



Заказчик - АО "Газпромнефть-ННГ"

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

Проектная документация

Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»

Подраздел 2 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации
объектов капитального строительства»

ННГ-39-21-П-ТБЭ

Том 12.2

2022



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр
“ТРУБОПРОВОДСЕРВИС”

Заказчик - АО "Газпромнефть-ННГ"

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

Проектная документация

Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»

Часть 2 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов
капитального строительства»

ННГ-39-21-П-ТБЭ

Том 12.2

Генеральный директор

Главный инженер
проекта



М.Х Хуснияров





Э.Р. Мухитдинов

2022

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА





2

Обозначение	Наименование	Прим.
ННГ-39-21-П-ТБЭ.С	Содержание тома	
ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Текстовая часть	

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.С			
									Изм.
Разработал		Хайруллин			10.2022	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			10.2022		П		1
Н.контр.		Годжаев			10.2022		ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»		
ГИП		Мухитдинов			10.2022				

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства	3
2.	Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию, при проведении которых отсутствует угроза нарушения безопасности строительных конструкций, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения или недопустимого ухудшения параметров среды обитания людей	13
3.	Минимальная периодичность осуществления проверок, осмотров и освидетельствования состояния строительных конструкций, оснований, сетей инженерно-технического обеспечения зданий, сооружений и (или) необходимость проведения мониторинга окружающей среды, состояния оснований, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения в процессе эксплуатации зданий, сооружений.....	14
3.1	Контроль состояния строительных конструкций зданий и сооружений	14
3.1.1	Технический осмотр	14
3.1.2	Обследование и освидетельствование.....	15
3.2	Контроль состояния промышленного трубопровода.....	16
3.2.1	Осмотр	16
3.2.2	Ревизия	16
3.2.3	Диагностика.....	18
3.3	Контроль состояния технологических трубопроводов и арматуры.....	18
3.3.1	Осмотр	19
3.3.2	Диагностика.....	19
3.3.3	Ревизия	19
3.4	Контроль состояния систем вентиляции	21
3.5	Контроль состояния систем электроснабжения.....	22
3.5.1	Контроль состояния электроустановок	22

Взам. инв. №	Подп. и дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ						Стадия	Лист	Листов
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			
Инв. № подл.		Разработал	Хайруллин			10.2022	Текстовая часть	ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»		
		Проверил	Венжик			10.2022				
		Н.контр.	Годжаев			10.2022				
		ГИП	Мухитдинов			10.2022				

3.5.2 Контроль состояния систем молниезащиты и заземления	23
3.6 Контроль состояния систем автоматики	24
4 Сведения для пользователей и эксплуатационных служб о значениях эксплуатационных нагрузок на строительные конструкции, сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения, которые недопустимо превышать в процессе эксплуатации зданий, сооружений	26
4.1 Нагрузка на строительные конструкции.....	26
4.2 Параметры сети электроснабжения	26
4.3 Параметры технологических трубопроводов	28
4.4 Параметры систем автоматизации и связи	28
5 Сведения о размещении скрытых электрических проводов, трубопроводов и иных скрытых устройств, повреждение которых может привести к угрозе причинения вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений	30

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	

1. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства

Вынгаяхинское месторождение находится в распределённом фонде недр. По размерам запасов относится к классу крупных, а по степени промышленной освоенности – к разрабатываемым.

Валынтайское месторождение находится в распределённом фонде недр. По размерам запасов относится к классу мелких а по степени промышленной освоенности – к разрабатываемым.

Карамовское месторождение находится в распределённом фонде недр. По размерам запасов относится к классу средних а по степени промышленной освоенности – к разрабатываемым.

Крайнее месторождение находится в распределённом фонде недр. По размерам запасов относится к классу мелким, а по степени промышленной освоенности – к разрабатываемым.

Основанием для разработки проектной документации «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтайского, Карамовского, Крайнего месторождений» являются:

- утвержденный инвестиционный проект АО «Газпромнефть-ННГ»
- протокол ЦС ЦКР Роснедр по УВС №7478 от 21.12.2018;
- протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7769 от 05.12.2019 г.
- протокол ЗС нефтегазовая секция ЦКР Роснедр по УВС №90-18 от 27.11.2018 г.
- Протокол ЦС ЦКР Роснедр по УВС №7625 от 21.12.2018.

Основными исходными данными для разработки проекта являются:

- задание на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтайского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0176/20 от 16.12.2020, утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.А. Шушаковым в 2020 г.;
- дополнение №1 к заданию на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтайского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0013/21 от 11.02.2021, утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.В. Огородовым в 2021 г.;
- дополнение №2 к заданию на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтайского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0031/22 от 19.03.2021, утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.В. Огородовым в 2021 г.;

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

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

- дополнение №3 к заданию на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0059/21 от 19.05.2021, утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.В. Огородовым в 2021 г.;
- материалы комплексных инженерных изысканий, выполненных ООО «Росэкопромтехэкспертиза».

Вид строительства – новое строительство.

Способ эксплуатации скважин – механизированный с помощью ЭЦН.

Назначение проектируемых технологических сооружений куста скважин:

- сбор и измерение количества добываемой нефтегазоводяной эмульсии;
- обеспечение ремонтпригодности скважин.

Технические показатели расширяемых кустов скважин представлены ниже.

Куст скважин № 138 Вынгаяхинское месторождение

- объем добычи жидкости	–	924 м3/сут;
- объем добычи нефти	–	271 т/сут
- объем добычи по газу	–	61 тыс. м3/сут;
- газовый фактор	–	224 м ³ /тн;
- процент обводненности	–	64%;
- закачка воды	–	501 м3/сут;
- количество скважин, всего	–	21 шт.;

из них:

существующие:

добывающих	–	18 шт;
нагнетательных	–	2 шт;

проектируемые:

добывающих	–	1 шт.
------------	---	-------

Куст скважин № 85 Вынгаяхинское месторождение

- объем добычи жидкости	–	647 м3/сут;
- объем добычи нефти	–	150 т/сут
- объем добычи по газу	–	32 тыс. м3/сут;
- газовый фактор	–	215 м ³ /тн;
- процент обводненности	–	72%;
- закачка воды	–	0 м3/сут;
- количество скважин, всего	–	9 шт.;

из них:

существующие:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							4

добывающих – 8 шт;

проектируемые:

добывающих – 1 шт.

