система выпуска отработавших газов

Система выпуска отработавших газов предназначена для удаления продуктов горения топлива.

Система выпуска отработавших газов состоит из компенсаторов тепловых расширений выпускного тракта, газохода, двух глушителей с креплением, установленных на крыше электростанции, труб выхлопа.

Технологическая схема системы выпуска отработавших газов представлена на Рисунок 3.5



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Компенсатор сильфонный
	Захлопка

Рисунок 3.5 – Технологическая схема системы выпуска отработавших газов

3.3.3.7 Система пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения

Система пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения включает следующие сборочные единицы и комплекты оборудования:

- автоматическую установку пожарной сигнализации;
- автоматическую установку пожаротушения. Огнетушащее вещество – порошок;
- автоматические и ручные пожарные извещатели;
- сигнальные приборы системы оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией;
- комплект первичных средств пожаротушения (огнетушители углекислотные ОУ-5).

Для обеспечения безопасности оперативно-ремонтного персонала во время нахождения внутри блок-модуля для проведения технического обслуживания, ремонтных и других работ предусмотрена оперативная (механическая и электрическая) блокировка (отключение) установки пожаротушения.

На период технического обслуживания, ремонтных и других работ противопожарный режим обеспечивается первичными средствами пожаротушения (огнетушителями).

3.3.3.8 Система управления и автоматизации

Система автоматизации ДЭС включает в себя:

- микропроцессорную панель управления и регулирования дизельного электроагрегата,
- щит собственных нужд,
- щит силовой,
- локальные регуляторы, датчики и исполнительные устройства, обеспечивающие управление всеми системами ДЭС по 3 степени автоматизации.

Система управления и автоматизации функционально обеспечивает следующее:

- поддержание ДЭС в состоянии «готовности к принятию нагрузки»;
- автоматическое управление пуском, остановом, предпусковыми и предостановочными операциями в соответствии с ГОСТ Р 55437-2013;
- управление выключателем силовой цепи генератора;
- автоматическое регулирование в заданных пределах выходного напряжения и частоты генератора;
- автоматическое регулирование температуры в системе охлаждения двигателя дизельного электроагрегата;
- автоматическое регулирование подачи топлива из внешней емкости;
- индикацию состояний дизельного электроагрегата и предупредительную сигнализацию;
- защиту электростанции с отключением нагрузки, остановом и включением аварийной сигнализации в следующих случаях:
 - а) при недопустимом понижении давления масла в главной магистрали;
 - б) при недопустимом повышении температуры охлаждающей жидкости;
 - в) при снижении уровня охлаждающей жидкости;
 - г) при недопустимом увеличении частоты вращения двигателя;
 - д) при несостоявшемся пуске;
 - е) при самопроизвольном снижении частоты вращения двигателя;
 - ж) при неисправности системы регулирования частоты вращения (обрыв или исчезновение сигнала датчика частоты вращения, сбой питания или неисправность контроллера);
- з) при срабатывании системы пожарной безопасности.

3.3.3.9 Система освещения

В составе блок-модуля предусмотрено рабочее, аварийное и наружное освещение.

3.4 Пожарная и газовая безопасность

Пожарная безопасность сооружения ДЭС обеспечивается непосредственно техническими решениями с учетом требований законодательных актов, норм и правил безопасности.

Технологические процессы герметизированы, исключают розлив продуктов, а также загазованность помещений и наружных установок при нормальном режиме эксплуатации.

Разработанные технологические процессы, применяемое оборудование, арматура, приборы и материалы (теплоизоляция, крепежные элементы, трубопроводные опоры и другие изделия) выполняются из негорючих материалов.

Применяемое оборудование подлежит разработке и изготовлению специализированными организациями, имеющими сертификаты соответствия и опыт работы по разработке и изготовлению оборудования для эксплуатации во взрывопожароопасном производстве.

Технологические системы имеют нормативные предохранительные устройства, исключающие возможность превышения давлений в системах сверх регламентного.

Проектом предусматриваются автоматические системы регулирования и противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасных сред и других аварийных ситуаций при отклонении от регламентных режимов работы, а также обеспечивающих безопасную остановку и перевод процесса в безопасное состояние.

