



РОССИЯ
Краснодарский край г. Краснодар
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»

СРО Союз «РН-Проектирование», СРО-П-124-25012010, р.н. 044-2009

Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»

**КУСТ СКВАЖИН №1-БИС СЕВЕРО-ТЯМКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Том 1



РОССИЯ
Краснодарский край г. Краснодар
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»

СРО Союз «РН-Проектирование», СРО-П-124-25012010, р.н. 044-2009

Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»

**КУСТ СКВАЖИН №1-БИС СЕВЕРО-ТЯМКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Том 1

Инв. № подл. 34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №
-------------------------	--------------	--------------

Главный инженер

А.А. Попов

Главный инженер проекта

А.Ю. Гусев

2021

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01-С	Содержание тома 1	2
1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Пояснительная записка	3

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
						1750620/0817Д-П-007.0165.000-ПЗ-01-С			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Содержание тома 1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н. контр.		Кудря			25.08.21		ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		
ГИП		Гусев			25.08.21				

СОДЕРЖАНИЕ

1	Реквизиты документа, на основании которого принято решение о разработке проектной документации	7
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства	8
2.1	Общие данные	8
2.2	Сведения о физико-географической характеристике района строительства	9
2.3	Сведения о климатической характеристике района строительства	10
2.4	Сведения о гидрографических и гидрологических условиях района строительства	11
2.5	Сведения об инженерно-геологических условиях района строительства	12
3	Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства	14
3.1	Общие сведения	14
3.2	Куст скважин №1-бис	14
3.2.1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции	14
3.2.2	Характеристика принятой технологической схемы и отдельных параметров технологического процесса	19
3.2.3	Планировочные решения	25
3.3	Промысловый трубопровод	31
3.3.1	Категория и класс промыслового трубопровода	31
3.3.2	Пропускная способность промыслового трубопровода	31
3.3.3	Обоснование диаметра промыслового трубопровода	34
3.3.4	Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении	34
3.3.5	Обоснование толщины стенки труб	35
3.3.6	Обоснование мест установки запорной арматуры	36
3.3.7	Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода	37
3.4	Транспортные коммуникации	41
3.4.1	Автомобильная дорога	41
3.5	Решения по электроснабжению	45
3.5.1	Источники электроснабжения	45

Взам. инв. №	Подп. и дата	1750620/0817Д-П-007.0165.000-ПЗ-01								
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Инв. № подл.		Разраб.	Гусев			25.08.21	Пояснительная записка	П	1	292
		Н. контр.	Кудря			25.08.21		ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		
		ГИП	Гусев			25.08.21				

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

3.5.2	Воздушные линии электропередачи	46
3.6	Идентификационные признаки проектируемых объектов	47
4	сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии	51
4.1	Сведения о потребностях в воде	51
4.2	Сведения о потребностях в электроэнергии	52
4.3	Сведения о вспомогательных ресурсах	52
5	Данные о проектной мощности объекта капитального строительства	53
6	Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах	54
7	Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства	55
8	Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка	56
9	Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства	58
10	сведения о размере средств, требующихся для возмещения правообладателям земельных участков и (или) расположенных на таких земельных участках объектов недвижимого имущества убытков и (или) в качестве платы правообладателям земельных участков	59
11	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследованиях	60
12	Технико-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства	61
13	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений	62
14	Обоснование возможности строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этапов строительства	63
15	Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения	65
16	Заверение проектной организации	66
17	Ссылочные нормативные документы	67

Приложение А (обязательное)	Задание на проектирование «Куст скважин №1-бис Северо-Тяжинского месторождения. Обустройство», утверждённое Заместителем генерального директора по перспективному планированию и развитию производства ООО «РН-Уватнефтегаз» Е.В. Армяниновым 23.10.2020г. (на 215-и листах)	68
Приложение Б (обязательное)	Письмо Главного управления МЧС России по Тюменской области №ИВ-227-433-3-2-4 от 29.01.2021г. (на 3-х листах)	283

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							2

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Приложение В (обязательное)	Письмо Администрации Уватского муниципального района №0722-И от 02.02.2021г. (на 2-х листах)	286
Приложение Г (обязательное)	Письмо ФГБУ «Управление «Тюменьмелиоводхоз» №856 от 04.02.2021г. (на 1-м листе)	288
Приложение Д (обязательное)	Письмо Департамента недропользования и экологии Тюменской области №1314/21 от 09.02.2021г. (на 3-х листах)	289
Приложение Е (обязательное)	Письмо Управления ветеринарии Тюменской области №235/21 от 29.01.2021г. (на 1-м листе)	292
Приложение Ж (обязательное)	Письмо Федерального агентства по делам национальностей №241-03-4-03 от 17.02.2021г. (на 1-м листе)	293
Таблица регистрации изменений		294

Материалы инженерных изысканий (приложения к ПЗ отдельными томами):

Приложение 1	Том 1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть (ПАО «Гипротюменьнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-01, отдельным томом)
Приложение 2	Том 1.2 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 2. Графическая часть (ПАО «Гипротюменьнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-02, отдельным томом)
Приложение 3	Том 2.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 1 (начало) (ПАО «Гипротюменьнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-01, отдельным томом)
Приложение 4	Том 2.1.2 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 2 (окончание) (ПАО «Гипротюменьнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-02, отдельным томом)
Приложение 5	Том 2.2 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 2. Графическая часть (ПАО «Гипротюменьнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-03, отдельным томом)
Приложение 6	Том 3 Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации (ПАО «Гипротюменьнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГМИ-01, отдельным томом)
Приложение 7	Том 4.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 1 (начало) (ПАО «Гипротюменьнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИЭИ-01, отдельным томом)
Приложение 8	Том 4.1.2 Технический отчет по результатам инженерно-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
											3

экологических изысканий для подготовки проектной документации.
Часть 1. Текстовая часть. Книга 2 (окончание) (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИЭИ-02, отдельным томом)

Приложение 9

Том 4.2 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации.
Часть 2. Графическая часть (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИЭИ-03, отдельным томом)

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

1 РЕКВИЗИТЫ ДОКУМЕНТА, НА ОСНОВАНИИ КОТОРОГО ПРИНЯТО РЕШЕНИЕ О РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Основанием для разработки проектной документации по объекту «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство» является:

- Задание на проектирование «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство», утверждённое Заместителем генерального директора по перспективному планированию и развитию производства ООО «РН-Уватнефтегаз» Е.В. Армяниновым 23.10.2020г.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И УСЛОВИЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ОБЪЕКТ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

2.1 Общие данные

Генеральным проектировщиком по объекту «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство» является ООО «НК «Роснефть-НТЦ».

При разработке проектной документации были использованы:

- Задание на проектирование «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство», утверждённое Заместителем генерального директора по перспективному планированию и развитию производства ООО «РН-Уватнефтегаз» Е.В. Армяниновым 23.10.2020г. (Приложение А);
- Письмо Главного управления МЧС России по Тюменской области №ИВ-227-433-3-2-4 от 29.01.2021г. (Приложение Б);
- Письмо Администрации Уватского муниципального района №0722-И от 02.02.2021г. (Приложение В);
- Письмо ФГБУ «Управление «Тюменьмелиоводхоз» №856 от 04.02.2021г. (Приложение Г);
- Письмо Департамента недропользования и экологии Тюменской области №1314/21 от 09.02.2021г. (Приложение Д);
- Письмо Управления ветеринарии Тюменской области №235/21 от 29.01.2021г. (Приложение Е);
- Письмо Федерального агентства по делам национальностей №241-03-4-03 от 17.02.2021г. (Приложение Ж);
- Материалы инженерных изысканий (приложения к ПЗ отдельными томами)
 - Том 1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-01);
 - Том 1.2 Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 2. Графическая часть (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-02);
 - Том 2.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 1 (начало) (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-01);
 - Том 2.1.2 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 2 (окончание) (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-02);

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							6
Изм. № подл.						34215/П	
Подп. и дата							
Взам. инв. №							

- Том 2.2 Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 2. Графическая часть (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-03);
- Том 3 Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГМИ-01);
- Том 4.1.1 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 1 (начало) (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИЭИ-01);
- Том 4.1.2 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 1. Текстовая часть. Книга 2 (окончание) (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИЭИ-02);
- Том 4.2 Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации. Часть 2. Графическая часть (ПАО «Гипротюменнефтегаз», 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИЭИ-03).

2.2 Сведения о физико-географической характеристике района строительства

В административном отношении месторождение расположено в Уватском районе Тюменской области. Географически расположено в северной части Западно-Сибирской равнины.

Ближайшим населенным пунктом является д. Калемьяга (удалена от объекта на расстояние 7 км в южном направлении).

Районный центр, город Уват, находится в 160 километрах к западу. Через село Уват проходит федеральная автодорога – трасса Р404 (Тюмень-Ханты-Мансийск).