Куст скважин № 310 Вальнтойское месторождение

- объем добычи жидкости – 433 м3/сут;
 - объем добычи нефти – 228 т/сут
 - объем добычи по газу – 182 тыс. м3/сут;
 - газовый фактор – 800 м³/тн;
 - процент обводненности – 36%;
 - закачка воды – 0 м3/сут;
 - количество скважин, всего – 11 шт.;

из них:

ранее запроектированы:

добывающих – 6 шт;

проектируемые:

добывающих – 4 шт;
 водозаборных – 1 шт;
 перевод добывающей
 скважины №6 в нагнетательную – 1 шт.

Куст скважин № 10 Карамовское месторождение

- объем добычи жидкости – 1615 м3/сут;
 - объем добычи нефти – 262 т/сут
 - объем добычи по газу – 17 тыс. м3/сут;
 - газовый фактор – 65 м³/тн;
 - процент обводненности – 80%;
 - закачка воды – 100 м3/сут;
 - количество скважин, всего – 28 шт.;

из них:

существующие:

добывающих – 11 шт (ликвидированы 7 скв);
 нагнетательных – 5 шт (ликвидированы 2 скв);

проектируемые:

добывающих – 1 шт.

Куст скважин № 108 Крайнее месторождение

- объем добычи жидкости – 773 м3/сут;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							5

- объем добычи нефти	–	384 т/сут
- объем добычи по газу	–	53 тыс. м3/сут;
- газовый фактор	–	139 м ³ /тн;
- процент обводненности	–	39%;
- закачка воды	–	705 м3/сут;
- количество скважин, всего	–	24 шт.;

из них:

существующие:

добывающих	–	8 шт;
нагнетательных	–	3 шт;

проектируемые:

добывающих	–	11 шт.
нагнетательных	–	2 шт.

Куст скважин № 206 Крайнее месторождение

- объем добычи жидкости	–	489 м3/сут;
- объем добычи нефти	–	251 т/сут
- объем добычи по газу	–	30 тыс. м3/сут;
- газовый фактор	–	120 м ³ /тн;
- процент обводненности	–	38%;
- закачка воды	–	533 м3/сут;
- количество скважин, всего	–	12 шт.;

из них:

существующие:

добывающих	–	7 шт;
нагнетательных	–	2 шт;

проектируемые:

добывающих	–	2 шт.
водозаборных	–	1 шт.

Общие решения по кустовым площадкам.

Для проектируемых добывающих, водозаборной скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных электронасосных установок типа УЭЦН.

Фонтанная устьевая арматура оборудуется на заводе необходимыми местными приборами для замера температуры, внутритрубного давления продукции скважины и в проектную документацию не входит.

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

						ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		6

Обвязка устьев добывающих скважин выполнена с обратным клапаном DN 80, PN 40.

Для отключения выкидных трубопроводов при производстве ремонтных работ в обвязке скважин предусматривается отключающая задвижка DN 80, PN 40.

Организация измерения продукции скважин в АГЗУ соответствует ГОСТ Р 8.615-2005.

Конструкция и способ размещения технологического оборудования с ЛВЖ (нефть) предотвращают растекание проливов при его разгерметизации за пределы куста скважин. Для защиты почвы от загрязнений в результате возможных утечек от устьев скважин и опорожнения устьевого арматуры при ремонте скважин проектом предусматриваются индивидуальные приустьевые поддоны, выполненные из листовой стали, которыми должны быть оснащены бригады, выполняющие ремонтные работы.

После отработки на нефть нагнетательные скважины переоборудуются под закачку воды: производится демонтаж погружного насоса, выполняется переобвязка устьевого арматуры манифольдом и подключение скважины к высоконапорному водоводу.

Замер объема закачиваемой в пласт воды производится счетчиками расхода воды для каждой скважины, которые размещены в существующих блоках напорных гребенок или на проектируемых открытых блоках гребенок.

Выбор и размещение оборудования на кустовой площадке приняты с учетом требований промышленной безопасности, эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

Устьевая арматура, трубопроводы обвязки проектных добывающих, водозаборной и нагнетательных скважин приняты в тепловой изоляции.

Существующие скважины на кустовых площадках, попадающие в зону строительства проектируемых скважин на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 метров, необходимо временно законсервировать.

Площадка куста скважин №138 Вынгаяхского месторождения. Четвертая очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 18 шт;
- нагнетательные скважины - 2 шт.
- измерительные установки АГЗУ-1, 2 40-10-400 полной заводской комплектации – 2 шт;
- скважинные установки дозирования химреагентов СУДР – 10 шт;
- установка дозирования химреагентов УДХ – 1шт;
- дренажная емкость ЕД-1 V=12,5 м3;
- дренажная емкость ЕД-2 V=8 м3;
- блок распределительной гребенки БГ на 4 выхода.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающей скважины №1.19 (496);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							7

- строительство выкидной линии от скважины до существующей АГЗУ-2. Выкидная линия от скважины подключается к свободному штуцеру АГЗУ-2.

После АГЗУ-2 жидкость под собственным давлением по существующей системе нефтегазосбора поступает на ДНС-2 месторождения.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 12 м, между группами скважин - 18 м.

Площадка куста скважин №85 Вынгаяхского месторождения. Вторая очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 8 шт;
- измерительная установка АГЗУ 40-8-400 полной заводской комплектации – 1 шт;
- установка дозирования химреагентов УДХ – 1шт;
- дренажная емкость ЕД V=8 м³ – 1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающей скважины №1.9;
- строительство выкидной линии от скважины до существующей АГЗУ. Выкидная линия от скважины подключается для замера к существующей АГЗУ вместо выводимой из добычи суц. скважины №2705.

После АГЗУ жидкость под собственным давлением по существующей системе нефтегазосбора поступает на ДНС-3 месторождения.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 12 м, между группами скважин - 18 м.

Площадка куста скважин №310 Вальнтойского месторождения. Вторая очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 6 шт;
- измерительная установка АГЗУ-1 40-8-800 полной заводской комплектации – 1 шт;
- дренажная емкость ЕД V=8 м³ – 1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающих скважин – 4 шт;
- обустройство существующей нагнетательной скважины №516 после отработки на нефть – 1шт;
- обустройство скважины водозаборной – 1 шт;
- строительство выкидных линий от скважин до существующей АГЗУ-1. Проектируемые четыре добывающие скважины подключаются для замера к существующей АГЗУ-1: 2 скважины – к свободным штуцерам АГЗУ, 2 скважины - вместо выводимых из добычи суц. скважин №510, 516.