Технологические сооружения оснащаются сигнализацией до взрывоопасной концентрации.

Технологическое оборудование и арматура подлежат заземлению.

Температура наружных поверхностей оборудования не превышает температуру самовоспламенения взрывопожароопасных продуктов, обращающихся в технологическом процессе.

Насосное оборудование оснащается средствами предупредительной сигнализации о нарушениях параметров работы.

Электрооборудование и электроаппаратура выбираются в соответствии с классами взрывоопасных зон.

Проектом предусматриваются следующие системы пожаротушения и системы аварийной сигнализации, указанные в таблице Пожарная безопасность сооружения ДЭС обеспечивается непосредственно техническими решениями с учетом требований законодательных актов, норм и правил безопасности.

Технологические процессы герметизированы, исключают розлив продуктов, а также загазованность помещений и наружных установок при нормальном режиме эксплуатации.

Разработанные технологические процессы, применяемое оборудование, арматура, приборы и материалы (теплоизоляция, крепежные элементы, трубопроводные опоры и другие изделия) выполняются из негорючих материалов.

Применяемое оборудование подлежит разработке и изготовлению специализированными организациями, имеющими сертификаты соответствия и опыт работы по разработке и изготовлению оборудования для эксплуатации во взрывопожароопасном производстве.

Технологические системы имеют нормативные предохранительные устройства, исключающие возможность превышения давлений в системах сверх регламентного.

Проектом предусматриваются автоматические системы регулирования и противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасных сред и других аварийных ситуаций при отклонении от регламентных режимов работы, а также обеспечивающих безопасную остановку и перевод процесса в безопасное состояние.

Технологические сооружения оснащаются сигнализацией до взрывоопасной концентрации.

Технологическое оборудование и арматура подлежат заземлению.

Температура наружных поверхностей оборудования не превышает температуру самовоспламенения взрывопожароопасных продуктов, обращающихся в технологическом процессе.

Насосное оборудование оснащается средствами предупредительной сигнализации о нарушениях параметров работы.

Электрооборудование и электроаппаратура выбираются в соответствии с классами взрывоопасных зон.

Проектом предусматриваются следующие системы пожаротушения и системы аварийной сигнализации, Таблица 3.3

Таблица 3.3 - Перечень зданий, помещений, сооружений и наружных площадок с классификацией по взрывопожарной и пожарной опасности с требованиями к системам пожаротушения, пожарной сигнализации и к установкам сигнализаторов ПДК и ДВК

Наименование зданий, помещений, сооружений, площадок	Характеристика веществ и материалов, находящихся в помещении (согласно СП 12.13130.2009)	Категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группы взрывоопасных смесей по ПУЭ и ГОСТ Р 30852.15-2002	Требования к системам пожаротушения			Вид установки орошения (охлаждения)	Требования к пожарной сигнализации по СП 5.13130.2009		Требования к установке сигнализаторов по РДБТ 39.0147171-003-88	
					Огнегасящее вещество	Средство пожаротушения	Вид установки		авт.	руч.	ПДК	ДВК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ДЭС на площадке узла запорной арматуры УЗА-13												
Блок-модуль ДЭС, 150 кВт – 1 шт.	ЛВЖ	В1	П-1	ПВ-Т3	Газовое ОТВ		Стационарная автоматическая Комплектная поставка		+ Комплектная поставка	+ У входа		

3.5 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства

Проект выполнен с учетом действующих норм и правил техники безопасности и производственной санитарии, правил устройства безопасной эксплуатации сооружений.

В проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия труда обслуживающего персонала, безопасность обслуживания оборудования, безопасность выполнения ремонтных работ.

Основные мероприятия для обеспечения безопасности труда:

- герметизация всех трубопроводов и оборудования технологического процесса;
- размещение технологического оборудования с учетом удобства и безопасности их эксплуатации и обслуживания, возможности проведения ремонтных работ и принятия оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций и локализации аварий;
- подбор оборудования с шумовыми характеристиками, не превышающими допустимый уровень шума по СНиП 23-03-2003;
- предусматривается оснащение блочного комплектного оборудования и установок передвижными подвесными или напольными средствами малой механизации, исключающими подъём и переноску сверхнормативных тяжестей непосредственно человеком.