Дорожная сеть на Тямкинском месторождении развита слабо, представлена автозимниками и промысловыми автодорогами между объектами нефтедобычи.

Рельеф на территории месторождения преимущественно равнинный, с отдельными возвышенностями и незначительными перепадами высот. Поверхность представляет собой слаборасчлененную, в разной степени заболоченную, озерно-аллювиальную и аллювиальную равнину.

Территория месторождений расположена в таежно-болотистой местности. Массивы леса занимают около 50% площади. Растительный покров на месторождении представлен хвойными лесами: кедром, елью, пихтой, сосной, а также лиственными

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
																7

породами: осиной, березой. Заболоченные участки, в основном, покрыты угнетенным низкорослым лесом и мелким кустарником.

2.3 Сведения о климатической характеристике района строительства

Климат данного района континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха – минус 2,2 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 23 °С, а самого жаркого июля – 17,2 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 53 °С, абсолютный максимум – 35 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки 0,98 обеспеченности минус 44 °С; 0,92 обеспеченности – минус 40 °С. Температура воздуха наиболее холодных суток 0,98 обеспеченности минус 47 °С, 0,92 обеспеченности – минус 45 °С. Температура воздуха холодного периода обеспеченность 0,94 – минус 26,1 °С. Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца 10,7 °С.

Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца 75 %. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 81 %. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 81 %.

Дата первого заморозка осенью – 16.08, последнего – 18.06. Продолжительность безморозного периода 58 дней.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 425 мм, в холодное время с ноября по март – 152 мм, годовая сумма осадков – 577 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 62 до 84%. Суточный максимум осадков 64 мм (метеостанция Демьянское).

Средняя дата образования снежного покрова 23.10, дата схода 12.05. Сохраняется снежный покров 193 дня. Сохраняется снежный покров 193 дня.

Максимальная декадная высота снежного покрова 5 % обеспеченности – 70 см (открытый участок). Перенос снега за зиму средний – 134 м³/м, максимальный – 306 м³/м.

По нормативному ветровому давлению территория относится к I району, по снеговым нагрузкам – к IV, район гололедности – II. Нормативное значение ветрового давления 0,23 кПа, нормативный вес снегового покрова для района – 2,0 кПа, нормативная толщина стенки гололеда 5 мм, температура воздуха при гололеде минус 5 °С.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	№ подл.	34215/П	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
											8

2.4 Сведения о гидрографических и гидрологических условиях района строительства

В гидрогеологическом отношении территория месторождения расположена в пределах Западно-Сибирского мегабассейна.

Особенностью Западно-Сибирского артезианского мегабассейна является то, что в разрезе можно выделить два гидрогеологических этажа. Верхний гидрогеологический этаж включает грунтовые и пластовые воды в отложениях олигоцен-четвертичного возраста. Воды верхнего гидрогеологического этажа характеризуются свободным, реже затруднительным водообменом.

Для оценки гидрогеологических условий строительства большое значение имеют особенности подземных вод приповерхностной части разреза, в частности первых от поверхности водоносных горизонтов, находящихся в зоне взаимодействия проектируемых сооружений.

Появившийся и установившийся уровень подземных вод отмечен на глубине 0,10 - 9,00 м, абсолютные отметки находятся в интервале 81,57 - 91,06 м. Водоносный горизонт приурочен к болотным и озерно-аллювиальным отложениям. Вмещающими породами служат торф, а также суглинки мягкопалстичные, песок пылеватый.

Режим грунтовых вод района изысканий, согласно карте районирования относится к провинции Б сезонное, преимущественно весеннее и осеннее питание, подтипу обильного питания. В соответствии с графиком годового цикла колебаний уровня грунтовых вод, уровень подземных вод на момент изысканий находится в переходе к многолетнему минимуму.

Уровень подземных вод подвержен сезонным колебаниям с минимальными отметками в конце зимы и максимальным подъемом в весенне-летний период. Прогнозный подъем уровня подземных вод ожидается на 1,00 - 1,50 выше зафиксированного, а на заболоченных участках с приближением к поверхности.

Верхнюю часть разреза суходольных участков слагают суглинки тугопластичной и полутвердой консистенции, которые могут служить в качестве локальных водоупоров. В период весеннего снеготаяния, а также при обильном выпадении осадков на указанной территории возможно формирование верховодки.

Подземные воды имеют тесную гидравлическую связь с поверхностными водами ближайших водотоков. Питание осуществляется за счет выпадения осадков в виде дождя, таяния снега. Разгрузка подземных вод происходит в ближайшие водотоки и в нижележащие водоносные горизонты.

В общем виде конфигурация гидроизогипс подземных вод повторяет рельеф местности.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изн. № подл.	34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

По химическому составу грунтовые воды гидрокарбонатно-сульфатные натриево-магниевые.

По степени агрессивного воздействия подземные воды (согласно СП 28.13330.2017 табл. В.3):

По бикарбонатной щелочности (HCO_3^-) на бетон марки W4 – неагрессивные (2,10 - 2,20 мг-экв/дм³);

По водородному показателю (pH) на бетоны марок W4-W12 – неагрессивные (6,78 - 7,17 д. ед.);

По содержанию агрессивной углекислоты (CO_2) на бетон марки W4 – среднеагрессивные, на бетон марки W6 – слабоагрессивные, на бетон марки W8 – неагрессивные (65,40 - 95,70 мг/дм³).

По содержанию магниевых, аммонийных солей, едких щелочей и суммарному содержанию хлоридов, сульфатов, нитратов и других солей при наличии испаряющихся поверхностей грунтовые воды неагрессивные на бетоны марок W4 - W12 (СП 28.13330.2017 табл. В.3).

Согласно СП 28.13330.2017 табл. В.4 подземные воды неагрессивные по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред (SO_4 62,8 - 77,3 мг/дм³), содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4 - W8 (портландцементы и сульфатостойкие цементы).

Подземные воды среднеагрессивные на металлические конструкции при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50°C и скорости движения до 1 м/с согласно таб.Х.3 СП 28.13330.2017.

Коэффициент фильтрации грунтов K_f принимаемый для приближенных расчетов

- ИГЭ 204, 203, 202 суглинки $K_f = 0,005 - 0,04$ м/сут;

- ИГЭ 444 пески пылеватый $K_f = 0,10 - 2,00$ м/сут;

- ИГЭ 923 торфа сильноразложившиеся $K_f = 0,01 - 0,15$ м/сут.

2.5 Сведения об инженерно-геологических условиях района строительства

По сложности инженерно-геологических условий район работ следует отнести к категории III (сложной).

В результате анализа значений частных показателей физико-механических свойств грунтов с учётом геологического строения и литологических особенностей грунтов в пределах проектируемых объектов выделено пять (ИГЭ) инженерно-геологических элементов.

По относительной деформации пучения:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
											10

- ИГЭ 204 Суглинок мягкопластичный ($\epsilon_{fh} = 9,1 \%$) – сильнопучинистый;
 - ИГЭ 203 Суглинок тугопластичный ($\epsilon_{fh} = 6,2 \%$) – среднепучинистый;
 - ИГЭ 202 Суглинок полутвердый ($\epsilon_{fh} = 4,4 \%$) – сильнопучинистый;
 - ИГЭ 923 – Торф сильноразложившийся маловлажный ($\epsilon_{fh} = 12,4 \%$) – чрезмерно пучинистый.
- Нормативная глубина сезонного промерзания: суглинки и глины – 2,0 м, супеси, пески мелкие и пылеватые – 2,4 м, пески гравелистые, крупные и средней крупности – 2,6 м., для торфа - 1,0 м.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

3 СВЕДЕНИЯ О ФУНКЦИОНАЛЬНОМ НАЗНАЧЕНИИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА

3.1 Общие сведения

В составе проектируемого объекта «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство» предусмотрено строительство следующих объектов:

- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения до ЦПС Тямкинского месторождения;
- Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
- ВЛ-35 кВ от точки подключения к ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
- Автомобильная дорога от точки примыкания к автодороге на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения.

3.2 Куст скважин №1-бис

3.2.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

При обустройстве кустовой площадки обеспечивается выполнение следующих технологических операций:

- добыча нефти от добывающих скважин куста с осуществлением технологического контроля за процессом;
- первичный замер продукции скважин с целью контроля режима работы скважины;
- ввод ингибитора коррозии с целью обеспечения защиты технологических трубопроводов от процессов коррозии;
- закачка воды в водонагнетательные скважины для поддержания пластового давления;

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласению между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01				Лист
														12

– дренирование технологических аппаратов и трубопроводов.

Транспорт добытой нефти от объекта осуществляется по системе промыслового нефтесбора до точки врезки в действующий нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения.