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

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

От АГЗУ нефтегазоводяная смесь по системе существующих нефтегазосборных трубопроводов транспортируется на ДНС-1 месторождения.

Расчетное рабочее давление для системы нефтесбора принято $P_{расч}=4,0$ МПа по погружному насосу, установленному в добывающих скважинах.

Для организации системы ППД на кустовой площадке проектом предусмотрено:

- обустройство водозаборной скважины на сеноманский водоносный горизонт (по проекту бурения);
- перевод существующей добывающей скважины №516 в нагнетательную с переобвязкой устья переводимой скважины под нагнетание;
- установка открытого блока гребенок на 1 выход с прибором учета расхода воды из водозаборной скважины и в нагнетательную скважину.

Расчетное рабочее давление для высоконапорного водовода принято $P_{расч}=21,0$ МПа по погружному насосу, установленному в водозаборной скважине.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 9 м, между группами скважин - 18 м.

Площадка куста скважин №10 Карамовского месторождения. Третья очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 15 шт;
- добывающие скважины (ликвидированные) - 7 шт;
- скважины нагнетательные после отработки на нефть – 3 шт;
- скважины нагнетательные после отработки на нефть (ликвидированные) – 2 шт;
- измерительные установки АГЗУ-1, 2 на 12 подключений, полной заводской комплектации – 2 шт;
- дренажная емкость ЕД-1, 2 $V=8$ м³ – 2 шт;
- блок гребенок БГ на 6 выходов – 1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающей скважины – 1 шт;
- строительство выкидной линии от проектируемой добывающей скважины до существующей АГЗУ-2. Скважина подключается для замера к свободному штуцеру АГЗУ, по системе существующих нефтегазосборных коллекторов транспортируется на ДНС-1 месторождения.

После АГЗУ жидкость под собственным давлением по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу и существующей системе нефтесбора поступает на проектируемый Узел запорной арматуры №2 или в существующую систему нефтесбора - на УПСВГ- 2 месторождения (см. том ИОС7.2).

Расчетное рабочее давление для системы нефтесбора принято $P_{расч}=4,0$ МПа по погружному насосу, установленному в добывающих скважинах.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							9

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 9,0 м, между группами скважин - 18 м.

Площадка куста скважин №108 Крайнего месторождения. Третья очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 8 шт;
- нагнетательные скважины – 3 шт;
- измерительная установка АГЗУ-1 40-8-400 на 8 подключений, полной заводской комплектации – 1 шт;
- дренажная емкость ЕД-1 V=12,5 м³ – 1 шт.
- блок гребенки на 4 выхода -1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающих скважин – 11 шт;
- обустройство нагнетательных скважин после отработки на нефть - 2 шт;
- монтаж измерительных установок АГЗУ-2, 3 40-8-400 на 8 подключений – 2 шт;
- монтаж дренажных емкостей ЕД-2, 3 V=12,5 м³ – 2 шт;
- строительство выкидных линий от проектируемых добывающих скважин до АГЗУ-2, 3;
- строительство дренажных трубопроводов от АГЗУ-2, 3 до дренажных емкостей ЕД-2, 3;
- строительство праспределительного высоконапорного водовода от существующего блока гребенки до скважины №2.4 и от проектируемого открытого блока гребенки до скважины №2.5.

Проектируемые скважины подключаются для замера к проектируемым АГЗУ-2, 3. После АГЗУ жидкость под собственным давлением по системе проектируемых и существующих нефтегазосборных коллекторов транспортируется на ДНС-1 месторождения.

Конструкция и способ размещения технологического оборудования с ЛВЖ (нефть) предотвращают растекание проливов при его разгерметизации за пределы куста скважин. Для защиты почвы от загрязнений в результате возможных утечек от устьев скважин и опорожнения устьевого арматуры при ремонте скважин проектом предусматриваются индивидуальные приустьевые поддоны, выполненные из листовой стали, которыми должны быть оснащены бригады, выполняющие ремонтные работы.

Дренажные стоки с замерных установок направляются в дренажные емкости ЕД-2, 3 объемом 12,5 м³. Опорожнение емкостей производится передвижными средствами с дальнейшим вывозом на площадку ДНС-1 месторождения. Дренажные ёмкости сообщаются с атмосферой через воздушники с огнепреградителем.

Расчетное рабочее давление для системы нефтесбора принято $P_{расч}=4,0$ МПа по погружному насосу, установленному в добывающих скважинах.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	

Существующая система ППД на кустовой площадке действует по централизованной схеме: подача очищенной пластовой воды от КНС, по существующим высоконапорным водоводам вода от КНС поступает на существующий блок напорной гребенки (БГ на 4 выхода) для распределения и последующей закачки в 3 существующие нагнетательные скважины.

Для расширения системы ППД проектом предусмотрено:

- перевод проектных добывающих скважин №2.4 и 2.5 в нагнетательные с переобвязкой устьев переводимых скважин. На устьях скважин производится демонтаж погружного насоса, полная переобвязка скважин для дальнейшей эксплуатации в системе ППД и подключение скважины №2.5 к свободному штуцеру существующего блока гребенки, скважины №2.4 – к проектируемой открытой гребенке на 1 выход. Для замера объема закачиваемой пластовой воды в скважину №2.4 установлен индивидуальный счетчик расхода воды.

Расчетное рабочее давление для высоконапорных водоводов принято $P_{расч}=19,0$ МПа по максимальному давлению насосов на закрытую задвижку, установленных на КНС.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 12,0 м, между группами скважин - 15 м.

Площадка куста скважин №206 Крайнего месторождения. Вторая очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 7 шт;
- нагнетательные скважины – 2 шт;
- измерительная установка АГЗУ 40-10-400 на 10 подключений, полной заводской комплектации – 1 шт;
- дренажная емкость ЕД-1 $V=10$ м³ – 1 шт.;
- установка дозирования химреагента УДХ;
- емкость сбора нефти (недейств) – 1 шт;
- открытый блок напорной гребенки на 2 выхода - 1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающих скважин – 2 шт;
- обустройство водозаборной скважины – 1 шт;
- строительство выкидных линий от проектируемых добывающих скважин до существующей АГЗУ. Проектируемые две добывающие скважины подключаются для замера к существующей АГЗУ: 2 скважины – к свободным штуцерам АГЗУ, 2 скважины - вместо выводимых из добычи сущ. скважин №510, 516.
- строительство высоконапорного водовода от водозаборной скважины до существующего блока напорной гребенки.