Оборудование рабочих мест и мест обслуживания оборудования и арматуры, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-75, ГОСТ 12.2.061-81, СП 2.2.2.1327-03.

Организация рабочего места операторов, конструкция органов контроля и управления производится с учетом антропометрических, сенсомоторных, биомеханических и психофизиологических характеристик человека при соблюдении требования удобного доступа к органам управления в соответствии с ГОСТ 12.2.064-81, ГОСТ 12.4.040-78 ССБТ.

3.6 Материальное исполнение

3.6.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения и сортамента технологических трубопроводов проекта «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин № 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2».

Проектирование выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

3.6.2 Общие положения

3.6.2.1 Аппараты

Технологические аппараты разработаны на основании технических требований (ТТ). В технических требованиях приведены технологические параметры аппаратов, физико-химические свойства рабочих сред, условия эксплуатации и рекомендации к материальному исполнению.

3.6.3 Характеристика района

Климатическая характеристика принята по ближайшей метеорологической станции Тазовский. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 8,5 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января - минус 26,3 °С, а самого жаркого июля - плюс 14,2 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь - минус 60 °С,

абсолютный максимум - на июль составляет плюс 33 °С. Продолжительность теплого периода: 120 дней. Продолжительность холодного периода: 245 дней.

По данным метеостанции Тазовский расчетная температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 равна минус 51 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С. Расчетная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 – минус 48 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 45 °С.

3.6.4 Материальное исполнение

3.6.4.1 Аппараты

Материальное исполнение емкостей и аппаратов определяется согласно ГОСТ 34347-2017 с учетом климатических условий района строительства (абсолютной минимальной температуры и температуры холодной пятидневки).

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

- 1 Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание) ПУЭ Правила устройства электроустановок, седьмое издание.
- 2 ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.
- 3 Федеральный Закон от 22.07.2008 №123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
- 4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 5 ПТЭ-2004 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденные Министерством Энергетики Российской Федерации, 2004 г.;
- 6 Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР (Электротехническая часть), 4 изд. 1992 г.
- 7 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- 8 ГОСТ 9098-78 Выключатели автоматические низковольтные. Общие технические условия.
- 9 ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP).
- 10 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями № 1-4). Постановление Госстандарта СССР от 29.12.1969 № 1394.
- 11 ГОСТ 28249-93. Короткое замыкание в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.
- 12 ГОСТ Р 51321.1-2007 Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний.
- 13 ГОСТ Р 50030.2 – 2010 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели.
- 14 ГОСТ IEC 60947-3-2016 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 3. Выключатели, разъединители, выключатели-разъединители и комбинации их с предохранителями.
- 15 ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
- 16 ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i.
- 17 ГОСТ 30331.1-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения;
- 18 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;
- 19 СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства; Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85;
- 20 Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон;
- 21 РТМ 36.18.32.4-92* Указания по расчету электрических нагрузок;

- 22 РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»;
- 23 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций;
- 24 РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
- 25 8.0948-1 Руководство по выбору и согласованию трасс линий электропередачи напряжением 0,38-10 кВ (ВЛ и КЛ) и площадок подстанций, утвержденное ОАО «РОСЭП» РАО «ЕЭС России» 1993г;
- 26 СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 - 750 кВ. Стандарт организации.
- 27 ГОСТ 839-2019 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия.;
- 28 СП 86.13330.2014 (СНиП III-42-80* Актуализированная редакция). Магистральные трубопроводы;
- 29 ГОСТ 12.1.051-90 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В;
- 30 ГОСТ 12.2.007.3-75 Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности. С изм. №1, 2, 3, 4.
- 31 ГОСТ 27772-2021 Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия;
- 32 ГОСТ Р 58698-2019 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования.
- 33 СП 131.13330.2018 (Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*) Строительная климатология;
- 34 СП 16.13330.2017 (СНиП II-23-81* Актуализированная редакция). Стальные конструкции;
- 35 СП 28.13330.2017 (СНиП 2.03.11-85 Актуализированная редакция). Защита строительных конструкций от коррозии;
- 36 ГОСТ 9.402-2004 ЕСЗКС. Покраски лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием;
- 37 СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;
- 38 СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85;
- 39 СП 20.13330.2016 (СНиП 2.01.07-85* Актуализированная редакция). Нагрузки и воздействия;
- 40 РД 34.51.101-90 (СО 153-34.51.101-90). Инструкция по выбору изоляции электроустановок;
- 41 РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.
- 42 ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
- 43 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 44 ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
- 45 ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
- 46 ГОСТ 12.2.007.4-75 Система стандартов безопасности труда. Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций. Требования безопасности.