Проектом предусмотрено поэтапное обустройство объекта, с последовательным вводом в эксплуатацию скважин. При этом учтён необходимый набор инфраструктуры, обеспечивающий автономность эксплуатации.

На момент бурения очередных по оси НДС скважин, согласно графику бурения, все действующие скважины куста, расположенные в радиусе 10 м плюс высота буровой вышки, будут временно законсервированы в целях соблюдения требований п.п. 6.1.24-6.1.26 СП 231.1311500.2015.

Согласно заданию на проектирование, проектом предусмотрена обязанность скважин с возможностью подключения каждой скважины к нефтегазосборному трубопроводу.

Основные технико-экономические показатели процесса добычи нефти на объекте представлены в таблице 3.1, геолого-физические характеристики продуктивных пластов, условия добычи нефти – в таблице 3.2, физико-химические свойства и состав добываемого попутного газа, нефти и пластовой воды – в таблицах 3.3, 3.4, 3.5.

Таблица 3.1 – Основные технико-экономические показатели процесса добычи нефти на объекте

Показатели	Единица измерения	Значение
Количество скважин, в том числе:	шт.	11
- добывающих	шт.	9
- водонагнетательных с отработкой «на нефть»	шт.	2
Добыча нефти на кустовой площадке	тыс. т / год	1,224...54,742
Добыча жидкости на кустовой площадке	тыс. т / год	2,715...128,063
Закачка воды для поддержания пластового давления	тыс. м ³ /год	3,393...158,698
Добыча попутного газа (с нефтью) на кустовой площадке	млн. ст. м ³ /год	0,1224...5,4742

Примечание - Основные технико-экономические показатели процесса добычи продукции на кустовой площадке №1-бис приняты на основании предоставленной динамики ООО «РН-Уватнефтегаз» – приложение № 3 к заданию на проектирование.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							13

Таблица 3.2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, условия добычи нефти на объекте

Показатели	Единица измерения	Величина
Начальная пластовая температура	°С	97,2
Газовый фактор	ст.м ³ /т. нефти	100
Для добывающих скважин:		
Способ добычи нефти	-	механизированный (УЭЦН)
Устьевое давление (рабочее), не более	МПа	3,6
Устьевое давление (максимальное возможное, расчетное)	МПа	4,0
Устьевая температура	°С	до плюс 80
Для водонагнетательных скважин:		
Рабочее давление на устье скважин, не более	МПа	19,0...20,0
Расчетное давление на устье скважин	МПа	21,0
Рабочая температура воды на устье скважин	°С	до плюс 30
Максимальная расчетная приёмистость одной водонагнетательной скважины, не более	м ³ /сут.	500

Таблица 3.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение
Плотность нефти при 20 °С		кг/м ³	862,4
Вязкость кинематическая при 20 °С		10 ⁻⁶ м ² /с	16,5
Вязкость кинематическая при 50 °С		10 ⁻⁶ м ² /с	6,5
Температура застывания, °С		°С	минус 13,8
Массовое содержание	Серы	% (масс.)	0,79
	Смол силикагелевых	% (масс.)	4,92
	Асфальтенов	% (масс.)	2,42
	Парафинов	% (масс.)	3,42
Температура плавления парафина		°С	56,7
Температура начала кипения		°С	59,4
Объемный выход фракций	н.к. – 100 °С	% (об.)	2,6
	до 150 °С	% (об.)	9,7
	до 200 °С	% (об.)	19,23
	до 250 °С	% (об.)	28,86
	до 300 °С	% (об.)	39,1
Молекулярная масса		г/моль	232,3

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	34215/П	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
											14

Таблица 3.4 – Компонентный состав попутного нефтяного газа при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях (P = 101 325 Па, T = 20 °С)

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, %(моль)
Сероводород	H ₂ S	-
Азот	N ₂	1,068
Углекислый газ	CO ₂	1,367
Метан	CH ₄	66,472
Этан	C ₂ H ₆	8,656
Пропан	C ₃ H ₈	11,497
i-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	1,954
n-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	4,603
i-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	1,062
n-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	1,343
Остаток (C ₆₊ + высшие)	-	1,98
Плотность газа, выделившегося из сепаратора измерительной установки, кг/ст.м ³	-	0,883
Относительная плотность по воздуху газа, выделившегося из сепаратора измерительной установки	-	0,677

Таблица 3.5 – Физико-химические свойства пластовой воды

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение	
Плотность при 20°С	кг/м ³	1013	
Минерализация	г/ л	17,81	
pH	-	7,3	
Содержание ионов	Cl ⁻	мг/л	8733,3
	SO ₄ ²⁻	мг/л	4124,1
	HCO ₃ ⁻	мг/л	2503,0
	Ca ²⁺	мг/л	107,6
	Mg ²⁺	мг/л	44,4
	Na ⁺ + K ⁺	мг/л	5537,2

Основные показатели по добыче продукции скважин на объекте представлены в таблице 3.6.

Назначение скважин на объекте приведено в таблице 3.7.

Инва. № подл.	34215/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							15

Таблица 3.6 – Динамика добычи на объекте

Год	Добыча, тыс. т / год		Закачка воды, тыс. м ³ / год
	нефти	жидкости	
2023	1,224	2,715	3,393
2024	54,742	128,063	158,698
2025	50,168	123,584	151,944
2026	46,911	122,525	149,363
2027	41,612	122,525	146,965
2028	35,472	122,861	144,539
2029	29,47	122,525	141,472
2030	24,376	122,525	139,168
2031	19,816	122,525	137,105
2032	16,136	122,861	135,79
2033	13,124	122,525	134,077
2034	10,54	122,525	132,908
2035	8,609	122,525	132,034
2036	7,204	122,861	131,75
2037	5,996	122,525	130,852
2038	5,087	122,525	130,44
2039	4,408	122,525	130,133
2040	3,894	122,861	130,252
2041	3,48	122,525	129,713
2042	3,168	122,525	129,572

Таблица 3.7 – Назначение скважин на объекте

Порядковый номер скважины по оси НДС	Геолог. номер скважины	Назначение	Расстояние до следующей скважины, м
1	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
2	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
3	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
4	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
5	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
6	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
7	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
8	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	15
9	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
10	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	8
11	-*	добывающая / водонагнетательная с отработкой «на нефть»	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
							16	
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.						
		34215/П						

Порядковый номер скважины по оси НДС	Геолог. номер скважины	Назначение	Расстояние до следующей скважины, м
--------------------------------------	------------------------	------------	-------------------------------------

Примечание - Для добывающих и водонагнетательных с отработкой «на нефть» скважин указано универсальное назначение без геологического номера, так как согласно заданию на проектирование, проектное назначение будет определено в процессе обустройства кустовой площадки. При этом общее количество добывающих – 9 и водонагнетательных с отработкой «на нефть» – 2 скважин на кустовой площадке соответствует графику строительства и остается неизменным в процессе бурения и обустройства, что не влияет на технико-экономические показатели кустовой площадки.

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 по физико-химическим свойствам добываемую на месторождении нефть можно отнести:

- по плотности – тип 2 (средняя);
- по массовому содержанию серы – класс 2 (сернистая).

Скорость коррозии металла при воздействии пластовой воды на сталь по оценочным данным (опыту эксплуатации смежных месторождений) составляет не более 0,1 мм/год.

Режим работы промысла круглосуточный, круглогодичный при 365 днях в году (8760 часов).

3.2.2 Характеристика принятой технологической схемы и отдельных параметров технологического процесса

Для обеспечения нормального функционирования кустовой площадки и обеспечения штатного режима добычи нефти предусмотрен следующий набор сооружений и оборудования (в соответствии с п. 6.2, ГОСТ Р 58367-2019):

- устья добывающих/водонагнетательных с отработкой «на нефть» скважин;
- площадки под агрегат подземного ремонта скважины (для операций по освоению скважины или ее капитальному ремонту) с местом для расположения инвентарных мостков для труб (складирование труб НКТ при капитальном ремонте скважины) и местами установки инвентарных якорей для ветровых и грузовых оттяжек агрегата подземного ремонта скважин;
- дренажная ёмкость $V = 5 \text{ м}^3$ подземная;
- блок технологический измерительной установки;
- установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа);
- места под дальнейшее размещение индивидуальных шкафов дозированной подачи хим. реагентов (типа СУДР) в затрубное пространство добывающей скважины.