После АГЗУ жидкость под собственным давлением по системе проектируемых и существующих нефтегазосборных коллекторов транспортируется на ДНС-1 месторождения.

Расчетное рабочее давление для системы нефтесбора принято $P_{расч}=4,0$ МПа по погружному насосу, установленному в добывающих скважинах.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							11

На кусте скважин предусмотрена подача воды в продуктивные пласты через нагнетательные скважины по следующей схеме: кустовая насосная станция – высоконапорный водовод – открытый блок гребенки на 2 выхода – нагнетательные скважины. Источником поступления пластовой воды в систему ППД является КНС-1.

Для расширения системы ППД проектом предусмотрено обустройство водозаборной скважины, пробуренной на сеноманский горизонт, для подачи дополнительного объема воды на заводнение пласта. При этом выполняется:

- обустройство водозаборной скважины – 1 шт;
- строительство высоконапорного водовода до существующего открытого блока гребенки на 2 выхода;
- установка счетчика объема воды, добываемой из водозаборной скважины.

Расчетное рабочее давление для высоконапорных водоводов принято $P_{расч}=23,0$ МПа по максимальному давлению насосов на закрытую задвижку, установленных на КНС.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 9,0 м, между группами скважин - 18 м.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

2. Требования к способам проведения мероприятий по техническому обслуживанию, при проведении которых отсутствует угроза нарушения безопасности строительных конструкций, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения или недопустимого ухудшения параметров среды обитания людей

Эксплуатация здания или сооружения разрешается после оформления акта ввода объекта в эксплуатацию. Необходимо эксплуатировать здание или сооружение в соответствии с нормативными документами, действующими на территории РФ, в том числе:

- Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с изменениями на 2 июля 2013 года);
- Федеральный закон от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 27 декабря 2018 года);
- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

В соответствии с главой 5 статьи 36 № 384-ФЗ параметры и другие характеристики строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения в процессе эксплуатации здания или сооружения должны соответствовать требованиям проектной документации. Указанное соответствие должно поддерживаться посредством технического обслуживания и подтверждаться в ходе периодических осмотров и контрольных проверок и (или) мониторинга состояния основания, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения, проводимых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Техническое обслуживание зданий и сооружений должно включать работы по контролю технического состояния, поддержанию работоспособности или исправности, наладке и регулировке, подготовке к сезонной эксплуатации зданий в целом и его элементов, и систем, а также по обеспечению санитарно-гигиенических требований к помещениям и прилегающей территории.

Контроль технического состояния здания или сооружения следует осуществлять путем проведения систематических плановых и внеплановых осмотров с использованием современных средств технической диагностики.

Кроме периодических технических осмотров, проводятся разовые обследования основных несущих стальных и железобетонных конструкций, подвергающихся длительным постоянным нагрузкам.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
								13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

3. Минимальная периодичность осуществления проверок, осмотров и освидетельствования состояния строительных конструкций, оснований, сетей инженерно-технического обеспечения зданий, сооружений и (или) необходимость проведения мониторинга окружающей среды, состояния оснований, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения в процессе эксплуатации зданий, сооружений

3.1 Контроль состояния строительных конструкций зданий и сооружений

3.1.1 Технический осмотр

Техническое состояние сооружений и уровень их эксплуатации должны определяться в процессе систематических наблюдений и периодических технических осмотров.

Наблюдения и осмотры сооружений следует проводить согласно положению о проведении ППР. Особенно тщательно должны осматриваться места, в которых проводились работы по ремонту и усилению строительных конструкций. Эти места должны быть обозначены и за ними должен осуществляться регулярный контроль.

Систематические ежедневные наблюдения осуществляются специалистом, уполномоченным начальником цеха (отдела, службы), за которым закреплено сооружение или его часть. Наблюдения за состоянием конструкций заключаются в проведении ежедневного визуального осмотра всех конструкций и поэлементных осмотров в сроки, устанавливаемые службой технического надзора зданий и сооружений согласно графикам, утвержденным руководителем.

При назначении сроков поэлементных осмотров строительных конструкций следует учитывать местные климатические условия, степень агрессивного воздействия на строительные конструкции производственной среды, режим работы технологического оборудования, продолжительность эксплуатации сооружения и другие специфические условия.

Периодические осмотры подразделяются на текущие, общие и внеочередные.

Текущие периодические осмотры осуществляются специалистом службы технического надзора зданий и сооружений при участии работника, ведущего ежедневные наблюдения.

Текущие периодические осмотры должны проводиться в сроки, устанавливаемые службой технического надзора зданий и сооружений по графикам, утвержденным в установленном порядке.

В задачи текущих периодических осмотров входит контроль за соблюдением персонала правил содержания производственных сооружений и ежедневных наблюдений за ними, контроль за правильностью оценки состояния строительных конструкций, а также определение необходимости и состава работ по проведению обследований специализированными организациями.

При общем осмотре производится визуальное обследование всех элементов и инженерных систем сооружений.

Общие осмотры должны проводиться два раза в год – весной и осенью.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							14

По данным весеннего осмотра проводится уточнение объемов работ по текущему ремонту, выполняемому в летний период, и выявляются объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года.

Осенний осмотр проводится с целью проверки готовности зданий и сооружений к эксплуатации в зимний период.

Календарные сроки общих весенних и осенних осмотров зданий и сооружений устанавливаются в зависимости от климатических условий. Календарные сроки систематических осмотров отдельных элементов строительных конструкций и инженерных систем устанавливаются в зависимости от их состояния.

Внеочередные осмотры зданий и сооружений проводятся после стихийных бедствий (пожаров, ураганных ветров, ливней, больших снегопадов, землетрясений) или аварий).

Общие и внеочередные осмотры зданий и сооружений должны проводиться специальной технической комиссией, назначенной приказом руководителя организации. Этим же приказом устанавливается порядок и продолжительность работы технической комиссии. В состав комиссии входят начальники цехов, отделов, служб, участков непосредственно эксплуатирующих сооружения и работники службы технического надзора.

Результаты всех видов осмотров оформляются актами, в которых отмечаются обнаруженные дефекты, а также меры и сроки их устранения. Один из экземпляров приобщается к техническому журналу по эксплуатации зданий и сооружений.