- 47 ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
- 48 ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
- 49 ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 50 ГОСТ 9581-80 Наконечники кабельные алюминиевые и медно-алюминиевые, закрепляемые опрессовкой. Конструкция и размеры.
- 51 ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования.
- 52 ГОСТ 12969-67 Таблички для машин и приборов. Технические требования.
- 53 ГОСТ 12971-67 Таблички прямоугольные для машин и приборов. Размеры.
- 54 ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов.
- 55 ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).
- 56 ГОСТ 14693-90 Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия.
- 57 ГОСТ 15846-2002 Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.
- 58 ГОСТ 18106-2019 Тара транспортная наполненная. Обозначение частей для испытания.
- 59 ГОСТ 18338-73 Тара производственная и стеллажи. Термины и определения.
- 60 ГОСТ 18620-86 Изделия электротехнические. Маркировка.
- 61 ГОСТ 21130-75 Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры.
- 62 ГОСТ 23216-78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний.
- 63 ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.
- 64 ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 65 ГОСТ Р 50648-94 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты.
- 66 ГОСТ Р 50649-94 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний.
- 67 ГОСТ Р 51317.2.5-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Классификация электромагнитных помех в местах размещения технических средств.
- 68 ГОСТ Р 51317.6.5-2006 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.
- 69 ТТР-01.08-01 версия 1.0 Типовые технические решения «Типовая схема и технические решения к трансформаторной подстанции 6(10)/0,4кВ для кустовых площадок».
- 70 ТТТ-01.08-03 версия 1.0 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования «Комплектная трансформаторная подстанция 6(10)/0,4кВ для кустовых площадок» ПАО «Газпромнефть».
- 71 ТТТ-01.08-23 версия 1.0 Типовые технические требования «Комплектная трансформаторная подстанции 35/0,4 кВ» ПАО «Газпромнефть».
- 72 М-01.08.01-01 Методические указания «Определение категорийности электроприемников промышленных объектов Компании» ОАО «Газпром нефть» ПАО «Газпромнефть».

Приложение Б

Технические условия на электроснабжение



Технические условия на электроснабжение потребителей кустовых площадок №№ 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 Тазовского месторождения.

1. Разработку электротехнической части проекта выполнить в соответствии с требованиями по проектированию электроснабжения ПУЭ, ПТЭЭП, СНиП, ВСН, и другой действующей нормативно-технической документации.
2. Проектом предусмотреть освещение, молниезащиту и заземление зданий и сооружений проектируемых объектов согласно требованиям нормативно-технической документации.
3. Технические решения, принятые при проектировании, должны соответствовать требованиям ПАО «Газпром нефть».
4. Выполнить проект на строительство вновь проектируемых воздушных линий (ВЛ1) электропередачи по объекту «Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6». Проект согласовать с профильными специалистами ООО «Меретюханефтегаз».
5. Источник электроснабжения – повышающая подстанция ПС10/35кВ энергоцентра Тазовского месторождения, запроектирована по отдельному проекту. ПС10/35кВ обеспечивает 1 категорию надежности электроснабжения.
6. Категория надежности электроснабжения кустовых площадок - первая.
7. Электроснабжение выполнить на напряжении 10 кВ и на напряжении 35 кВ.
8. Электроснабжение проектируемых потребителей выполнить:
 - 8.1. кустовой площадки №2.1 - по двум ВЛ-10 кВ отпайками от существующих ВЛ-10 кВ ф 62 ВЛ-2 и ф 62 ВЛ-5 в районе опор №40 и №41;
 - 8.2. кустовых площадок №2.3 и №2.4 – отпайками от существующих ВЛ-10 кВ ф 62 ВЛ-2 и ф 62 ВЛ-5 в районе опор №80 и №81 с установкой реклоузеров в начале линий и переходом на двухцепную ВЛ-10 кВ в габаритах 35 кВ;
 - 8.3. кустовой площадки №2.5 - отпайкой от опоры №72 ранее запроектированной ВЛ-35 кВ «ПС 10/35 кВ Энергоцентр - ПСП» с установкой реклоузеров в начале отпайки;
 - 8.4. кустовой площадки №2.6 - отпайкой от ВЛ-35 кВ на куст №7 в районе опор №4 и №5.