Для универсальности в проекте для устья скважины введено обозначение «Добывающая/водонагнетательная с отработкой «на нефть» скважина», указывающее на

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

17

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

Изм. № подл.	34215/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

то, что в процессе обустройства кустовой площадки, предусмотрена обвязка устья скважины по следующим схемам:

- при определении проектного назначения скважины как добывающая, производится монтаж выкидного трубопровода (рассчитан на давление 4,0 МПа) с подключением скважины к сборному и замерному коллекторам через переключающий электроприводной трехходовой кран;
- при определении проектного назначения скважины как водонагнетательная с отработкой «на нефть» на период отработки «на нефть», производится монтаж выкидного трубопровода (рассчитан на давление 4,0 МПа) с подключением скважины к сборному и замерному коллекторам через переключающий электроприводной трехходовой кран. При переводе скважины в режим поддержания пластового давления производится перекрытие секущих задвижек на линиях подключения скважины к сборному и замерному коллекторам, демонтаж выкидной линии (рассчитана на давление 4,0 МПа) от скважины до секущей арматуры с установкой фланцевых заглушек, и монтаж высоконапорной линии (рассчитана на давление 21,0 МПа) с подключением к водоводу высокого давления через секущую задвижку.

Общее количество добывающих и водонагнетательных с отработкой «на нефть» скважин на кустовой площадке принято согласно графику строительства скважин и остается неизменным в процессе разбуривания и обустройства. Строительство и ввод скважин и сооружений на объекте будет производиться поэтапно.

Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) (УДХ-6101) классифицируется как вспомогательное сооружение (код ОКОФ 330.28 в идентификационных признаках). Закупка установки для обеспечения ингибиторной защиты производится по решению эксплуатирующей организации после определения опытным путем скорости коррозии в системе трубопроводов.

Схема принципиальная технологическая куста скважин с разбивкой на этапы строительства, экспликация трубопроводов, схемы принципиальные технологические обвязок фонтанной арматуры, а также планы расположения сооружений и оборудования представлены на чертежах:

- 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-001;
- 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-002.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
							18	
Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.						
		34215/П						

Таблица 3.8 – Количество скважин и технологического оборудования на объекте

Наименование	Количество, шт.
Добывающие скважины	9
Водонагнетательные с отработкой «на нефть» скважины	2
Блок технологический измерительной установки с подключением на одну скважину	1
Дренажная ёмкость V=5м ³ подземная	1
Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	1
Место под индивидуальный шкаф дозирования реагента в затрубное пространство добывающей скважины*	11

Примечание - Место под индивидуальный шкаф дозирования реагента предусмотрено напротив устья каждой добывающей и водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины. Установка индивидуальных шкафов дозирования реагента (СУДР) данным проектом не предусмотрена. Проектом предусмотрено место для их размещения в случае возникновения необходимости обеспечения ингибиторной защиты. Подключение к инженерным сетям осуществляется силами эксплуатирующей организации.

3.2.2.1 Основные факторы, определяющие выбор технологической схемы и оборудования

Основные технологические решения и принципиальные технологические схемы объекта разработаны с учётом типовых решений по обустройству кустовых площадок ООО «РН-Уватнефтегаз», а также исходя из следующих особенностей месторождения:

- расположение в заболоченной местности, большая продолжительность холодного периода года, экстремально низкие температуры;
- удалённость месторождения от ближайших населенных пунктов и инфраструктуры.

3.2.2.2 Описание технологической схемы работы объекта

Технологическая схема и оборудование кустовой площадки предусматривают герметизированную систему сбора продукции скважин, максимальную автоматизацию процесса добычи и транспорта, исключаящую необходимость постоянного пребывания персонала на объекте.

а) Система нефтедобычи, сбора и замера

Нефтяная эмульсия, добываемая механизированным способом из скважин, подается насосами ЭЦН на устья, оборудованные фонтанной арматурой, с давлением 1,0...3,6 МПа и температурой до плюс 80 °С.

Продукция добывающей/водонагнетательной с отработкой «на нефть» (в период отработки) скважины направляется по выкидному трубопроводу на переключающий

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

19

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
34215/П					

электроприводной трёхходовой кран. Данный кран обеспечивает переключение работы добывающей скважины на сбор или замер. Переключение скважины на замер осуществляется в автоматическом режиме по заданной программе или принудительно (в ручном режиме) по сигналу из операторной.

Для возможности замены трёхходового крана без остановки добычи на всём объекте на подключениях к сборному и замерному коллектору устанавливается отсекающая арматура.

Для исключения обратного тока жидкости из сборного коллектора в скважину (при остановке ЭЦН), на выкидном трубопроводе от скважины установлен обратный клапан.

Для снижения давления в затрубном пространстве добывающей скважины предусматривается соединение его с выкидным трубопроводом от скважины через омываемый обратный клапан.

Для возможности осуществления лабораторного контроля состава и свойств добываемой жидкости на выкидных линиях от скважин установлены пробоотборники.

При работе скважины на сбор, её продукция направляется в нефтесборный коллектор и, совместно с продукцией других скважин, подаётся в промысловый трубопровод транспорта продукции скважин.

При работе скважины на замер, её продукция поступает по замерному коллектору на вход измерительной установки, в которой производится оценка работы скважины путём замера следующих параметров продукции скважины: температуры, давления, расхода жидкости, расхода газа, обводнённости продукции.

После измерения продукция скважины подаётся от измерительной установки в нефтесборный коллектор.

Для возможности отсечения сборного коллектора куста скважин от промыслового трубопровода нефтесбора в аварийных ситуациях, на данном трубопроводе установлена электроприводная арматура (01-ЭЛА-1200), обеспечивающая автоматическое отключение куста скважин от нефтесборной сети (закрытие 01-ЭЛА-1200) по сигналам систем противоаварийной защиты в случае аварийно низкого, аварийно высокого давления в нефтесборном коллекторе куста, пожаре на кустовой площадке.

Для защиты нефтесборного коллектора от коррозии, в него предусматривается подача ингибитора коррозии из установки дозирования хим. реагентов (шкафного типа), оснащённой расходной емкостью и насосом-дозатором. Установка расположена в районе последней добывающей скважины по оси НДС. Подключение установки к защищаемому нефтесборному коллектору предусмотрено посредством гибкого металлополимерного рукава с резьбовыми наконечниками. Данный рукав подачи хим. реагента подключен в районе стыковки последней скважины по оси НДС с нефтесборным коллектором. Также

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
																20

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

предусмотрено перспективное подключение в районе стыковки предпоследней по оси НДС скважины с нефтесборным коллектором. На трубопроводе подачи хим. реагента установлен обратный клапан, фланцевый секущий клапан и устройство ввода. Для осуществления герметичного закрытого дренажа ёмкостей, расположенных внутри шкафа дозирования хим. реагента, предусмотрена дренажная линия, с установленной секущей задвижкой внутри шкафа. В случае необходимости дренирование емкости с хим. реагентом будет выполнено в передвижную дренажную ёмкость, через фланцевое соединение, с подключением гибкого шланга.

Для контроля коррозии на трубопроводе нефтесбора предусмотрен узел контроля коррозии, представляющий собой установленную вертикально на трубопроводе задвижку. На данную задвижку монтируется устройство для контроля коррозии методом образца-свидетеля.

Если в процессе эксплуатации скважинного оборудования возникает необходимость обеспечения его ингибиторной защитой, то скважина, по решению эксплуатирующей организации из имеющихся в наличии, оснащается мобильным шкафом дозирования хим. реагента (типа СУДР). Шкаф устанавливается на специально предусмотренное для него место и подключается к инженерным сетям. В шкафу размещена расходная ёмкость и насос-дозатор. Ввод хим. реагента для борьбы с солеотложением, коррозией, парафиноотложением в затрубное пространство скважины осуществляется через инструментальный фланец, устанавливаемый на фонтанную арматуру. Данным проектом предусмотрено только место для размещения СУДР и резерв мощности для его подключения. Подключение к инженерным сетям осуществляется эксплуатирующей организацией и не предусмотрено данным проектом.

Для возможности поэтапного обустройства и ввода скважин на границах этапов строительства на коллекторах нефтесбора, нефтезамера предусмотрены фланцевые пары с поворотными заглушками. Допускается их исключение между одновременно обустраиваемыми скважинами. При этом установка секущих задвижек и фланцевых пар с обтюраторами между группами скважин остается обязательной.

б) Система заводнения нефтяных пластов

Режим эксплуатации нефтяных залежей на объекте принят с поддержанием пластового давления, путем закачки требуемого количества воды через водонагнетательные скважины в нефтяные пласты.

Вода с давлением 19,0...20,0 МПа и температурой до 30 °С по высоконапорному водоводу, проложенному вдоль всего фронта скважин, подается к каждой водонагнетательной скважине для обеспечения заводнения нефтяных пластов. На линии

Изн. № подл.	34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

подачи (водонагнетательная скважина) воды от коллектора до устья скважины установлены:

- секущая арматура, в непосредственной близости от высоконапорного водовода для осуществления отключения скважины во время проведения работ по капитальному ремонту;
- ручной регулятор расхода (кран шаровой дроссельный), позволяющий регулировать объём воды, закачиваемой в каждую водонагнетательную скважину индивидуально;
- расходомер, позволяющий контролировать объём закачки воды в каждую скважину;
- манометр для контроля устьевого давления;
- фланцевая пара для осуществления демонтажа части трубопровода (от фонтанной арматуры до фланцевой пары) для проведения работ по капитальному и текущему ремонту скважины.