3.1.2 Обследование и освидетельствование

Обследования производятся при необходимости углубленного изучения, оценки состояния и определения мер по ремонту или усилению строительных конструкций. Обследования проводятся по специальным методикам, разрабатываемым организациями, выполняющими обследования, и включают помимо осмотра инструментальную проверку, анализ материалов конструкции, поверочные расчеты и другие работы.

Согласно ГОСТ 31937-2011 обследование и мониторинг технического состояния зданий и сооружений проводятся специализированными организациями, оснащенными современной приборной базой и имеющими в своем составе высококвалифицированных и опытных специалистов.

В соответствии с ГОСТ 31937-2011 первое обследование технического состояния зданий и сооружений проводится не позднее чем через два года после ввода их в эксплуатацию. В дальнейшем обследование технического состояния зданий и сооружений проводится не реже одного раза в 10 лет и не реже одного раза в пять лет для зданий и сооружений или их отдельных элементов, работающих в неблагоприятных условиях (агрессивные среды, вибрации, повышенная влажность и др.).

Обследование и мониторинг технического состояния зданий и сооружений проводят также:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	

- по истечении нормативных сроков эксплуатации зданий и сооружений;
- при обнаружении значительных дефектов, повреждений и деформаций в процессе технического обслуживания, осуществляемого собственником здания (сооружения);
- по результатам последствий пожаров, стихийных бедствий, аварий, связанных с разрушением здания сооружения);
- по инициативе собственника объекта;
- при изменении технологического назначения здания (сооружения);
- по предписанию органов, уполномоченных на ведение государственного строительного надзора.

Результаты обследований специализированными организациями должны оформляться научно-техническими отчетами или заключениями, составляемыми в соответствии с договорами и рабочими программами на выполнение ремонтных или восстановительных работ.

3.2 Контроль состояния промышленного трубопровода

Осмотр, ревизия, диагностика промышленного трубопровода осуществляется в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

3.2.1 Осмотр

При эксплуатации промышленного трубопровода одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является наблюдение за состоянием трасс, элементов трубопровода, линейных сооружений, находящихся на поверхности земли.

Периодичность осмотра трассы трубопровода путем обхода, объезда устанавливается руководством АО «Газпромнефть-ННГ», выполняется существующим составом работающих на Крайнем месторождении.

При осмотре трассы должно быть обращено особое внимание на:

- выявление и предотвращение производства посторонних работ;
- нахождение посторонней техники в охранной зоне трубопроводов;
- выявление оголений, размывов трубопровода и т. п.;
- появление незаконных переездов;
- состояние сооружений по трассе трубопровода (узлов запорной арматуры, автомобильных подъездов к линейным узлам, сигнальных знаков).

3.2.2 Ревизия

Ревизии проводит служба технического надзора совместно с механиком и начальником УДНГ АО «Газпромнефть-ННГ».

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

							ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			16

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Сроки проведения ревизии трубопроводов устанавливаются руководством АО «Газпромнефть-ННГ» в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию промышленного трубопровода в период между ревизиями. Периодичность ревизии трубопровода представлена в таблице 3.2.2.1.

Таблица 1.2.2.1 – Периодичность ревизии трубопровода

Объект ревизии	Периодичность ревизий трубопровода		
	I	II	III
Трубопровод на расстоянии менее 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже 1 раза в год	Не реже 1 раза в год	Не реже 1 раза в 2 года
Трубопровод на расстоянии более 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже 1 раза в год	Не реже 1 раза в 2 года	Не реже 1 раза в 4 года

Первую ревизию вновь введенного в эксплуатацию трубопровода необходимо производить не позднее чем через один год. Объемы работ при ревизии трубопровода определяет отдел технического надзора. При ревизии намеченного участка трубопровода необходимо:

- освободить трубопровод от рабочей среды, промыть водой и в случае необходимости очистить от отложений и грязи;
- провести тщательный наружный осмотр;
- провести (по возможности) внутренний осмотр трубопровода (демонтаж трубы для внутреннего осмотра при наличии фланцевых и других разъемных соединений осуществляется посредством разборки этих соединений; при цельносварном трубопроводе производят вырезку участка трубопровода длиной, равной двум-трем его диаметрам, желательно со сварным швом, приспособленным для работ в особо тяжелых условиях);
- простучать молотком (при отсутствии изоляции) и промерить ультразвуковым толщиномером толщину стенки в нескольких местах, наиболее подверженных износу;
- при возникновении сомнений в качестве сварных швов произвести вырезку образцов для металлографического испытания или проверить их магнитографическим методом или методом просвечивания гамма-лучами;
- проверить состояние фланцевых соединений, их воротников, привалочных поверхностей, прокладок, крепежа, а также фасонных частей и арматуры, если таковые имеются на ревизируемом участке;

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

							ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			17

- разобрать (выборочно, по указанию представителя технадзора) резьбовые соединения на трубопроводе, осмотреть их и измерить резьбовыми калибрами;
- проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и выборочно – прокладок;
- испытать трубопровод в случаях производства на нем ремонтных работ.

Механические свойства металла труб проверяются, если коррозионное действие среды может вызвать их изменение. Вопрос о механических испытаниях решает служба технического надзора.

Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии.

3.2.3 Диагностика

В процессе эксплуатации и при ремонтах трубопровода необходимо проводить диагностику его технического состояния.

Периодичность диагностики устанавливается руководством АО «Газпромнефть-ННГ» в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков трубопровода, но она не должна быть реже одного раза:

- в 2 года – для участков трубопровода II категории;
- в 4 года – для трубопровода III категории.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Периодические испытания трубопровода приурочивают к времени ревизии трубопровода. Периодичность проведения испытаний должна быть равна удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой в соответствии с указаниями, приведенными ниже для данного трубопровода, но не реже одного раза в восемь лет:

- все трубопроводы испытываются на прочность давлением, равным 1,25 от рабочего давления;
- выкидные линии скважин и водоводы высокого давления испытываются в течение 6 часов;
- нефтесборные коллекторы, внутривыпускные напорные нефтепроводы, нефтепроводы товарной нефти, водоводы низкого давления, газопроводы испытываются в течение 24 часов.

