



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Песцового месторождения.
Расширение кустов скважин №1, №5**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения,
входящие в инфраструктуру линейного объекта**

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

Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.01

Том 4.5.1



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Песцового месторождения.
Расширение кустов скважин №1, №5**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть

ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.01

Том 4.5.1

Главный инженер

Главный инженер проекта



Н.П. Попов

М.В. Безменов

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.01-С-001	Содержание тома 4.5.1	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.01-ТЧ-001	Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть	

Взам. инв. №									
	Подпись и дата								
							ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.01-С-001		
В00	-	-	-	-	-				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.	Рябцева		<i>Рябцева</i>	27.07.22	Содержание тома 4.5.1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
	Н.контр.	Поликашина		<i>Поликашина</i>	27.07.22		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

Начальник отдела		Е.В. Семин
Главный специалист		А.В. Иванов
Заведующий группой		С.Н. Бачуркин
Ведущий инженер		Л.Н. Рябцева
Главный специалист		А.И. Сидорова
Нормоконтролер		Е.В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 СИЛОВОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ	1-1
1.1 Существующее положение	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.....	1-1
1.4 СВЕДЕНИЯ О КОЛИЧЕСТВЕ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, ИХ УСТАНОВЛЕННОЙ И РАСЧЕТНОЙ МОЩНОСТИ.....	1-2
1.5 ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	1-2
1.6 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ В СООТВЕТСТВИИ С УСТАНОВЛЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИЕЙ В РАБОЧЕМ И АВАРИЙНОМ РЕЖИМАХ	1-3
1.7 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ, УПРАВЛЕНИЮ, АВТОМАТИЗАЦИИ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	1-6
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	1-6
1.9 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ	1-7
1.10 СВЕДЕНИЯ О МОЩНОСТИ СЕТЕВЫХ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ОБЪЕКТОВ.....	1-7
1.11 РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МАСЛЯНОГО И РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА	1-8
1.12 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЗЕМЛЕНИЮ И МОЛНИЕЗАЩИТЕ.....	1-9
1.12.1 Заземление	1-9
1.12.2 Молниезащита	1-10
1.13 СВЕДЕНИЯ О ТИПЕ, КЛАССЕ ПРОВОДОВ И ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ, КОТОРЫЕ ПОДЛЕЖАТ ПРИМЕНЕНИЮ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА.....	1-11
1.14 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ РАБОЧЕГО И АВАРИЙНОГО ОСВЕЩЕНИЯ	1-13
1.15 ОПИСАНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ И РЕЗЕРВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	1-14
1.16 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕЗЕРВИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	1-14
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
2 ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	2-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Г ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, ИЗДЕЛИЙ И МАТЕРИАЛОВ ПО МАРКЕ ЛЭП.....	Г-1

1 Силовое электрооборудование

1.1 Существующее положение

Обустройство куста скважин №1 Песцового месторождения выполнено в рамках проекта 1001/3 «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №1».

Обустройство куста скважин №5 Песцового месторождения выполнено в рамках проекта 1101/10 «Обустройство Песцового месторождения. Куст скважин №5».

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

Источником электроснабжения на напряжение 10 кВ кустов скважин №1 и №5 является ГПЭС, расположенная в районе площадки ЦПС (выполняется по отдельному проекту).

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 куста скважин относятся к III категории по надежности электроснабжения.

В соответствии с техническими условиями для обеспечения электроэнергией электроприемников кустов скважин №1 и №5 на напряжение 0,4 кВ/0,23 кВ на кустах предусматриваются комплектные двухтрансформаторные подстанции (КТП) напряжением 10/0,4 кВ, с масляными трансформаторами, с автоматическим включением резерва (АВР) на стороне 0,4 кВ и секционированием на стороне 10 кВ с возможностью вывода трансформаторов в резерв.

Электроснабжение КТП предусматривается по ВЛ-10 кВ (Линии электропередачи, раздел 2).

Трансформаторные подстанции поставляются в виде утепленных модулей полной заводской готовности.

В состав поставки КТП 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;
- автоматические устройства компенсации реактивной мощности 0,4 кВ;
- шкаф учета электрической энергии;

- системы отопления и вентиляции, освещение, автоматическая пожарная сигнализация.

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

Конструктивное и материальное исполнение КТП соответствует типовым техническим требованиям на изготовление и поставку оборудования ТТТ-01.08-03 «Комплектная трансформаторная подстанция 6(10)/0,4кВ для кустовых площадок» и

ТТР-01.08-01 «Типовая схема и технические решения к трансформаторной подстанции 6(10)/0,4кВ для кустовых площадок» ПАО «Газпромнефть».

В КТП организована передача сигналов контроля доступа в помещения РУВН и РУНН (устанавливаются магнитоcontactные датчики на вскрытие), наличия напряжения на шинах 0,4 кВ РУНН и НКУ, данных технического учета в кустовую телемеханику и в АСТУЭ-0,4 кВ (марка АК, Том 3.3).

Шкафы учета электрической энергии в КТП конструктивно выполняются отдельными шкафами.

Проектом предусматривается выделение девяти этапов строительства.

Сооружения электроснабжения относятся:

- 2КТП-10/0,4 куста скважин №1 со 2-го по 5-ый этап строительства;

- 2КТП-10/0,4 куста скважин №5 с 6-го по 9-ый этап строительства.

Структурная схема электроснабжения электроприемников кустов скважин приведена на чертеже ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-001.

1.4 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

Основными потребителями электроэнергии кустов скважин №1 и №5 являются:

- электродвигатели погружных насосов (ЭЦН) скважин;
- электродвигатели запорной арматуры, насосов и систем вентиляции;
- оборудование АСУ ТП, АСУ ЭС и связи;
- электроотопление и электроосвещение блок-боксов;
- электрообогрев технологических трубопроводов и аппаратов;
- прожекторное освещение.

Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности приведены в расчете электрических нагрузок, выполненном в соответствии с «Указаниями по расчету электрических нагрузок» РТМ 36.18.32.4-92* на основании данных технологической, сантехнической и других частей проекта (ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-РР-001).

1.5 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

По степени надежности электроснабжения в соответствии с М 01.08.01 01, ПУЭ (седьмое издание, 1999-2003 г.) потребители электроэнергии кустов скважин №1 относятся к следующим категориям:

- электроприемники I-ой категории – электроприемники систем противопожарной защиты, электроприводная арматура системы ПАЗ, шкафы оборудования АСУ ТП, КИПиА и связи, аварийное освещение;

- электроприемники III-ой категории – электродвигатели насосов ЭЦН, электроприводная арматура, электрообогрев технологических трубопроводов и аппаратов, измерительная установка, дренажная емкость, передвижная СУДР, прожекторное освещение, системы вентиляции, кондиционирования и отопления зданий.

По степени надежности электроснабжения в соответствии с М 01.08.01 01, ПУЭ (седьмое издание, 1999-2003 г.) потребители электроэнергии кустов скважин №5 относятся к следующим категориям:

- электроприемники I-ой категории – электроприемники систем противопожарной защиты, электроприводная арматура системы ПАЗ, шкафы оборудования АСУ ТП, КИПиА и связи, аварийное освещение;

- электроприемники III-ой категории – электродвигатели насосов ЭЦН, электроприводная арматура, электрообогрев технологических трубопроводов и аппаратов, передвижная СУДР, прожекторное освещение, системы вентиляции, кондиционирования и отопления зданий.

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.

На кустах скважин в качестве «резервного» источника электроснабжения для электроприемников I категории надежности предусматриваются источники бесперебойного питания (UPS), входящие в комплект поставки оборудования, а также предусматриваемые отдельно. В случае нарушения электроснабжения электроприемников от «основного» источника происходит автоматическое переключение на питание от аккумуляторных батарей. Источники бесперебойного питания, входящие в комплект поставки щитов связи и АСУТП (марки АК, СС), приняты по схеме «on-line», обеспечивающей бестоковую паузу.

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

В соответствии с техническими условиями для обеспечения электроэнергией электроприемников кустов скважин №1 и №5 на напряжение 0,4 кВ/0,23 кВ на кустах предусматриваются двухтрансформаторные подстанции КТП 10/0,4 кВ с масляными трансформаторами, с автоматическим включением резерва (АВР) на стороне 0,4 кВ и секционированием на стороне 10 кВ с возможностью вывода трансформаторов в ремонт.

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

КТП-10/0,4 кВ предусматривается в качестве «основного» источника электроснабжения. В качестве «резервного» источника электроснабжения для электроприемников I категории надежности предусматриваются источники бесперебойного питания (UPS), входящие в комплект поставки оборудования, а также предусматриваемые отдельно.

Трансформаторные подстанции предусматриваются с воздушным вводом. Электроснабжение КТП предусматриваются по одной воздушной линии напряжением 10 кВ (Линии электропередачи, раздел 2).

Для распределения электроэнергии в КТП предусматривается распределительное устройство низкого напряжения (РУНН-0,4 кВ) и щит НКУ-0,4 кВ. Скважинные насосы подключены к разным секциям РУНН-0,4 кВ для равномерной загрузки секций КТП.

Электрические схемы КТП и НКУ представлены на чертежах ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-002 ... ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-005.

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 куста скважин 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 1.1 - 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 скважины	В-1г	ПА-ТЗ	1, 2	ЛВЖ, Газ тяжелый
Площадка подземной дренажной емкости	В-1г	ПА-ТЗ	0, 1, 2	ЛВЖ, Газ тяжелый
Блок измерительной установки	В-1а	ПА-ТЗ	2	ЛВЖ, Газ тяжелый

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
Скважинная установка дозирования реагента СУДР	В-1г	ПА-Т2	1, 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.

Для систем электрообогрева не протяженных участков технологических трубопроводов используются саморегулируемые греющие кабели. Все используемые греющие кабели сертифицированы для использования во взрывоопасных зонах и имеют температурную классификацию. Температура поверхности греющего кабеля ни при каких условиях не превышает предельного значения присвоенного температурного класса.

Конструкция кабелей обеспечивает простоту монтажа, сращивания, разветвления и ремонта. Механизм саморегулирования позволяет снизить энергопотребление системы обогрева, что приводит к экономии эксплуатационных затрат.

Электроснабжение систем противопожарной защиты (СПЗ) выполнено от панелей ПЭСПЗ, имеющих отличительную окраску (красную), которые питаются с верхних зажимов автоматических выключателей РУНН. В качестве резервных источников питания для электроприемников СПЗ предусмотрены РИП с аккумуляторными батареями, рассчитанные на питание указанных электроприемников в дежурном режиме в течение 24 часов плюс 1 час работы системы пожарной автоматики в тревожном режиме (марка ПС, Том 8).

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.

Станции управления предназначены 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 автоматизированные устройства компенсации реактивной мощности (АУКРМ) с автоматическим регулированием коэффициента мощности.

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

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

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.

Электрооборудование, установленное на открытом воздухе, имеет степень защиты не менее IP54, климатическое исполнение и категорию размещения УХЛ1.

Электрооборудование, установленное внутри помещений, имеет климатическое исполнение и категорию размещения не менее У4, 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 электроприемников 0,4 кВ выполняется автоматическими выключателями, обеспечивающими следующие основные виды защит:

- защита от перегрузок;
- защита от короткого замыкания.

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.

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 скважин №1 и №5 предусматриваются автоматические устройства компенсации реактивной мощности (АУКРМ) с автоматическим регулированием коэффициента мощности в зависимости от нагрузки, обеспечивающие на каждой секции шин 0,4 кВ компенсацию реактивной мощности с доведением $\text{tg}\varphi$ до 0,15.