Все водонагнетательные скважины в начальный период отработываются «на нефть». После отработки скважины «на нефть» её переводят на водонагнетание: секущие задвижки на линиях подключения скважины к сборному и замерному коллекторам перекрываются, производится демонтаж выкидной линии от скважины до секущей арматуры. На секущую арматуру устанавливаются заглушки. Производится монтаж высоконапорной линии с подключением к водоводу высокого давления через секущую задвижку.

в) Система опорожнения технологических трубопроводов и аппаратов

Опорожнение технологических трубопроводов и аппаратов на объекте осуществляется в подземную дренажную ёмкость. Откачка из ёмкости осуществляется с помощью передвижных средств, с последующим вывозом жидкости на площадку подготовки нефти для утилизации (путём подачи в технологический процесс). Для защиты от попадания внутрь ёмкости пламени на вентиляционном патрубке ёмкости устанавливается огнепреградитель.

г) Осуществление работ по подготовке скважин к текущему и капитальному ремонту

Операции по освоению скважины, её текущему и капитальному ремонту осуществляются с применением отечественного агрегата для подземного ремонта скважин марки А-60/80. Для его размещения вблизи устья скважины предусмотрены специальная бетонная площадка для его установки и место для установки инвентарных мостков для труб НКТ. Для крепления ветровых и грузовых оттяжек агрегата подземного ремонта скважины определены места установки инвентарных якорей. Инвентарные

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
																22

мости для труб и якоря привозятся на территорию кустовой площадки перед началом ремонта или хранятся на ней (на усмотрение эксплуатирующей организации).

Для установки агрегата для подземного ремонта скважин и проведения ремонтных работ предусмотрена возможность демонтажа части трубопровода от скважины (от фонтанной арматуры до секущей задвижки на выкидной линии).

Опорожнение выкидного трубопровода при ремонтных операциях производится в инвентарные поддоны с последующим сливом в дренажную ёмкость, размещаемую на кустовой площадке. На грунт под поддоны укладывается изолирующий материал. Откачка утечек из поддона осуществляется передвижными средствами.

3.2.3 Планировочные решения

В основу планировочного решения плана положены следующие принципы:

- группирование объектов по функциональному назначению;
- рациональное проектирование транспортных и инженерных коммуникаций;
- экономное использование территории.

Размеры куста скважин № 1-бис на период инженерной подготовки приняты на основании типовой схемы куста скважин на период бурения, обоснованы количеством разбуриваемых скважин, размещением бурового оборудования и сооружений на период эксплуатации куста скважин. Максимальные габаритные размеры в плане по верху обвалования 306,45 x 159,90 м.

На площадке предусмотрен запас песка для подсыпки приустьевого пространства после бурения с учетом 40 м³ на одну скважину.

Количество скважин на кустовой площадке – 11 шт. принято на основании п. 2.2 РД 08-435-02 и п. 6.1.18 СП 231.1311500.2015. Количество скважин в группе составляет – 8 скважин, что не противоречит стандарту «ТНК-Уват» обеспечение пожарной безопасности объектов, расположенных на месторождениях тюменской области ВНПБ 11-11.

Ориентирование площадки и размещение сооружений выполнено с учетом координат первой скважины, направления движения станка и подхода инженерных коммуникаций. Проектируемые сооружения по их функциональному назначению размещены на территории куста скважин с учётом зонирования и условно разделены на производственную и вспомогательную зоны.

В производственной зоне размещены следующие здания и сооружения:

- поз. 1.1-1.11 Устье добывающей/водонагнетательной скважины с отработкой "на нефть";
- поз. 5.1 Блок технологический измерительной установки;

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
																23

- поз. 6 Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа);
- поз. 7 Дренажная ёмкость V=5 м3 подземная.

Сооружения, отнесённые в производственную зону, преимущественно размещены в районе первой скважины в центральной части куста скважин за исключением поз. 6. Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа), расположенной в районе последней скважины. Размещение сооружений выполнено с учетом соблюдения требований противопожарных норм и правил.

Расстояние между скважинами принято 8 метров, между группами скважин 15 метров, что не противоречит требованиям табл.2 и п.6.1.19 СП 231.1311500.2015.

Расстояния от блока технологического измерительной установки (поз. 5.1) до ближайшей добывающей скважины (поз.1.1) составляет 21 м, что не противоречит табл.2 СП 231.1311500.2015.

Расстояния от блока технологического измерительной установки (поз. 5.1) до дренажной ёмкости V=5 м3 подземная (поз. 7) составляет 19,50 метров, что не противоречит табл.2 СП 231.1311500.2015.

Расстояния от установки дозированной подачи химреагента (шкафного типа) (поз. 6) до ближайшего устья скважины (поз 1.11) составляет 12,00 метров, что не противоречит табл.2 СП 231.1311500.2015.

Расстояния от установки дозированной подачи химреагента (шкафного типа) (поз. 6) до ближайшего устья скважины (поз 1.12) составляет 14,00 метров, что не противоречит табл.2 СП 231.1311500.2015.

Сооружения, отнесенные в зону вспомогательных сооружений, размещены преимущественно в юго-восточной части куста скважин. За исключением прожекторной мачты поз.8.2, которая размещена в северо-западной части куста скважин.

В зону вспомогательных сооружений отнесены следующие здания и сооружения:

- поз. 8.1, 8.2 Прожекторная мачта с молниеотводом;
- поз.11 Площадка под энергооборудование в составе:
- поз.5.2 Блок контроля и управления;
- поз.12 КТП 35/0,4 кВ;
- поз.13.1-13.11 Трансформатор ТМПНГ;
- поз. 14.1-14.11 Станция управления;
- поз. 16.1-16.11 Фильтр сетевой активный ФСА;
- поз.18.1-18.2 Пожарный водоем.

Сооружения, отнесенные в зону вспомогательных сооружений, размещены преимущественно в юго-восточной части куста скважин. За исключением прожекторной мачты поз.8.2, которая размещена в северо-западной части куста скважин.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01				Лист
													24

Расстояние от блока технологического измерительной установки (поз. 5.1) до Блок КТП 35/0,4 кВ (поз. 12) составляет 32,4 метра, что не противоречит табл. 7.3.13 ПУЭ.

Расстояния между блоками КТП 35/0,4 кВ (поз. 12), станциями управления (поз. 14.1-14.11), трансформаторами ТМПНГ (поз. 13.1-13.11), блоком контроля и управления (поз.5.2), фильтрами сетевыми активными ФСА (поз.16.1-16.2) не нормируется в соответствии п. 4.2.67 ПУЭ

В проекте предусматривается два въезда на площадку куста скважин № 1-бис.

У каждого въезда за пределами куста предусмотрена площадка для стоянки пожарной техники размером 20х20 м.

Инженерные сети на кусте прокладываются преимущественно надземным способом. Предусматривается совместная прокладка технологических, электрических сетей, водоводов, кабелей КИП и связи по стойкам и эстакадам. Подземным способом прокладываются частично кабели КИП и электрические.

Для обеспечения подъездов к проектируемому оборудованию, проезда пожарной и ремонтной техники, запроектированы внутриплощадочные проезды. Система проездов кольцевая и тупиковая с разворотной площадкой в конце проезда размером не менее 15,00х15,00 м.

На подъездах к кусту скважин и внутриплощадочных проездах принято покрытие капитального типа, которое имеет устойчивые во времени ровность и шероховатость поверхности, необходимые для обеспечения расчетных скоростей и безопасности движения.

- покрытие – сборные ж.б. плиты 1ПДН-14 по ГОСТ Р 56600-2015;
- геополотно;
- основание и дополнительный слой основания из песка средней крупности, толщиной 0,60 м.

Обочины подъездов устраиваются из щебня фракции 40-70 мм.

Проектом предусматривается возможность поэтапного обустройства куста скважин, с учетом ввода в эксплуатацию каждой скважины отдельно. При этом учитывается необходимый набор инфраструктуры, обеспечивающий автономность эксплуатации.