3.3 Контроль состояния технологических трубопроводов и арматуры

Осмотр, диагностика, ревизия технологических трубопроводов и арматуры осуществляется в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							18

промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

3.3.1 Осмотр

В период эксплуатации трубопроводов обслуживающим персоналом ведется постоянное и тщательное наблюдение за состоянием наружной поверхности трубопроводов и их деталей (сварных швов, фланцевых соединений, включая крепеж, арматуру), за состоянием антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. Результаты осмотров должны фиксироваться в вахтенном журнале не реже одного раза в смену. Ежедневный надзор за правильной эксплуатацией трубопроводов осуществляет лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Периодический надзор осуществляет служба технического надзора совместно с руководством цеха и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов, не реже одного раза в три месяца. Результаты периодического обследования трубопроводов оформляются актом, один экземпляр которого передают начальнику цеха владельца трубопровода.

Трубопроводы, подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации тщательно осматриваются с применением приборного контроля амплитуды и частоты вибрации. Выявленные при этом дефекты немедленно устраняются. Осмотры таких трубопроводов проводятся не реже одного раза в 3 месяца.

3.3.2 Диагностика

Периодичность диагностики устанавливается в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий эксплуатации, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков технологических трубопроводов, но не должна быть реже одного раза в 4 года. Срок последующего контроля уточняется в зависимости от результатов предыдущего контроля.

3.3.3 Ревизия

Сроки проведения ревизии технологических трубопроводов устанавливаются руководством предприятия в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, опыта эксплуатации, результатов предыдущего наружного осмотра, ревизии.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов необходимо производить не позднее чем через 1 год.

Периодичность проведения ревизии для взрыво- и пожароопасных веществ, горючих газов, в том числе сжиженных:

- при скорости коррозии более 0,5 мм/год:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ				Лист
													19

для I, II и III категорий трубопровода – не реже 1 раза в год.

- при скорости коррозии от 0,1 до 0,5 мм/год:

для I и II категорий трубопровода – не реже 1 раза в 2 года;

для III категории трубопровода – не реже 1 раза в 3 года.

- при скорости коррозии до 0,1 мм/год:

для I и II категорий трубопровода – не реже 1 раза в 3 года;

для III категории трубопровода – не реже 1 раза в 4 года.

Периодичность проведения ревизии для горючих жидкостей:

- при скорости коррозии более 0,5 мм/год:

для I, II, III и IV категорий трубопровода – не реже 1 раза в год.

- при скорости коррозии от 0,1 до 0,5 мм/год:

для I и II категорий трубопровода – не реже 1 раза в 2 года;

для III и IV категорий трубопровода – не реже 1 раза в 3 года.

- при скорости коррозии до 0,1 мм/год:

для I и II категорий трубопровода – не реже 1 раза в 3 года;

для III и IV категорий трубопровода – не реже 1 раза в 4 года.

Отсрочка в проведении ревизии трубопроводов допускается с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов, обеспечивающих их дальнейшую надежную и безопасную эксплуатацию, но не может превышать более одного года и согласовывается в установленном порядке.

При проведении ревизии внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии. Акт ревизии утверждает главный механик.

Периодичность испытания трубопроводов должна быть равна удвоенной периодичности проведения ревизии для данного трубопровода, но не реже одного раза в восемь лет. Периодические испытания проводятся под руководством лица, ответственного за безопасную эксплуатацию, и оформляются актом.

Во время эксплуатации следует применять необходимые меры по организации постоянного и тщательного контроля исправности арматуры, а также своевременным проведением ревизии и ремонта.

При ревизии арматуры, в том числе обратных клапанов, должны быть выполнены следующие работы:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Индв. № инв.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Индв. № подл.	Лист
ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ										20

- внешний осмотр;
- разборка и осмотр состояния отдельных частей;
- осмотр внутренней поверхности и при необходимости контроль неразрушающими методами;
- притирка уплотнительных поверхностей (при необходимости);
- сборка, опробование и опрессовка на прочность и плотность.

При планировании сроков ревизии и ремонта арматуры следует в первую очередь проводить ревизию и ремонт арматуры, работающей в наиболее сложных условиях. Результаты ремонта и испытания оформляются актами и заносятся в эксплуатационную документацию.

3.4 Контроль состояния систем вентиляции

Вентиляция предусмотрена в технологическом блоке и блоке контроля и управления АГЗУ, а также в блок-контейнерах КТП.

Система вентиляции предусматривается естественная общеобменная приточно-вытяжная в комплекте с блок-боксом. Вытяжка осуществляется дефлекторами, кратность воздухообмена не менее 1,5. Дефлекторы оборудованы регулируемыми заслонками. Компенсация расхода воздуха, удаляемого аварийной вентиляцией через жалюзийные решетки с утепленным автоматическим клапаном в нижней части дверей.

Также предусматривается аварийная вентиляция с механическим побуждением, которая включается автоматически при превышении уровня загазованности 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени. Кратность воздухообмена – не менее восьми. В соответствии с ВСН 21-77 аварийная вентиляция предусмотрена из нижней зоны (100 %). Выбросы пылегазовоздушной смеси из системы аварийной предусматривается через насадки с водоотводящим кольцом, вертикально вверх. Выбросы из системы аварийной вентиляции размещены на высоте не менее 3 м от земли до нижнего края отверстия.

Включение аварийной вентиляции должно производиться нажатием кнопки, расположенной у входной двери снаружи, за 10 минут до входа персонала в помещение. Вентиляционное оборудование и изделия для измерительных установок предусмотреть во взрывозащищенном исполнении.

Возможность входа в блок-бокс должна предусматриваться только после предварительного проветривания.

Вентиляционное оборудование и изделия для измерительных установок предусмотреть во взрывозащищенном исполнении.

В блок-контейнерах КТП предусмотрена естественная приточно-вытяжная вентиляция, а также принудительная вентиляция с ручным и автоматическим управлением. Приточные и вытяжные вентиляционные проемы в зимний период должны закрываться утепленными клапанами, открываемыми (закрываемыми) изнутри. Вентиляция помещений трансформаторов

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

должна обеспечивать отвод выделяемого тепла трансформаторов в таких количествах, чтобы при их нагрузке с учетом перегрузочной способности и при максимальной расчетной температуре окружающей среды нагрев трансформаторов не превышал максимально допустимого значения. При пожаре предусмотрено отключение вентиляционного оборудования. Кроме того, предусмотрено резервирование приточных и вытяжных вентиляторов.