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 КТП-10/0,4кВ.

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) автоматизированные устройства компенсации реактивной мощности, 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;
- 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 к каждой скважине, на отходящих линиях на щит НКУ.

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

Расположение приборов учета показано на схемах ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-002, ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-003.

Описание системы сбора и учета данных представлено в марке АК, Том 3.3.

1.10 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

Мощность трансформаторов выбрана на основании итоговых данных расчета электрических нагрузок ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-РР-001. Основные показатели и данные по установленным и расчетным мощностям, выбору количества и мощности трансформаторных подстанций приведены в таблице 1.2

Таблица 1.2 - Основные показатели по установленным и расчетным мощностям

Наименование показателей	Величина показателей	Величина показателей
	Куст скважин №1	Куст скважин №5
Напряжение сети:		
-первичное, В	10000	10000
-вторичное, В	230/ 400	230/ 400
Количество трансформаторных подстанций, шт.	1	1
Установленная мощность:		
-трансформаторов, кВА	2x1000	
-АУКРМ-0,4кВ, квар	2x250	2x250
Установленная мощность:		
- электроприемников 10000 В, кВт	-	-
электроприемников 400/230 В, кВт	1215,6	1202,0
Расчетные максимальные нагрузки на 400 В:		
активная, кВт	895,0	886,0
реактивная, квар	319,5	202,9
полная, кВА	950,4	909,1
Коэффициент мощности cos φ	0,95	0,97
Годовое электропотребление, тыс. кВт*ч	7840,2	7761,4

1.11 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

В соответствии с принятыми основными техническими решениями для комплектации трансформаторной подстанции 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.

В связи с малым количеством трансформаторов ремонтная база непосредственно на 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.

Заземляющие устройства, которые используются только для защиты от статического электричества, имеют сопротивление не более 100 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 площадок 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 присоединенной к вертикальным заземлителям. Вертикальные заземлители выполнены из черной круглой стали диаметром 18 мм и ввернуты в грунт на глубину не менее 0,5 м от верхнего конца электрода до поверхности земли.

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

Наружное заземляющее устройство блок-боксов предусматривается горизонтальными заземлителями, выполненными черной стальной полосой 5x40 мм.

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

Обсадные колонны скважин 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.

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 помещениях КТП и БКУ, где размещены шкафы автоматики, предусматривается отдельная шина функционального заземления, соединенная отдельным проводником с ГЗШ здания. Не допускается подключения к данной шине никаких устройств, кроме оборудования АСУ.

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 ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-008.

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 0,95.

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

- ко II категории - помещения с зонами классов В-Ia (2), а также наружные взрывоопасные установки с зоной класса В-Iг (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 молниеотводов прожекторные мачты с молниеприемниками и металлические конструкции крыши (фермы, кровля толщиной не менее 0,5 мм) при выполнении требований п.3.2.1.2 СО-153-34.21.122-2003.

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

Прожекторные мачты с молниеотводами и металлические конструкции крыши должны быть связаны с заземлителями молниезащиты токоотводами.

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

Защита от заноса высокого потенциала по подземным коммуникациям осуществляется присоединением их на вводе в здание или сооружение к заземлителю электроустановок или защиты от прямых ударов молнии.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним надземным коммуникациям выполняется путем их присоединения на вводе в здание или сооружение к заземлителю электроустановок или защиты от прямых ударов молнии, а на ближайшей к вводу опоре коммуникации - к ее фундаменту.

План молниезащиты показан на чертеже ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-014.

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.

Технологические трубопроводы и аппараты представляют на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, что достигается затяжкой болтов фланцев. В соответствии с РД 39-22-113-78 фланцевые соединения трубопроводов и аппаратов не требуют дополнительных мер по созданию непрерывной электрической цепи. Устройство металлических перемычек на запорной арматуре не предусматривается.

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, без брони и с броней из стальных оцинкованных лент, в оболочке на основе композиции, не распространяющей горение и не содержащей галогенов (пригодными для использования в диапазоне температур от минус 60 до плюс 40 °С, допускающими прокладку без предварительного подогрева до минус 35 °С).

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

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

Внутри помещений со взрывоопасными зонами В-1а применяются кабели марок ВВШнг(А)-LS, ВВГнг(А)-LS открыто в стальных коробах, стальных перфорированных лотках и в стальных водогазопроводных трубах.

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

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

Электропроводки внутри блок-боксов 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 стальных водогазопроводных трубах и перфорированных кабельных лотках с крышками. Прокладка кабельных линий по эстакадам предусматривается в соответствии с требованиями п. 2.3.120 ПУЭ.

Кабели, резервирующие друг друга, прокладываются на двухсторонних кабельных конструкциях по разные стороны эстакады, с расстоянием не менее 600 мм друг от друга.

Кабели по кабельным эстакадам прокладываются на кабельных конструкциях –стойки, полки, перфорированные кабельные лотки с крышками, горячего цинкования, климатического исполнения УХЛ1.

Подходы к прожекторным мачтам выполнены кабелем, прокладываемым не менее 10 м в траншее, выполненной в насыпных грунтах отсыпки площадки. 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 представлен на чертеже ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-013.

Сечения кабелей до 1000 В выбраны 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 запроектировано светодиодными прожекторами климатического исполнения УХЛ1, со степенью защиты не менее IP65, устанавливаемыми на прожекторных мачтах.

Присоединение прожекторов к сети выполняется гибким кабелем с медными жилами сечением не менее 4 мм² марки КГ-ХЛ.

Для освещения внутри помещений используются светильники обычного и взрывозащищенного исполнения.

Светильники обычного исполнения со степенью защиты оболочки не менее IP20, климатического исполнения У3 и У4 устанавливаются в помещениях с нормальными условиями эксплуатации.