В таблицах 3.9-3.19 приведены позиции сооружений по генплану куста скважин № 12-бис в соответствии с этапами строительства.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист

Таблица 3.9 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина первой позиции

Номер по плану	Наименование
1.1	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с отработкой "на нефть"
5.1	Блок технологический измерительной установки
7	Ёмкость подземная дренажная V=5 м ³
8.1	Прожекторная мачта с молниеотводом
11	Площадка под энергооборудование в составе:
(5.2)	Блок контроля и управления
(13.1)	Трансформатор ТМПНГ
(14.1)	Станция управления
18.1-18.2	Пожарный водоём
Примечание - Положения, приведённые в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Таблица 3.10 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина второй позиции

Номер по плану	Наименование
1.2	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с отработкой "на нефть"
(13.2)	Трансформатор ТМПНГ
(14.2)	Станция управления
Примечание - Положения, приведённые в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Таблица 3.11 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина третьей позиции

Номер по плану	Наименование
1.3	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с отработкой "на нефть"
(13.3)	Трансформатор ТМПНГ
(14.3)	Станция управления
Примечание - Положения, приведённые в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Таблица 3.12 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина четвертой позиции

Номер по плану	Наименование
1.4	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с отработкой "на нефть"
(13.4)	Трансформатор ТМПНГ
(14.4)	Станция управления
Примечание - Положения, приведённые в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							26
							Формат А4

Таблица 3.13 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина пятой позиции

Номер по плану	Наименование
1.5	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с обработкой "на нефть"
(13.5)	Трансформатор ТМПНГ
(14.5)	Станция управления
Примечание - Положения, приведенные в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Таблица 3.14 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина шестой позиции

Номер по плану	Наименование
1.6	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с обработкой "на нефть"
(13.6)	Трансформатор ТМПНГ
(14.6)	Станция управления
Примечание - Положения, приведенные в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Таблица 3.15 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина седьмой позиции

Номер по плану	Наименование
1.7	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с обработкой "на нефть"
(13.7)	Трансформатор ТМПНГ
(14.7)	Станция управления
Примечание - Положения, приведенные в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Таблица 3.16 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина восьмой позиции

Номер по плану	Наименование
1.8	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с обработкой "на нефть"
(13.8)	Трансформатор ТМПНГ
(14.8)	Станция управления
Примечание - Положения, приведенные в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм. № подл.	34215/П
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							27

Таблица 3.17 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина девятой позиции

Номер по плану	Наименование
1.9	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с обработкой "на нефть"
(13.9)	Трансформатор ТМПНГ
(14.9)	Станция управления
Примечание - Положения, приведённые в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Таблица 3.18 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина десятой позиции

Номер по плану	Наименование
1.10	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с обработкой "на нефть"
(13.10)	Трансформатор ТМПНГ
(14.10)	Станция управления
Примечание - Положения, приведённые в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Таблица 3.19 – Положения сооружений по генплану, входящие в этап строительства: Скважина одиннадцатой позиции

Номер по плану	Наименование
1.11	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с обработкой "на нефть"
6	Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)
8.2	Прожекторная мачта с молниеотводом
(13.11)	Трансформатор ТМПНГ
(14.11)	Станция управления
Примечание - Положения, приведённые в скобках, располагаются на площадке энергооборудования	

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
34215/П		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							28

3.3 Промысловый трубопровод

3.3.1 Категория и класс промышленного трубопровода

Исходя из потенциальной опасности для жизни и здоровья населения и персонала, возможного ущерба природной среде, а также имуществу объектов промысла, ГС и ПХГ в соответствии с действующим нормативным документом Российской Федерации ГОСТ Р 55990-2014 (п. 6.2, таблица 1) трубопровод относится к 7-ой категории по классификации транспортируемого продукта.

Исходя из назначения и параметров, в соответствии с действующим нормативным документом Российской Федерации ГОСТ Р 55990-2014:

- нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения (далее по тексту – нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис) относится к промышленным трубопроводам II класса, категории Н.;

- нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения (далее по тексту – нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1, участок Т.14-Т.15) относится к промышленным трубопроводам II класса, категории Н.

На основании таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 для нефтегазосборных трубопроводов принята категория С:

- на переходах через автомобильные включая участки по 25 м в каждую сторону от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна;

- на узлах запорной арматуры, а также участки трубопровода длиной 250 м, примыкающий к узлам;

- на пересечениях с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации.

На основании ПУЭ (изд. 7), п. 2.5.290 для нефтегазосборного трубопровода принята категория С при пересечении с ВЛ на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения.

3.3.2 Пропускная способность промышленного трубопровода

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин №1 и №1-бис предназначены для транспорта нефтегазовой смеси от площадки кустов №1 и №1-бис

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист

Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения.

Максимальный объем перекачиваемой жидкости:

- участок от куста №1-бис до Т.15 – 117,75 тыс.м³/год;
- участок Т.15 –Т.13 – 615,43 тыс.м³/год.
- участок Т.14 –Т.15 – 497,68 тыс.м³/год.

Исходные данные, положенные в основу расчета промысловых трубопроводов представлены в таблицах 3.20 – 3.25.

Таблица 3.20 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение
Плотность нефти при 20 °С		кг/м ³	869
Вязкость кинематическая при 20 °С		мПа*с	21,73
Массовое содержание	Серы	% (масс.)	0,83
	Смол силикагелевых	% (масс.)	6,64
	Асфальтенов	% (масс.)	1,1
	Парафинов	% (масс.)	3,61
Температура застывания		°С	-8
Температура плавления парафина		°С	56
Температура начала кипения		°С	76
Объемный выход фракций	н.к. - 100 °С	% (об.)	-
	до 150 °С	% (об.)	24
	до 200 °С	% (об.)	24
	до 250 °С	% (об.)	24
	до 300 °С	% (об.)	37
Молярная масса		г/моль	2463

Таблица 3.21 – Компонентный состав попутного нефтяного газа при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях (P=101 325 Па, T=20°С)

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, %(мол.)
Сероводород	H ₂ S	-
Углекислый газ	CO ₂	0,71
Азот	N ₂	1,41
Метан	CH ₄	81,85
Этан	C ₂ H ₆	7,81
Пропан	C ₃ H ₈	5,38
и-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,75
н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	1,4
и-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,25
н-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,27
Гексаны	C ₆ H ₁₄	0,13

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	34215/П	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01		Лист
												30

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, %(мол.)
Гептаны	C7H16	0,04 (C7 + высшие)
Октаны	C8H18	-
Остаток (C9 + высшие)	-	-

Таблица 3.22 - Физико-химические свойства и ионный состав пластовой воды

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение	
Плотность при 20°C	кг/м³	1007	
Минерализация	г/л	15	
pH		7,4	
Содержание ионов	Cl ⁻	г/л	9,063
	SO ₄ ²⁻	г/л	0,0528
	HCO ₃ ⁻	г/л	1,739
	Ca ²⁺	г/л	0,184
	Mg ²⁺	г/л	0,0476
	Na ⁺ + K ⁺	г/л	6,268

Таблица 3.23 - Исходные данные для гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода

Наименование показателя	Единица измерения	Величина
Протяженность трассы:		
- K1 – точка подключения (участок от Т.14 до Т.15)	м	1888
- K1-бис – точка подключения	м	1750
Количество рабочих дней в году	дней	365
Температура жидкости на выходе из K2-бис	°C	80,0
Давление в начале участка на выходе из K1-бис, не более	МПа	3,6
Максимальное рабочее давление	МПа	4,0
Теплопроводность грунта	Вт/мК	2,6
Температура грунта на глубине прокладки в зимний период	°C	0

Таблица 3.24 - Объемы добываемой продукции на 2024 год

Номер куста	Наименование	Значение
МФНС	Добыча нефти, тыс.т/год	2289
	Добыча жидкости, тыс.т/год	2586,8
	Газовый фактор, м³/м³	55,23
Куст №1 Северо-Тямкинского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	295,39
	Добыча жидкости, тыс.т/год	914,5
	Газовый фактор, м³/м³	86,14
Куст №1-бис Северо-Тямкинского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	54,74
	Добыча жидкости, тыс.т/год	128,1
	Газовый фактор, м³/м³	86

Изн. № подл.	34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							31

3.3.3 Обоснование диаметра промышленного трубопровода

Диаметр нефтегазосборных трубопроводов определен на основании результатов гидравлического расчета.

Гидравлический расчет трубопровода выполнен на максимальный объем транспорта продукта от кустов скважин №1, №1-бис Северо-Тямкинского месторождения.

Результаты гидравлического расчета трубопроводов представлены в таблице 3.25.

Таблица 3.25 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборных трубопроводов от кустов №1 и №1-бис Северо-Тямкинского месторождения на 2024 год (год максимальной добычи)

Участок	d, мм	Q _ж , м ³ /сут.	P _н , МПа	P _к , МПа	t _н , °С	t _к , °С	V, м/с
МФНС - Т.5	530	8092,0	2,14	2,12	80,00	75,54	1,56
Т.5 - Т.11	530	8092,0	2,12	1,52	75,54	9,86	1,56
К1 Сев.-Тямк - Т.14	219	2604,1	1,69	1,68	60,00	59,84	2,96
Т.14 - Т.11	219	1035,0	1,68	1,52	59,84	33,04	1,14
Т.11 - Т.13	530	9127,1	1,52	1,43	14,03	11,48	1,31
Т.14 - Т.15	219	1569,1	1,68	1,51	59,84	46,99	1,73
К1бис Сев.-Тямк - Т.15	219	371,3	1,52	1,51	80,00	63,67	0,35
Т.15 - Т.13	273	1940,4	1,51	1,42	49,97	41,71	1,47
Т.13 - ЦПС	530	11067,5	1,43	0,60	19,01	8,83	3,28

Анализ гидравлического расчета показал, что для транспорта заданного количества продукции требуются трубопроводы диаметром:

- DN200 на участке от Т.14 до Т.15;
- DN200 на участке от куста №1-бис до Т.15;
- DN250 на участке от Т.15 до Т.13.