3.5 Контроль состояния систем электроснабжения

3.5.1 Контроль состояния электроустановок

Эксплуатацию электроустановок потребителей должен осуществлять подготовленный электротехнический персонал.

Для непосредственного выполнения обязанностей по организации эксплуатации электроустановок руководитель потребителя (кроме граждан владельцев электроустановок напряжением выше 1000 В) соответствующим документом назначает ответственного за электрохозяйство организации.

Ответственный за электрохозяйство обязан:

- организовать разработку и ведение необходимой документации по вопросам организации эксплуатации электроустановок;
- организовать обучение, инструктирование, проверку знаний и допуск к самостоятельной работе электротехнического персонала;
- организовать безопасное проведение всех видов работ в электроустановках, в том числе с участием командированного персонала;
- обеспечить своевременное и качественное выполнение технического обслуживания, планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний электроустановок;
- организовать проведение расчетов потребности потребителя в электрической энергии и осуществлять контроль за ее расходом;
- участвовать в разработке и внедрении мероприятий по рациональному потреблению электрической энергии;
- контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, средств пожаротушения и инструмента;
- обеспечить установленный порядок допуска в эксплуатацию и подключения новых и реконструированных электроустановок;
- организовать оперативное обслуживание электроустановок и ликвидацию аварийных ситуаций;
- обеспечить проверку соответствия схем электроснабжения фактическим эксплуатационным с отметкой на них о проверке (не реже 1 раза в 2 года); пересмотр инструкций и схем (не реже 1 раза в 3 года); контроль замеров показателей качества

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							22

электрической энергии (не реже 1 раза в 2 года); повышение квалификации электротехнического персонала (не реже 1 раза в 5 лет);

- контролировать правильность допуска персонала строительно-монтажных и специализированных организаций к работам в действующих электроустановках и в охранной зоне линий электропередачи.

Профилактические проверки, измерения и испытания оборудования РУ должны проводиться в объемах и в сроки, предусмотренные нормами испытания электрооборудования.

Осмотр РУ без отключения должен проводиться:

- на объектах с постоянным дежурством персонала – не реже 1 раза в 1 сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже 1 раза в месяц;

- на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т.п.) или сильном загрязнении на ОРУ должны быть организованы дополнительные осмотры.

Обо всех замеченных неисправностях должны быть произведены записи в журнал дефектов и неполадок на оборудовании и, кроме того, информация о них должна быть сообщена ответственному за электрохозяйство.

Замеченные неисправности должны устраняться в кратчайший срок.

Внеочередные ремонты выполняются в случае отказов оборудования, а также после исчерпания коммутационного или механического ресурса.

3.5.2 Контроль состояния систем молниезащиты и заземления

Для определения технического состояния заземляющего устройства должны проводиться визуальные осмотры видимой части, осмотры заземляющего устройства с выборочным вскрытием грунта, измерение параметров заземляющего устройства в соответствии с нормами испытания электрооборудования.

Визуальные осмотры видимой части заземляющего устройства должны производиться по графику, но не реже 1 раза в 6 месяцев ответственным за электрохозяйство потребителя или работником им уполномоченным.

При осмотре оценивается состояние контактных соединений между защитным проводником и оборудованием, наличие антикоррозионного покрытия, отсутствие обрывов.

Результаты осмотров должны заноситься в паспорт заземляющего устройства.

Осмотры с выборочным вскрытием грунта в местах наиболее подверженных коррозии, а также вблизи мест заземления нейтралей силовых трансформаторов, присоединений разрядников и ограничителей перенапряжений должны производиться в соответствии с графиком планово-профилактических работ, но не реже одного раза в 12 лет. Величина участка заземляющего устройства, подвергающегося выборочному вскрытию грунта, определяется решением технического руководителя потребителя.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							23

Выборочное вскрытие грунта осуществляется на всех заземляющих устройствах электроустановок потребителя; для ВЛ в населенной местности вскрытие производится выборочно у 2 % опор, имеющих заземляющие устройства.

В местности с высокой агрессивностью грунта по решению технического руководителя потребителя может быть установлена более частная периодичность осмотра с выборочным вскрытием грунта.

При вскрытии грунта должна производиться инструментальная оценка состояния заземлителей, и оценка степени коррозии контактных соединений. Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

Результаты осмотров должны оформляться актами.

При приемке после монтажа устройств молниезащиты потребителю должна быть передана следующая техническая документация:

- технический проект молниезащиты, утвержденный в соответствующих органах, согласованный с энергоснабжающей организацией и инспекцией противопожарной охраны;
- акты испытания вентильных разрядников и нелинейных ограничителей напряжения до и после их монтажа;
- акты на установку трубчатых разрядников;
- протоколы измерения сопротивлений заземления разрядников и молниеотводов.

3.6 Контроль состояния систем автоматики

В проекте выполнены все необходимые мероприятия, обеспечивающие безопасную работу объекта, а именно – во взрывоопасных зонах и помещениях установлены приборы во взрыво- и искробезопасном исполнении или с искробезопасными цепями.

Обеспечение высокой степени надежности работы проектируемых объектов достигается выбором материалов, оборудования и изделий, соответствующих климатическим условиям.

ТО и ТР средств автоматизации в соответствии с ГОСТ Р 54101-2010, должно быть организовано с момента ввода этих установок в эксплуатацию специальной комиссией по первичному обследованию системы.

ТО системы должно осуществляться на плановой основе и проводиться с периодичностью, установленной регламентом на проведение ТО систем.

Конкретный график проведения ТО системы должен быть утвержден организацией с момента сдачи-приемки объекта в эксплуатацию. При заключении договора подряда на проведение ТО системы методом технического обслуживания специализированной организацией график должен быть приложен к договору в качестве его неотъемлемой части.

При проведении работ по ТО и ТР систем исполнитель должен:

- строго соблюдать периодичность и объем работ, предусмотренный технической документацией обслуживаемых систем и их составных частей;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ		Лист
											24

- регулярно осуществлять порученное ему ведение документации, связанной с проведением ТО и ТР систем, предусмотренной нормативными документами на ТО и ТР систем;

- применять контрольно-измерительные приборы, средства испытаний, инструменты и т.д. соответствующие требованиям, установленным нормативно-технической и технической документацией;

при проведении ТР системы осуществлять замену вышедших из строя составных частей на аналогичные, при невозможности – на основании ведомости замены завода-изготовителя.