Светильники взрывозащищенного исполнения с видом взрывозащиты «повышенная надежность против взрыва» используются в зонах В-1а со степенью защиты оболочки не менее IP54, климатического исполнения У3 и У4. Во всех светильниках применяются светодиодные лампы.

Основные показатели электроосвещения в зданиях и сооружениях приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Основные показатели электроосвещения

Наименование помещений, сооружений	Класс взрывопожароопасных зон по ПУЭ	Категории помещений согласно СП 12.13130.2 009	Тип ламп, светильников	Маркировка по взрывозащите	Освещенность общего освещения, Лк
КТП	Норм	В3	Общепромышленного исполнения		200
Блок контроля и управления	Норм	В3	Общепромышленного исполнения		500
Блок измерительной замерной установки	В-1а	А	Повышенной надежности против взрыва	2ExdIIAT3	50

Нормируемая освещенность территорий куста скважин принята в соответствии с действующими нормами и сводами правил (СП 52.13330.2016) и составляет:

- 10 лк – горизонтальная освещенность ступеней и площадок лестниц и переходных мостиков;
- 5 лк – основные проезды;

1.14 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Проектом предусматриваются внутреннее рабочее и аварийное (эвакуационное) электроосвещение во всех проектируемых помещениях и наружное освещение территории куста скважин.

Освещенность проектируемых помещений, наружных площадок приняты в соответствии с действующими нормами и правилами (СП 52.13330.2016, ВСН 34-91), 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 скважин для обеспечения нормальной работы.

Принципиальные схемы сетей наружного электроосвещения кустов скважин показаны на чертеже ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.02-ГЧ-009.

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

В помещениях КТП для производства ремонтных работ предусматривается переносное освещение на напряжение 12 В, для чего устанавливаются безопасные понизительные разделительные 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.

Светильники эвакуационного освещения предусматриваются в зданиях КТП и БКУ. Питание светильников предусмотрено от панелей ПЭСФЗ, установленных в данных зданиях.

В качестве светильников ремонтного и аварийного освещения при работах на территории применены взрывобезопасные светильники с аккумуляторными батареями. Эти же светильники используются для освещения шкал приборов.

Для аварийного резервного и эвакуационного освещения в зданиях и помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала (здания измерительной установки, БДР) используются взрывобезопасные светильники с аккумуляторными батареями.

Освещенность в местах установки ручных пожарных извещателей, установленных у входов в блоки, здания и сооружения, составляет не менее 50 Лк и обеспечивается светильниками, установленными над входами в соответствующие здания.

Управление внутренним освещением осуществляется выключателями, устанавливаемыми по месту.

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

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.

КТП на кустах скважин предусматриваются в качестве «основного» источника электроснабжения. В качестве «резервного» источника электроснабжения для электроприемников I категории надежности предусматриваются источники бесперебойного питания (UPS), входящие в комплект поставки оборудования, а также предусматриваемые отдельно.

Дополнительных источников электроэнергии не требуется.

1.16 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для резервирования электроэнергии проектом предусмотрено:

- в соответствии с техническими условиями на электроснабжение на кусте скважин предусматривается двухтрансформаторная КТП для возможности вывода трансформаторов в ремонт (номинальная мощность силовых трансформаторов КТП выбрана с учетом 50% загрузки, распределительное устройство низкого напряжения 0,4 кВ в КТП предусмотрено двухсекционное с устройством АВР между секциями);

- для оборудования связи и оборудования АСУТП, электроприемников системы ПАЗ и прочих электроприемников, отнесенных к I категории по надежности электроснабжения, предусматриваются источники бесперебойного питания с необходимой емкостью аккумуляторных батарей.

2 Линии электропередачи

2.1 Основания для проектирования

Настоящий раздел разработан на основании следующих документов:

- Технического задания на проектирование «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5» (представлено в томе 1).
- решений технологической части данного проекта.

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 ООО «Газпромнефть-Заполярье» на электроснабжение объекта «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5» (Приложение Б);
- ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ».

2.2 Сведения о районе строительства

Район объекта проектирования расположен в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на территории Песцового месторождения, в лесотундровой зоне Северо-Надымской - Пуровской провинции, расположенной на юге Тазовского полуострова, за северным полярным кругом.

Ближайшие населенные пункты - г. Новый Уренгой - расположен в 104 км на юг, Самбург в 88,5 км на восток, п. Ныда в 131,5 км на юго - запад от объектов обустройства.

На территории месторождения действует пропускной режим. Сеть автомобильных дорог развита недостаточно.

2.3 Сведения о климатических условиях

Климатическая характеристика района проектирования принята по метеостанции Уренгой, расположенной в местности с аналогичными условиями. Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Безморозный период очень короткий.

Район строительства характеризуется следующими климатическими условиями:

- | | |
|---|----------------|
| - максимальная температура воздуха | - плюс 34 °С; |
| - минимальная температура воздуха | - минус 56 °С; |
| - среднегодовая температура воздуха | - минус 7 °С; |
| - средняя температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 | - минус 48 °С; |
| - температура воздуха при гололеде | - минус 10 °С; |
| - максимальная скорость ветра повторяемостью 1 раз в 25 лет на высоте 10 м от земли | - 40 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 - Ш.

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 неотклоненном их положении на расстоянии 10 м для ВЛ-10 кВ.