3.3.4 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

Рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации, составляет:

- 1,51 МПа – 1,68 МПа на участке от Т.14 до Т.15;
- 1,51 МПа – 1,52 МПа на участке от куста №1-бис до Т.15;
- 1,51 МПа – 1,42 МПа на участке от Т.15 до Т.13.

Максимально допустимое рабочее давление 4,0 МПа.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

32

3.3.5 Обоснование толщины стенки труб

Выбор труб произведен на основании ГОСТ Р 55990-2014 и методических указаний Компании № П4-06 М-0111 «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» и сортамента труб, выпускаемых отечественной промышленностью.

Выбор деталей трубопроводов произведен на основании ГОСТ Р 55990-2014 и методических указаний Компании № П4-06 М-0116 «Соединительные детали трубопроводов».

К строительству нефтегазосборного трубопровода приняты трубы стальные прямошовные, выполненные контактной сваркой токами высокой частоты, из низколегированной стали, класса прочности не ниже К48, в заводской внутренней и наружной антикоррозионной изоляции.

Для футляров приняты трубы стальные электросварные прямошовные, выполненные контактной сваркой токами высокой частоты, класса прочности не ниже К48, без заводской внутренней и наружной антикоррозионной изоляции.

Технические характеристики применяемых труб на линейной части представлены в таблицах 3.26-3.27.

Таблица 3.26 - Технические характеристики прямошовных труб

Класс прочности	σ вр., МПа	σ тек., МПа	Минимально допустимые значения ударной вязкости КСУ-60°С. Дж/см ² (кгс*м/см ²)	
			основной металл	сварные соединения
К48	460	360	45,0	45,0

Таблица 3.27 - Технические характеристики прямошовных труб для футляров

Класс прочности	σ вр., МПа	σ тек., МПа	Минимально допустимые значения ударной вязкости КСУ-60 °С. Дж/см ² (кгс*м/см ²)	
			основной металл	сварные соединения
К48	460	360	24,5	29,4

Таблица 3.28 - Потребное количество труб

Наименование	Количество	Масса ед.	Примечание
Труба 219x8	2273 м	41,63 кг/м	
Труба 273x8	1365 м	52,28 кг/м	
Труба 426x10 (футляр)	48 м	102,59 кг/м	
Труба 530x10 (футляр)	15 м	128,24 кг/м	

При выборе толщины стенки труб был учтен расчет балластировки трубопровода.

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

33

Принятая толщина стенки труб определялась с учетом:

- требований ГОСТ Р 55990-2014;
- технической прочности труб, отвечающей требованиям действующих стандартов;
- сортамента труб, выпускаемых отечественной промышленностью;
- требований Заказчика ООО «РН-Уватнефтегаз».

Толщина стенки труб рассчитана с учетом продольных осевых сжимающих напряжений и безопасного срока эксплуатации трубопроводов 20 лет.

3.3.6 Обоснование мест установки запорной арматуры

Для обеспечения безаварийной работы трубопроводов, согласно ГОСТ Р 55990-2014 и Техническим условиям Заказчика запорная арматура предусмотрена:

- на узле подключения №1 (Т.14) нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1, совмещенного с узлом для подключения мобильной камеры запуска СОД;
- на узле подключения нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1-бис к технологическому трубопроводу на кусте скважин №1-бис;
- на узле подключения №2 (Т.15) нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №1-бис и от куста скважин №1, совмещенного с узлами для подключения мобильных камер приема/запуска СОД;
- на узле №4(ПК11+84.96) для перспективного подключения нефтегазосборного трубопровода от скважины №224Р;
- на узле подключения №5 (Т.13) нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1-бис в нефтегазосборный трубопровод «МФНС Южно-Петъегского месторождения - ЦПС Тямкинского месторождения»;
- на узлах для мониторинга состояния внутреннего покрытия труб, находящихся на площадках узлов запорной арматуры для подключения мобильных камер приема СОД

Потребное количество арматуры, приведено в таблице 3.29.

Таблица 3.29 – Потребное количество арматуры

Номер объекта	Тип арматуры	Количество, шт.
УЗА №1 (Т.14)	Кран шаровой DN200, PN40, фланцевый	6
	Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая	7
УЗА №2 (ПК0)	Кран шаровой DN200, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая	2
УЗА №3 (Т.15)	Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый	4
	Кран шаровой DN200, PN40, фланцевый	5
	Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый	2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

34

Номер объекта	Тип арматуры	Количество, шт.
	Задвижка клиновья DN80, PN40, фланцевая	10
УЗА №4 (ПК11+91.93)	Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый	1
	Кран шаровой DN100, PN40, фланцевый	1
	Обратный клапан DN100, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновья DN80, PN40, фланцевая	3
УЗА №5 (Т.13)	Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый	3
	Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновья DN80, PN40, фланцевая	4

3.3.7 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода

Основным критерием выбора трассы служили минимизация ущерба окружающей природной среде, обеспечение высокой эксплуатационной надежности.

При выборе трассы учитывались инженерно-геологические условия района строительства, сложившаяся транспортная схема, а также наличие существующих коридоров коммуникаций.

При выборе трасс учтены расстояния от объектов, расположенных вблизи проектируемого трубопровода и расстояния между существующими и проектируемыми коммуникациями в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п. 7.2 и 8) и ПУЭ (п. 2.5.287-2.5.290 при подземной прокладке) и п. 2.5.278 (до надземной части запорной арматуры):

- от ВЛ 35 кВ – не менее 5 м (при подземной прокладке);
- не менее полукратной высоты опоры от ВЛ до надземной арматуры;
- от подошвы насыпи автодороги – не менее 10 м;
- не менее 5 м от существующего трубопровода DN100.

На всем протяжении трассы принят подземный способ прокладки.

Повороты трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполняются упругим изгибом сваренной нити или с помощью крутоизогнутых отводов радиусом 1,5DN и 5DN.

По трассе трубопровода предусмотрены П-образные и трапецеидальные компенсаторы для исключения гофр при температурных расширениях.

По трассе трубопроводов предусмотрена установка знаков опознавательных с указанием на них километража. В соответствии с п. 32, 33 Приложения А, знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 500 м, а также дополнительно на углах поворота. Предупредительные знаки устанавливаются на пересечениях с автодорогами и реками по одному знаку с каждой стороны перехода и по одному при пересечении с коммуникациями и ВЛ.

Состав проектируемых сооружений трубопроводов приведен в таблице 3.30.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

35

Таблица 3.30 - Перечень проектируемых сооружений

Наименование объектов	Характеристика	Количество
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения	DN200, PN40	385 м
	DN250, PN40	1365 м
Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	DN200, PN40	1888 м

Трубопровод устойчив к ожидаемым механическим, температурным напряжениям и коррозионному воздействию.

Пересечение трубопроводом автомобильных дорог выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Переходы проектируемого трубопровода через автодорогу запроектированы подземно открытым способом в защитном футляре.

Глубина прокладки трубопровода под дорогой принята не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра.

Для защиты изоляции трубопровода при протаскивании через защитный футляр устанавливаются опорно-направляющие кольца. Концы футляра заделываются резиновыми герметизирующими манжетами с хомутами-стяжками. Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на нее устанавливается защитное укрытие.

Информация о количестве пересекаемых автомобильных дорог приведена в таблице 3.31.

Таблица 3.31 - Ведомость пересекаемых автомобильных дорог

Взам. инв. №	Подп. и дата	Ось дороги	Тип пересекаемой автомобильной дороги	Тип покрытия	Угол пересечения	Способ перехода	Владелец	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
		Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения												
		0+90.95	Изысканная трасса автомобильной дороги от автодороги на куст	-	90°	Траншейный в футляре	ООО «РН-Уватнефтегаз»							
Инва. № подл.	34215/П												1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
														36

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласению между Разработчиком и Заказчиком

Ось дороги	Тип пересекаемой автомобильной дороги	Тип покрытия	Угол пересечения	Способ перехода	Владелец
Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения					
	№1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения (ПК21+22.36)				
3+50.04	Технологический вдольтрассовый проезд от куста №1 Северо-Тямкинского месторождения до Радонежского месторождения (1750619/0156Д)	-	90°	Траншейный в футляре	ООО «РН-Уватнефтегаз»

Проектируемые трубопроводы при своем следовании пересекают существующие ВЛ. Пересечения с линиями электропередач осуществляется в соответствии с ПУЭ МинЭнерго России и ГОСТ Р 55990-2014.