При выявлении в ходе эксплуатации и ТО системы неисправности основных устройств организация должна произвести средний или капитальный ремонт системы, направленный на восстановление ее ресурса. По окончании ремонтных работ должен быть составлен акт об оценке продления ресурса системы, должны быть внесены изменения в исполнительную документацию, а также должна быть проведена оценка соответствия системы требованиям функциональной безопасности.

Организация и исполнитель должны обеспечить выполнение мер безопасности при выполнении работ по ТО и ТР системы.

Организация обязана:

- допускать к выполнению работ по ТО и ТР системы аттестованных лиц;
- перед началом работ по ТО и ТР системы обеспечить инструктаж исполнителей работ по правилам техники безопасности и пожарной безопасности, действующих на объекте на котором установлена система;
- обеспечить исполнителя средствами, необходимыми средствами.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

4 Сведения для пользователей и эксплуатационных служб о значениях эксплуатационных нагрузок на строительные конструкции, сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения, которые недопустимо превышать в процессе эксплуатации зданий, сооружений

4.1 Нагрузка на строительные конструкции

В целях предохранения строительных конструкций от перегрузок нельзя допускать, не предусмотренных проектом, установку и подвеску технологического оборудования, различных подвесных транспортных систем и передаточных устройств, превышения предельных нагрузок на опоры, площадки. Максимальные нагрузки на полы блок-бокса и покрытия площадок обслуживания, не занятые оборудованием, не должны превышать 150 кг/м². В зимнее время для площадок обслуживания перед проведением работ по обслуживанию и ремонту необходимо произвести очистку от снега. Складирование оборудования, строительных конструкций, мусора и т.п. в помещениях блок-бокса и на площадках обслуживания не допускается. Максимальная нагрузка на конструкции кабельной эстакады не должна превышать 100 кг/п.м и дополнительно 175 кг/п.м от веса снегового покрова. Максимальная нагрузка на конструкции опор под трубопроводы не должна превышать 300 кг от одной трубы, количество труб должно быть не более принятого в проекте.

4.2 Параметры сети электроснабжения

Контролируемые параметры сети электроснабжения по проектируемым объектам приведены в таблице 4.1 – 4.7.

Таблица 4.1 – Основные технико-экономические показатели четвертой очереди куста скважин №138

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

Таблица 4.2 – Основные технико-экономические показатели второй очереди куста скважин №85

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

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

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

Таблица 4.3 – Основные технико-экономические показатели второй очереди куста скважин №310

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

Таблица 4.4 – Основные технико-экономические показатели третьей очереди куста скважин №10

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

Таблица 4.5 – Основные технико-экономические показатели третьей очереди куста скважин №108

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

Таблица 4.6 – Основные технико-экономические показатели второй очереди куста скважин №206

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

Таблица 4.7 – Основные технико-экономические показатели УЗА №1 на нефтесборном трубопроводе т.вр.к. 70-ДНС-1 Крайнего месторождения

Показатели	Всего
Установленная мощность проектируемых потребителей, кВт	11,5

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	Лист
							27

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

4.3 Параметры технологических трубопроводов

Назначение, классификация и характеристика трубопроводов, проектируемых по объекту «Обустройство Крайнего месторождения. Куст скважин №210, 211», приведены в таблице 4.3.1.

Срок эксплуатации трубопроводной арматуры не менее 20 лет.

Таблица 4.3.1 – Назначение, классификация и характеристика трубопроводов

Наименование трубопровода	Давление, МПа	Температура, °С	Категория и группа трубопровода
Выкидные трубопроводы	4,0	5-40	I; А(б)
Нефтегазосборный трубопровод	4,0	5-40	I; А(б)
Высоконапорный водовод	21,0	5-40	I; В
Высоконапорный водовод	23,0	5-40	I; В
Дренажный трубопровод	0,05	5-40	II; А(б)
Трубопровод сброса с ППК	0,05	5-40	II; А(б)

4.4 Параметры систем автоматизации и связи

Периодичность осмотров и сроки проведения обследований технического состояния систем инженерно-технического обеспечения (комплекса технических средств) систем пожарной сигнализации и связи в соответствии с регламентом, но не менее двух раз в год. Внеочередные осмотры – после аварий или при необходимости, связанные с технологическим процессом.

ТО и ТР систем в соответствии с настоящим стандартом организует собственник или предприятие (учреждение), имеющее право хозяйственного ведения или оперативного управления (далее Организация) с момента приемки системы в эксплуатацию.

ТО и ТР систем проводятся с целью обеспечения выполнения функций, предусмотренных проектом, целостности систем, работоспособности и функциональной безопасности в течение всего срока эксплуатации, предусмотренного проектной и технической документацией, что достигается следующими действиями:

- осуществление постоянного контроля технического состояния и правильности функционирования систем в целом;

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

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

- периодическая проверка (путем измерений, испытаний) соответствия параметров требованиям технической (эксплуатационной) документации;
- недопущение загрязнения/обледенения оборудования связи, находящегося на открытом воздухе;
- проведение комплекса работ по поддержанию работоспособности систем в течение всего срока эксплуатации;
- своевременная замена отдельных составляющих и частей систем, регламентированных технической документацией на них;
- ведение постоянного учета отказов, сбоев и ложных срабатываний систем, выявление и устранение причин их возникновения;
- проведение обобщения и анализа получаемой информации о техническом и функциональном состоянии обслуживаемых систем, разработка и реализация мер по совершенствованию методов ТО систем;
- заблаговременное определение достижения отдельными составными частями систем предельного ресурса с целью своевременной замены;
- своевременное устранение выявленных в ходе эксплуатации или ТО систем неисправностей отдельных составных частей или систем в целом в рамках ТР систем;
- создание и плановое поддержание комплектности запасных изделий, материалов и средств, необходимых для качественного выполнения ТО и ТР систем;
- метрологическое обеспечение проводимых работ, как в ходе эксплуатации, так и ТО систем, в том числе обеспечение средствами измерений, осуществление их своевременной проверки, соблюдение метрологических стандартов, норм и правил;
- допуск к производству работ по ТО и ТР систем персонала, имеющего достаточную профессиональную подготовку и предусмотренные в установленном порядке разрешительные документы на осуществление данного вида работ, и проведение постоянной работы по повышению его квалификации.

Оборудование связи и кабельная продукция предусмотрена с широким температурным диапазоном от минус 55 °С до плюс 60 °С.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ТБЭ.ТЧ	