Указанные существующие ВЛ-10 кВ, а также цепи двухцепных ВЛ-35 кВ подключены соответственно напряжению от разных секций повышающей подстанции ПС10/35кВ энергоцентра Тазовский.
9. Для приема и распределения электроэнергии предусмотреть трансформаторные подстанции 35/0.4 кВ и 10/0.4 кВ соответственно напряжению линии.
10. Мощность КТП определить проектом согласно подключаемым проектным нагрузкам.
11. КТП предусмотреть в утепленном модульном здании в полной заводской готовности, место размещения определить проектом.
12. Требования к оборудованию:
 - 12.1. Воздушные линии электропередачи:

12.1.1. Технические решения, принятые в проектной документации, должны соответствовать требованиям ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ».

12.1.2. Конструктивное исполнение линий:

- ВЛ-35 кВ - двухцепные на металлических опорах: анкерно-угловые - башенного типа габарита 110 кВ, промежуточные - из гнутого профиля. Провод принять марки АС, сечение провода определить проектом. Изоляция - стеклянная.

- ВЛ-10кВ - одноцепные ВЛ на стальных опорах из гнутого профиля. В соответствии с ТТР ГК ГПН принять самонесущий изолирующий провод СИП-3; сечение определить проектом (не менее 95 мм²). Изоляция - стеклянная. На первых опорах отпайки и концевых опорах ВЛ-10кВ предусмотреть установку разъединителей типа РЛК.

12.1.3. На ВЛ-35 кВ и на опорах ВЛ-10 кВ с разъединителями предусмотреть птицепрофилактику.

12.1.4. Заземление опор ВЛ выполнить согласно требований п.2.5.129 ... п.2.5.134 ПУЭ (седьмое издание).

12.1.5. Пересечения проектируемых ВЛ с существующими и проектируемыми инженерными коммуникациями, и сооружениями выполнить в соответствии с требованиями гл. 2.5 ПУЭ (седьмое издание) и технических условий владельцев.

12.1.6. В местах пересечения ВЛ с автомобильными дорогами, по которым предусматривается передвижение автомобилей и других транспортных средств высотой более 3,8 м, с обеих сторон предусмотреть установку дорожных знаков, указывающих допустимую высоту движущегося транспорта с грузом (п. 2.5.148 ПУЭ (седьмое издание)).

12.1.7. На всех опорах предусмотреть установку постоянных знаков и плакатов согласно требованиям п.п. 2.5.23, 2.5.24. ПУЭ (седьмое издание).

12.2. Кабельная продукция:

12.2.1. Для систем электроснабжения противопожарной защиты применить огнестойкий кабель.

12.2.2. Тип, марку и сечение кабельной продукции определить проектом.

12.2.3. Прокладку кабельных сетей предусмотреть по эстакадам в лотках.

12.2.4. Для прокладки взаиморезервирующих кабелей применить двухсторонние кабельные эстакады, либо односторонние с расстоянием 600мм между ними.

12.2.5. Климатические характеристики кабельной продукции, проложенной на кабельных эстакадах должны обеспечивать возможность ее монтажа при температуре окружающего воздуха до минус 35°С и надежной эксплуатации при температуре окружающего воздуха до минус 56°С.

12.2.6. Вся кабельная продукция должна иметь соответствующую документацию, подтверждающую возможность ее применения на территории Российской Федерации в заданных проектом условиях.

12.2.7. Применяемая кабельная продукция с изоляцией из этиленпропиленовой резины должна соответствовать требованиям МЭК и

ТТТ-01.08-40 «Типовые технические требования на изготовление и поставку силовой кабельно-проводниковой продукции с изоляцией из этиленпропиленовой резины на номинальное напряжение 0,66, 1, 6, 10 и 35 кВ» ПАО «Газпромнефть».