Технологический процесс передачи и распределения электроэнергии на напряжении 10 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

В соответствии с заданием на проектирование объекта " Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5", утвержденного ООО "Газпромнефть - Заполярье" проектом предусмотрено сооружение двух одноцепных ВЛ-10 кВ:

- ВЛ-10 кВ до КТП №3 куста №1 ответвлением от ВЛ-10 кВ до КТП №2 куста №1 (проект 1001/3 Положительное заключение государственной экспертизы № 00496-20/ОГЭ-21307 (№ в Реестре 89-1-1-3-058100-2020) Омского филиала ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗЫ РОССИИ»);
- ВЛ-10 кВ до КТП №2 куста №5 ответвлением от ВЛ-10 кВ до КТП №1 куста №5 (проект 1101/10 Положительное заключение государственной экспертизы № 00504-20/ОГЭ-24645 (№ в Реестре 89-1-1-3-058171-2020) Омского филиала ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗЫ РОССИИ»).

В соответствии с ч. 7 пп. 2) ч. 11 статьи 4 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г. проектируемая ВЛ-10 кВ имеет нормальный уровень ответственности (II уровень).

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-2014 (ОКОФ) (утв. Приказом Росстандарта от 12.12.2014 г. N 2018-ст) (с изменениями и дополнениями от 01.11.2021) проектируемые ВЛ-10 кВ имеют код 220.42.22.12.111 (Наименование – «Линии электропередачи местные воздушные»).

Срок эксплуатации проектируемой ВЛ-10 кВ (сооружаемого линейного объекта) – не менее 50 лет [ч.2) статьи 33 Федерального закона 384-ФЗ от 30.12.2009 г.].

Технические решения по ВЛ-10 кВ приняты с учетом Типовых технических решений ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» Группы компаний ГПН.

Общая протяженность проектируемых ВЛ-10 кВ составляет 0,542 км, в том числе:

- до КТП №3 куста №1 – 0,266 км;
- до КТП №2 куста №5 – 0,276 км.

Конструктивно проектируемые ВЛ-10 кВ выполняются аналогично существующим, к которым они подключаются.

На проектируемой ВЛ-10 кВ до КТП №3 куста №1 подвешивается провод СИП-3 (1x120 мм²).

Допустимые напряжения в проводе составляют $G_{г}=G_{в}=4,41$ кгс/мм², $G_{э}=3,10$ кгс/мм².

На проектируемой ВЛ-10 кВ до КТП №2 куста №5 подвешивается провод СИП-3 (1x95 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 ... 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 2.1 – Расчетные нагрузки на провод СИП-3 (1 x 120 мм²)

Расчет	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	1,586	0,0132164
7	P(7) - вес провода при монтаже	0,454	0,0037833
8	P(8) - давление ветра при грозе	0,142	0,0011800
9	P(9) - давление ветра при гололёде 1	1,490	0,0124161
10	P(10) - давление ветра при гололёде 2	1,490	0,0124161
11	P(11) - геометрическая сумма P(1) и P(6)	1,650	0,0137473
12	P(12) - геометрическая сумма P(1) и P(7)	0,475	0,0039564
13	P(13) - геометрическая сумма P(1) и P(8)	0,476	0,0039631
14	P(14) - геометрическая сумма P(4) и P(9)	2,027	0,0168939
15	P(15) - геометрическая сумма P(5) и P(10)	2,027	0,0168939
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=4,41 кгс/мм ² , Gtmin=4,41 кгс/мм ² , Gэкс=3,10 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=34 °С, Tmin=-56 °С, Tэкс=-7 °С, Tгол=-10 °С, Tвет=-10 °С, Tгр=15 °С, U=10,00 кВ, Сгаб=6,00 м, Ннтр=8,93 м, Нвтр=10,03 м			

Таблица 2.2 - Напряжения и стрелы провеса провода СИП-3 (1x120 мм²)

Расчет	Расчётные режимы	Длина пролета, м					
		5,00	15,00	25,00	35,00	45,00	55,00
1	T=-10,00 °C СН=15,00/15,00 мм QH=20,39 кгс/м ²	0,79 0,07	1,99 0,24	2,96 0,45	3,82 0,68	4,41 0,97	4,41 1,45
2	T=-10,00 °C СН=15,00/15,00 мм QH=20,39 кгс/м ²	0,79 0,07	1,99 0,24	2,96 0,45	3,82 0,68	4,41 0,97	4,41 1,45
3	T=-10,00 °C СН=0,00 мм QH=81,58 кгс/м ²	0,66 0,07	1,68 0,23	2,52 0,43	3,25 0,65	3,75 0,93	3,70 1,40
4	T=-56,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	4,41 0,00	4,41 0,02	4,41 0,07	4,41 0,13	3,80 0,25	2,08 0,49
5	T=-7,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,18 0,07	0,51 0,21	0,81 0,37	1,08 0,54	1,23 0,78	1,14 1,26
6	T=-10,00 °C СН=15,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,56 0,06	1,44 0,22	2,18 0,41	2,82 0,62	3,24 0,89	3,17 1,37
7	T=34,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,10 0,11	0,31 0,35	0,50 0,59	0,69 0,83	0,85 1,13	0,89 1,61
8	T=15,00 °C СН=0,00 мм QH=5,10 кгс/м ²	0,13 0,09	0,38 0,29	0,63 0,50	0,85 0,71	1,02 0,98	1,03 1,46
9	T=-15,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,24 0,05	0,65 0,17	0,99 0,31	1,29 0,47	1,43 0,70	1,27 1,18
10	T=15,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,13 0,09	0,37 0,29	0,60 0,49	0,82 0,71	0,98 0,98	0,98 1,46
11	T=70,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,08 0,14	0,24 0,43	0,40 0,73	0,56 1,03	0,70 1,37	0,76 1,88
12	T=-26,50 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,52 0,02	0,99 0,11	1,34 0,22	1,64 0,35	1,69 0,57	1,36 1,06
Примечание - В верхней строке даны напряжения в [кгс/мм ²], в нижней строке - стрелы провеса в [м]							

Таблица 2.3 – Расчетные нагрузки на провод СИП-3 (1x95 мм²)

Расчет	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	1,375	0,0144687
7	P(7) - вес провода при монтаже	0,383	0,0040316
8	P(8) - давление ветра при грозе	0,123	0,0012918
9	P(9) - давление ветра при гололёде 1	1,411	0,0148562
10	P(10) - давление ветра при гололёде 2	1,411	0,0148562
11	P(11) - геометрическая сумма P(1) и P(6)	1,427	0,0150198
12	P(12) - геометрическая сумма P(1) и P(7)	0,401	0,0042259
13	P(13) - геометрическая сумма P(1) и P(8)	0,402	0,0042335
14	P(14) - геометрическая сумма P(4) и P(9)	1,877	0,0197590
15	P(15) - геометрическая сумма P(5) и P(10)	1,877	0,0197590
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=34 °С, Tmin=-56 °С, Tэкс=-7 °С, Tгол=-10 °С, Tвет=-10 °С, Tгр=15 °С, U=10,00 кВ, Cгаб=6,00 м, Ннтр=8,93 м, Нвтр=10,03 м			

Таблица 2.4 - Напряжения и стрелы провеса провода СИП-3 (1х95 мм²)

Расчет	Расчётные режимы	15,00	25,00	35,00	43,83	45,00	55,00
1	T=-10,00 °C СН=15,00/15,00 мм QH=20,39 кгс/м ²	2,46 0,23	3,58 0,43	4,55 0,67	5,32 0,89	5,32 0,94	5,32 1,40
2	T=-10,00 °C СН=15,00/15,00 мм QH=20,39 кгс/м ²	2,46 0,23	3,58 0,43	4,55 0,67	5,32 0,89	5,32 0,94	5,32 1,40
3	T=-10,00 °C СН=0,00 мм QH=81,58 кгс/м ²	2,00 0,21	2,92 0,40	3,72 0,62	4,36 0,83	4,35 0,87	4,26 1,33
4	T=-56,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	5,32 0,02	5,32 0,06	5,32 0,12	5,32 0,18	5,00 0,20	2,75 0,55
5	T=-7,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,63 0,18	0,97 0,32	1,28 0,48	1,54 0,63	1,49 0,69	1,32 1,15
6	T=-10,00 °C СН=15,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	1,79 0,21	2,62 0,39	3,35 0,06	3,93 0,80	3,91 0,84	3,79 1,30
7	T=34,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,35 0,33	0,57 0,56	0,78 0,79	0,96 1,01	0,96 1,06	1,00 1,53
8	T=15,00 °C СН=0,00 мм QH=5,10 кгс/м ²	0,44 0,27	0,72 0,46	0,97 0,67	1,19 0,86	1,18 0,90	1,17 1,37
9	T=-15,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,85 0,14	1,24 0,27	1,57 0,41	1,82 0,56	1,77 0,60	1,49 1,07
10	T=15,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,42 0,27	0,68 0,46	0,93 0,66	1,14 0,85	1,13 0,90	1,12 1,36
11	T=70,00 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	0,27 0,42	0,46 0,71	0,62 1,00	0,77 1,26	0,78 1,31	0,85 1,80
12	T=-26,50 °C СН=0,00 мм QH=0,00 кгс/м ²	1,48 0,08	1,80 0,17	2,09 0,30	2,30 0,42	2,20 0,46	1,63 0,93
Примечание - В верхней строке даны напряжения в [кгс/мм ²], в нижней строке - стрелы провеса в [м]							

Подходы (подключения) ВЛ-10 кВ к КТП №3 куста №1 и ВЛ-10 кВ к КТП №2 куста №5 выполняются воздухом. В начале проектируемых линий ВЛ-10 кВ предусмотрена установка линейных разъединителей (РЛК). На концевых опорах устанавливается разъединители, входящие в комплект КТП.

В соответствии с требованиями ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» проектируемые ВЛ выполняются на стальных опорах из гнутого профиля типовой серии ОЭМЗ-ОГП-ТП.ВЛЗ.010.001 «Стальные опоры из гнутого профиля для воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 кВ с изолированными проводами», ОЭМЗ-ОГП-ТП.ВЛ/ВЛЗ.010.001 «Стальные опоры из гнутого профиля для воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 кВ с неизолированными и изолированными проводами» разработанных АО "Омский электромеханический завод" г.Омск (или аналог - ЗАО «ЭЛСИ Стальконструкция»), успешно применяемых и эксплуатируемых на дочерних предприятиях ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ».

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 27772-2015, 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 птицевоздушных 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 птицевоздушных и птицевоздушных устройств серийного производства (на разъединителях и приемных устройствах КТП).

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

Защита проводов от грозовых перенапряжений и, как следствие, от пережога проводов, согласно «Методическим указаниям по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4 -10 кВ от грозовых перенапряжений» ОАО «РОСЭП», ПАО «ФСК ЕЭС» (2004 г.) выполняется разрядниками длинно-искровыми (РМК). Установка разрядников производится в соответствии с типовой серией на опоры и инструкцией производителя.

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 длинно-искровые 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. Решения по грозозащите проектируемой ВЛ соответствуют Типовым техническим требованиям ТТР-01.08-42 «Устройства молниезащиты ВЛ на напряжение 6(10), 35, 110 кВ» Группы компаний ГПН.

Закрепление опор ВЛ-10 кВ предусматривается в Томе 4.4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения».

Заземление опор выполняется в соответствии с требованиями п.2.5.129 ПУЭ (седьмое издание), ТТР-01.08-03 ГК "ГПН", типовыми решениями 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», ГОСТ Р 50571.5.54-2013 и приказа Минэнерго РФ от 13.01.2003 №6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».

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

Удельное сопротивление грунтов по трассам ВЛ-10 кВ изменяется от 590 до 2140 Ом*м. Заземляющие устройства опор выбираются с учетом нормируемых значений сопротивления - не более 0,3р Ом.