12.3. Трансформаторные подстанции:

12.3.1. Технические решения, принятые при проектировании должны соответствовать требованиям ТТР-01.08-01 «Типовая схема и технические решения к

трансформаторной подстанции 6(10)/0,4 кВ для кустовых площадок» ПАО «Газпромнефть», ТТТ-01.08-23 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Комплектная трансформаторная подстанции 35/0,4 кВ».

- 12.3.2. Мощность трансформаторов и состав оборудования определить проектом.
- 12.3.3. Для питания потребителей первой и второй категории по надежности электроснабжения применить двухтрансформаторные подстанции с АВР в РУНН, коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме не более 1,0.
- 12.3.4. В КТПН в РУ 0,4кВ НКУ предусмотреть ячейки с односторонним обслуживанием, при этом предусмотреть свободный доступ к подводящим кабелям.
- 12.3.5. В отсеке РУ-0,4кВ предусмотреть установку динамических фильтрокомпенсирующих устройств (ДФКУ), характеристики согласовать с Заказчиком.
- 12.3.6. В трансформаторных подстанциях предусмотреть учет электроэнергии по скважинам, вводам и СН с возможностью хранения профилей мощности и возможностью передачи данных в АСУЭ через цифровой интерфейс.
13. Требования к прокладке наружных электрических сетей:
- кабельные трассы предусмотреть на кабельных эстакадах и эстакадах, совмещенных с технологическими и инженерными сетями, на перфорированных кабельных лотках с крышками с применением стандартных углов поворота, ответвления в горизонтальной и вертикальной плоскости. Кабельные конструкции для прокладки кабелей на эстакадах принять оцинкованными (горячий цинк).
14. Требования к электроосвещению:
- освещенность проездов принять 2Лк;
 - напряжение сетей: рабочего, аварийного освещения - 230 В, ремонтного - 12В.
 - для освещения помещений принять светильники со светодиодными лампами.
 - наружное освещение предусмотреть на прожекторных мачтах (не более 2-х на одном кусте). Применить энергосберегающие светильники (прожектора) с лампами ДНаТ. Управление прожекторами наружного освещения должно осуществляться автоматически по уровню естественной освещенности с возможностью переключения на ручное управление. Для ремонтно-аварийных отключений на каждой прожекторной мачте предусмотреть установку силовых ящиков с рубильником.
15. Молниезащита и заземление.
- 15.1. Принять систему заземления TN-S.
- 15.2. Выполнить мероприятия по молниезащите, заземлению, уравниванию потенциалов в соответствии с требованиями ПУЭ изд.7, РД 34.21.122-87 и СО 153- 34.21-122-2003.
- 15.3. Молниеприемники установить на прожекторных мачтах, при необходимости применить отдельностоящие молниеприемники. Количество мачт, молниеприемников, их месторасположение определить проектом.

Проект электроснабжения согласовать с Заказчиком.

Срок действия технических условий - два года.

Начальник отдела энергоснабжения



А.И. Сатаров

Приложение В**Приложение В Ведомость основного оборудования по марке ЭМ**

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Завод–изготовитель	Ед. изм.	Количество
Куст нефтяных скважин №2.1				
1. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 10/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 2500 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-1600/10/0,4 кВ		КОМПЛ.	1
Куст нефтяных скважин №2.3				
2. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 10/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 2500 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-2500/10/0,4 кВ		КОМПЛ.	1
3. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 10/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 1600 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-1600/10/0,4 кВ		КОМПЛ.	1
Куст нефтяных скважин №2.4				
4. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 10/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 2500 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-2500/10/0,4 кВ		КОМПЛ.	1
5. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 10/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 1600 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-1600/10/0,4 кВ		КОМПЛ.	1
Куст нефтяных скважин №2.5				
6. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 35/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 2500 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-2500/35/0,4 кВ		КОМПЛ.	1
7. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 35/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 1600 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-1600/35/0,4 кВ		КОМПЛ.	1

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Завод–изготовитель	Ед. изм.	Количество
Куст нефтяных скважин №2.6				
8. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 35/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 2500 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-2500/35/0,4 кВ		КОМПЛ.	1
9. Двухтрансформаторная комплектная подстанция 35/0,4кВ с масляными трансформаторами мощностью 1600 кВА с РУНН-0,4 кВ с АВР	2КТП-1600/35/0,4 кВ		КОМПЛ.	1

Приложение Г

Ведомость основного оборудования по марке ЛЭП

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Завод–изготовитель	Ед. изм.	Количество
<u>Этап 3. ВЛ-10 кВ на КП-2.1 отпайки от существующих ВЛ-10 кВ</u>				
1. Провод самонесущий изолированный (95 мм ²)	СИП 3 (1x95) ГОСТ 31946-2012		км	7,53
<u>Этап 21. ВЛ-10 кВ (в габаритах 35 кВ) на КП-2.3 КТП№1 – отпайка от ВЛ на КП3.1</u>				
2. Провод сталеалюминиевый неизолированный (120 мм ²)	АС 120/19 ГОСТ 839-2019		км	43,2
3. Провод самонесущий изолированный (120 мм ²)	СИП 3 (1x120) ГОСТ 31946-2012		км	0,85
4. Реклоузер вакуумный	TER_REC15_AL1_R5	ООО «Таврида Электрик»	шт	2
<u>Этап 34. ВЛ-10 кВ (в габаритах 35 кВ) на КП-2.3 КТП№2 – отпайка от ВЛ на КТП№1</u>				
5. Провод сталеалюминиевый неизолированный (120 мм ²)	АС 120/19 ГОСТ 839-2019		км	0,7
6. Провод самонесущий изолированный (120 мм ²)	СИП 3 (1x120) ГОСТ 31946-2012		км	0,74
<u>Этап 42. ВЛ-10 кВ (в габаритах 35 кВ) на КП-2.4 – отпайка от ВЛ на КП-2.3</u>				
7. Провод сталеалюминиевый неизолированный (120 мм ²)	АС 120/19 ГОСТ 839-2019		км	22,1
8. Провод самонесущий изолированный (120 мм ²)	СИП 3 (1x120) ГОСТ 31946-2012		км	0,2
<u>Этап 61. ВЛ-35 кВ на КП-2.5 отпайка от ВЛ-35 кВ на ПСП</u>				
9. Провод сталеалюминиевый неизолированный (120 мм ²)	АС 120/19 ГОСТ 839-2019		км	21,1
10. Реклоузер вакуумный	SMART 35 Применение Tie7 для воздушных линий TER_RecDoc_PG_4	ООО «Таврида Электрик»	шт	2

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Завод–изготовитель	Ед. изм.	Количество
<u>Этап 81. ВЛ-35 кВ на КП-2.6 отпайка от ВЛ-35 кВ на КП-7</u>				
11. Провод сталеалюминиевый неизолированный (120 мм ²)	АС 120/19 ГОСТ 839-2019		км	7,4
<u>Этап 4. ВЛ-10 кВ на БЛП УЗА-013 - отпайка от ВЛ на КПЗ.1</u>				
12. Провод самонесущий изолированный (120 мм ²)	СИП 3 (1x120) ГОСТ 31946-2012		км	0,2

Разрешение	Обозначение	1000/27-П-ИОС1.1	
1945-24	Наименование объекта строительства	Обустройство Тазовского месторождения. Кусты нефтяных скважин №2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6	

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
7	ИОС1 .1- ИУЛ	Заменен.	3	Изменение №5 к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ от 27.10.2023г.
	ИОС1. 1-С	Заменен.		
	ИОС1. 1-Р1	Заменен. Откорректированы значения в таблицах 1.1 и 1.3.		
	ИОС1. 1-Р2	Заменен. Откорректирована ссылка на завод изготовитель опор из гнутого профиля габарита 10 кВ.		
	ИОС1. 1-Р3	Заменен.		
	ИОС1. 1- ПрилА	Заменен.		
	ИОС1. 1- ПрилБ	Заменен.		
	ИОС1. 1- ПрилВ	Заменен.		
	ИОС1. 1- ПрилГ	Заменен.		

Согласовано	07.03.24
	Поликашина
Н.контр	УТВ
	Мирошников

Изм.внес	Фомичев		07.03.24
Составил	Фомичев		07.03.24
УТВ.	Мирошников		07.03.2

АО «Гипровостокнефть»
Электротехнический отдел

Лист	Листов
	1