Необходимое минимальное сопротивление опор без оборудования обеспечивается стальными свайными фундаментами опор.

Искусственные заземляющие устройства опор с оборудованием обеспечивают нормируемое удельное сопротивление (не более 10 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. Концевые опоры с оборудованием на подходах к КТП присоединяется к заземляющим контурам КТП на площадке куста.

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

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", ТУ на пересечения (Приложение Д) в местах пересечения ВЛ с автомобильными дорогами предусмотрена установка дорожных знаков 3.27 "Остановка запрещена" и 3.13 "Ограничение высоты".

Планы и профили ВЛ-10 кВ (чертежи ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.03-ГЧ-001-ЕПФ1-ПКС1.5.РС-П-ИЛО.05.03-ГЧ-004) представлены в графической части проекта (Том 4.5.3).

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

1. Правила устройства электроустановок (шестое издание, дополненное с исправлениями, седьмое издание 1999-2008 г.г.) ПУЭ Правила устройства электроустановок, седьмое издание 1999-2003 г.г.
2. Федеральный Закон от 22.07.2008 №123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
4. ПТЭ-2004 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденные Министерством Энергетики Российской Федерации, 2004 г.
5. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
6. ГОСТ 9098-78 Выключатели автоматические низковольтные. Общие технические условия.
7. ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP).
8. 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.
9. ГОСТ 28249-93. Короткое замыкание в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.
10. ГОСТ Р 51321.1-2007 Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний.
11. ГОСТ Р 50030.2 – 2010 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели.
12. ГОСТ IEC 60947-3 – 2016 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 3. Выключатели, разъединители, выключатели-разъединители и комбинации их с предохранителями.
13. ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
14. ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i.
15. ГОСТ 30331.1-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения;
16. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;
17. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства; Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85;
18. Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон;
19. РТМ 36.18.32.4-92* Указания по расчету электрических нагрузок;
20. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»;
21. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций;

22. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
23. 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».
24. 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».
25. М-01.08.01-01 Методические указания «Определение категорийности электроприемников промышленных объектов Компании» ОАО «Газпромнефть» ПАО «Газпромнефть».
26. ТТТ-01.08-40 версия 1.0 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

Приложение Б

Технические условия на электроснабжение

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
 А.С. Афонин
« ___ » _____ 2022г.

Технические условия на проектирование системы электроснабжение по объекту «Обустройство Песцового месторождения. Расширение кустов скважин №1, №5».

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 электроснабжение, освещение, молниезащиту и заземление зданий и сооружений проектируемых объектов согласно требованиям нормативно-технической документации.
3. Категория надежности электроснабжения электроприемников (ПУЭ-7, п.1.2.19) – третья. Для оборудования АСУ ТП, связи и арматуры ПАЗ применить источники бесперебойного питания на необходимое время поддержания работоспособности.
4. Класс напряжения – 10 кВ.
5. Точки присоединения – опоры существующих ВЛ-10 кВ на КТП №2 куста №1, ВЛ-10 кВ на КТП №1 куста №5.
6. Источник питания – ГПЭС, расположенная в районе ЦПС. ГПЭС предусматривается отдельным проектом.
7. Для приема и распределения электроэнергии на кустовых площадках №1 и №5 предусмотреть комплектные двухтрансформаторные подстанции 10/0,4кВ с секционированием на стороне 10 кВ и АВР на стороне 0,4 кВ для возможности вывода трансформаторов в ремонт, в одноблочном утепленном модульном здании полной заводской готовности. Место размещения КТП определить проектом.
8. Мощность и количество КТП определить проектом согласно подключаемых проектных нагрузок.

Требования к оборудованию:

Воздушные линии электропередачи:

1. Технические решения, принятые в проектной документации должны соответствовать требованиям НМД ТТР-01.08-03 «Воздушные линии электропередачи на напряжение 6(10), 35, 110 кВ».
2. Конструктивное исполнение ВЛ-10 кВ – одноцепные ВЛ на стальных опорах из гнутого профиля.
3. В соответствии с ТТР «Газпромнефти» провод проектируемой ВЛ-10 кВ принять изолирующий самонесущий провод СИП-3, сечение провода определить проектом (не менее 95 мм²).
4. Изоляцию ВЛ-10 кВ принять стеклянную. Линейную арматуру – серийного производства, аттестованную ПАО «РОССЕТИ», ПАО «ФСК ЕЭС».

5. Для защиты проводов применить длинноискровые разрядники типа РМК.
6. В начале отпаек, а также на концевых опорах ВЛ- 10 кВ предусмотреть установку разъединителей типа РЛК.
7. На опорах с разъединителями предусмотреть установку ОПН и птицевзащиту.
8. Заземление опор ВЛ выполнить согласно требований п.2.5.129...п.2.5.134 ПУЭ (седьмое издание) и НТД на основе данных по удельному электрическому сопротивлению грунтов по трассам проектируемых ВЛ-10 кВ.
9. Пересечения проектируемых ВЛ-10 кВ с существующими и проектируемыми автодорогами и инженерными коммуникациями выполнить в соответствии с требованиями гл. 2.5 ПУЭ (седьмое издание) и технических условий владельцев коммуникаций.
10. Проектом предусмотреть установку дорожных знаков в местах пересечения ВЛ с автомобильными дорогами, по которым предусматривается передвижение автомобилей и других транспортных средств высотой более 3,8 м. С обеих сторон от ВЛ на дорогах должны быть установлены дорожные знаки, указывающие допустимую высоту движущегося транспорта с грузом согласно требований п.2.5.260 ПУЭ (седьмое издание).
11. На всех опорах предусмотреть установку постоянных знаков и плакатов согласно требованиям ПУЭ изд. 7 п. 2.5.23, 2.5.24.
12. Подходы ВЛ-10 кВ к проектируемым двухтрансформаторным КТП 10/0,4 кВ выполнить воздухом, предусмотрев отпайку на второй воздушный ввод каждой из проектируемых КТП 10/0,4 кВ.

Кабельная продукция:

1. Для систем электроснабжения противопожарной защиты применить огнестойкий кабель.
2. Тип, марку и сечение кабельной продукции определить проектом.
3. Прокладку кабельных сетей предусмотреть преимущественно по эстакадам в лотках.
4. Для прокладки взаиморезервирующих кабелей применить двухсторонние кабельные эстакады.
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 60°С.
6. Вся кабельная продукция должна иметь соответствующую документацию, подтверждающую возможность ее применения на территории Российской Федерации в заданных проектом условиях.
7. Применить кабельную продукцию для наружных инженерных сетей с изоляцией из этиленпропиленовой резины. Кабельная продукция должна соответствовать утвержденными в ООО «Газпромнефть» техническим требованиям и требованиям МЭК.

Трансформаторные подстанции:

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 «Газпром Нефть».

2. Мощность трансформаторов и состав оборудования определить проектом.
3. Для питания потребителей на кустовой площадке применить двухтрансформаторные подстанции для возможности вывода трансформаторов в ремонт, коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме не более 1,0.
4. В РУНН КТП, НКУ предусмотреть ячейки с односторонним обслуживанием.
5. В трансформаторных подстанциях предусмотреть учет электроэнергии по вводам и СН с возможностью хранения профилей мощности и возможностью передачи данных в систему АСУЭ через цифровой интерфейс.
6. Площадку станций управления разместить на одном постаменте с КТП. На площадке станций управления предусмотреть место для установки станций управления (со встроенными выходными фильтрами), повышающих трансформаторов ТМПН.
7. Размещение наземного оборудования погружных ЭЦН выполнить таким образом, чтобы минимизировать (ограничить) возможность приближения неэлектротехнического персонала к высоковольтному оборудованию (ТМПН), разработать проектом способ заземления наземного оборудования, позволяющий это выполнить в максимально сжатые сроки без применения сварки.

Требования к прокладке наружных электрических сетей:

1. 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.
2. Метод оцинкования кабеленесущих систем – горячее цинкование, толщину цинкового слоя определить проектом с учетом коррозионных условий окружающей среды, срок службы покрытия не менее 10 лет.
3. Для прокладки взаиморезервирующих кабелей применить двусторонние кабельные эстакады.

Требования к электроосвещению:

1. Освещенность площадок принять согласно требований СП 52.13330.2016.
2. Напряжение сетей: рабочего, аварийного освещения – 230 В, ремонтного - 12 В.
3. Для освещения помещений принять светильники со светодиодными лампами.
4. Наружное освещение предусмотреть на прожекторных мачтах.
5. Тип прожекторов, количество прожекторных мачт и место их расположения определить проектом. Применить прожекторы со светодиодными лампами. 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.

Требования к молниезащите и заземлению:

1. Принять систему заземления TN-S.
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.

3. Молниеприемники установить на прожекторных мачтах, при необходимости применить отдельностоящие молниеотводы. Количество мачт, молниеотводов, их месторасположение определить проектом.

Проект электроснабжения согласовать с Заказчиком.

Срок действия технических условий - два года.

**Руководитель по энергоснабжению –
Главный энергетик ООО «Газпромнефть-Заполярье»**



В.Г. Унщиков

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

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Завод–изготовитель	Ед. изм.	Количество
Куст скважин N1 (2 этап строительства)				
Двухтрансформаторная комплектная подстанция 10/0,4 кВ с масляными трансформаторами мощностью 1000 кВА, в комплекте НКУ 0,4 кВ	2КТП-1000/10/0,4		компл.	1
Куст скважин N5 (6 этап строительства)				
Двухтрансформаторная комплектная подстанция 10/0,4 кВ с масляными трансформаторами мощностью 1000 кВА, в комплекте НКУ 0,4 кВ	2КТП-1000/10/0,4		компл.	1

Приложение Г**Ведомость оборудования, изделий и материалов по марке ЛЭП**

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Завод–изготовитель	Ед. изм.	Количество
ВЛ-10 кВ до КТП №3 куста №1 ответвлением от ВЛ-10 кВ до КТП №2 куста №1				
Провод самонесущий изолированный (120 мм ²)	СИП 3 (1x120) ГОСТ 31946-2012		км	0,838
ВЛ-10 кВ до КТП №2 куста №5 ответвлением от ВЛ-10 кВ до КТП №1 куста №5				
Провод самонесущий изолированный (95 мм ²)	СИП 3 (1x95) ГОСТ 31946-2012		км	0,869

Номер п/п	Обозначение документа	Наименование документа	Номер последнего изменения (версии)	
	Раздел ПД N4 Часть ПД N5 ИЛО.05.01	Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Книга 1. Система электроснабжения. Текстовая часть	B00	
MD5				
Наименование файла		Дата и время последнего изменения файла	Размер файла, байт	
Раздел ПД N4 Часть ПД N5 ИЛО.05.01.pdf		27.07.2022 16-45		
Характер работы	Фамилия	Подпись	Дата подписания	
Разраб.	Рябцева Л.Н.		27.07.2022	
Проверил	Бачуркин С.Н.		27.07.2022	
Гл. спец.	Иванов А.В.		27.07.2022	
Гл. спец.	Сидорова А.И.		27.07.2022	
Нач. отд.	Семин Е.В.		27.07.2022	
Н. контр.	Поликашина Е.В.		27.07.2022	
Утв.	Безменов М.В.		27.07.2022	
Гл. инженер	Попов Н.П.		27.07.2022	
Информационно-удостоверяющий лист	Раздел ПД N4 Часть ПД N5 ИЛО.05.01-УЛ	Лист	Листов	
			1	