При пересечении расстояние от заземлителя или подземной части опоры составляет не менее 5 м.

Информация о количестве пересекаемых ВЛ приведена в таблице 3.32.

Таблица 3.32 - Ведомость пересекаемых ВЛ

Пикет	Тип пересекаемой ВЛ	Угол пересечения	Способ перехода
Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения			
1+15.74	каб. 380В	12°00'	Траншейный
1+42.18	ВЛ 35 кВ	59°00'	Траншейный
2+94.93	каб. 380В	25°00'	Траншейный
4+15.18	каб. 380В	25°00'	Траншейный
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения			
4+65.81	ВЛ 220 кВ Демьяновское - Пихтовое	75°00'	Траншейный
12+10.73	каб. 380В	58°00'	Траншейный

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	34215/П

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

37

Решения по переходу водных преград приняты в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

Проектируемые трубопроводы пересекают реку Лосиная (Первая) и ручей. Переход через реку предусмотрен подземно открытым способом в защитном футляре DN400 (на пересечении р. Лосиная) и DN500 (на пересечении ручья).

Заглубление принято не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла ручья с учетом возможных деформаций в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна реки до верха забалластированного футляра на трубопроводе.

Для защиты изоляции трубопровода при протаскивании через защитный футляр устанавливаются опорно-направляющие кольца. Концы футляра заделываются резиновыми герметизирующими манжетами с хомутами-стяжками. Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на нее устанавливается защитное укрытие.

Информация о количестве пересекаемых водных преград приведена в таблице 3.33.

Таблица 3.33 - Ведомость пересечений с водными преградами

Пикет	Наименование водотока	Ширина в межень	Глубина в межень	Способ перехода
Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения				
10+44.91	р. Лосиная (Первая)	3,99	0,5	Траншейный в футляре
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения				
14+64.20	ручей без названия	4,22	0,5	Траншейный в футляре

Проектируемые трубопроводы пересекают подземные коммуникации.

Проектные решения по прокладке трубопроводов в местах пересечения выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и определяются необходимостью соблюдения следующих нормативных требований по обеспечению эксплуатационной безопасности:

- расстояние по вертикали в свету между проектируемыми трубопроводами не менее 350 мм;

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							38

- земляные работы в местах пересечения с существующими подземными коммуникациями производятся вручную без применения ударных механизмов на расстоянии не менее 2 м в обе стороны от оси трубы.

Информация о количестве пересекаемых подземных коммуникаций приведена в таблице 3.34.

Таблица 3.34 - Ведомость пересекаемых коммуникаций

Пикетаж	Тип пересекаемой коммуникации	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения	Глубина заложения, м	Способ перехода
Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения					
3+38.87	нефтепровод	114	89°00'	1,00	Траншейный
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения					
3+75.35	нефтепровод	114	90°00'	1,00	Траншейный

3.4 Транспортные коммуникации

3.4.1 Автомобильная дорога

В соответствии с заданием на проектирование по объекту «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения» для обеспечения круглосуточной связи с проектируемым кустом скважин № 1-бис запроектирована автомобильная дорога IV-н технической категории согласно СП 37.13330.2012.

Согласно п. 7.2.2 СП 37.13330.2012 проектируемая дорога классифицируется:

- по месту расположения – межплощадочная;
- по назначению – вспомогательная;
- по срокам использования – постоянная;
- по объему перевозок – не нормируется.

Строительство автомобильной дороги от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения предусмотрено отдельным этапом.

Начало проектируемой автомобильной дороги от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения ПК0+00,25 (камеральный) соответствует кромке проезжей части запроектированного Технологического вдольтрассового проезда от куста №1 Северо-

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
34215/П					

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

39

Тямкинского месторождения до Радонежского месторождения (участок 1) (1750619/0156Д). Конец проектируемой автомобильной дороги – ПК4+03,83.

Конец проектируемой автомобильной дороги – ПК1+29,20 (изыскательский), ПК0+99,55 (камеральный, граница проектирования. Максимальная абсолютная отметка поверхности земли проектируемой автомобильной дороги составляет 87,02 м, минимальная – 84,96 м.

Основные технические параметры проектируемых автомобильных дорог, в соответствии с СП 37.13330.2011 и СП 35.13330.2011, представлены в таблице 3.35.

Таблица 3.35 - Основные технические параметры проектируемых автомобильных дорог

Параметр	Единица измерения	Нормативное значение	Фактическое значение
Расчетная скорость движения	км /ч	30	30
Число полос движения	шт	1	1
Ширина земляного полотна	м	5,50	5,50
Ширина проезжей части	м	3,50	3,50
Ширина обочин	м	1,00	1,00
Поперечный уклон проезжей части	‰	20	20
Поперечный уклон обочины	‰	40	40
Наибольший продольный уклон	‰	100	23
Наименьшее расстояние видимости:			
- встречного автомобиля	м	100	100
- поверхности дороги	м	50	50
Наименьший радиус вертикальных кривых:			
- вогнутых	м	800	-
- выпуклых	м	650	763
Нагрузка на одиночную наиболее нагруженную ось двухосного автомобиля для расчета прочности дорожных одежд	кН	100	100
Расчетная нагрузка для искусственных сооружений	кН	A14, H14	A14, H14
Вероятность превышения максимальных расходов паводков для малых мостов и труб	%	3	3
Минимальное отверстие водопропускных труб	м	1,50	1,50
Ширина расчетного автомобиля	м	2,50	2,50

Протяженность проектируемой автомобильной дороги от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения IV-в категории составляет 403,58 м.

Автомобильная дорога запроектирована в насыпи.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
										40

Тело насыпи земляного полотна возводится сразу до проектных отметок с учетом замены растительного грунта.

Проезжая часть предусмотрена с двухскатным поперечным профилем на прямолинейных участках дорог.

Условно выделено 2 типа конструкции земляного полотна автомобильной дороги:

Тип 1 - Насыпь на минеральном грунте. Капитальный тип дорожной одежды.

Заложение откосов 1:2. Ширина земляного полотна составляет 5,50 м. Поперечный уклон земляного полотна - 40 ‰. Уклон проезжей части - 20 ‰, обочин - 40 ‰.

Проезжая часть имеет ширину 3,50 м, обочины – по 1,00 м.

В теле насыпи земляного полотна устраивается обойма из геополотна по слою техподсыпки из глинистого грунта толщиной 0,30 м.

Тип 2 – Насыпь на минеральном грунте с дополнительным лежневым настилом в основании дорожной одежды. Поперечный профиль Тип 2 идентичен поперечному профилю Тип 1 с устройством дополнительного слоя лежневого настила в основании дорожной одежды.

Участки применения типов продольного профиля даны в таблице 3.36.

Таблица 3.36 – Участки применения типов поперечного профиля

Тип поперечного профиля	Пикетажное положение типов поперечных профилей
Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	
Тип 1	с ПК0+00,25 по ПК2+28,57; с ПК2+58,57 по ПК4+03,83
Тип 2	с ПК2+28,57 по ПК2+58,57

Проектной документацией предусмотрено устройство покрытия из сборных ж.б. плит 1ПДН-14 в количестве двух штук в поперечном сечении. Ширина проезжей части с покрытием из плит составляет 3,50 м, обочины имеют покрытие шириной по 0,25 м аналогичное покрытию проезжей части за счет превышения суммарной ширины плит требуемой ширине покрытия проезжей части, и оставшиеся 0,75 м укреплены щебнем. Общая ширина обочин составляет 1,00 м.

Ведомость дорожных покрытий дана в таблице 3.37.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							41

Таблица 3.37 – Ведомость дорожных покрытий

Наименование дороги	Капитальный тип покрытия из плит 1ПДН-14 по ГОСТ Р 56600-2015
Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	с ПК0+00,25 по ПК4+03,83

В зависимости от рельефных, гидрологических, гидрогеологических и мерзлотно-грунтовых условий поверхностные и грунтовые надмерзлотные воды отводят от земляного полотна с помощью водоотводных труб.

Поверхностный водоотвод осуществляется по двускатному профилю дорожной одежды, по откосам за пределы земляного полотна в пониженные места рельефа.

На участках равнинной и слабопересеченной местности поверхностные воды по естественному рельефу отводятся в водоотводные трубы.

Водопропускные трубы запроектирована в соответствии с СП 35.13330.2011, серией 3.501.3-183.01 (справочно), ОДМ 218.2.001-2009.

Конструкции трубы, основания, укрепление входного и выходного оголовков приняты применительно к серии 3.501.3-183.01.

Местоположение труб и отверстия назначено из условия исключения заболачиваемости примыкающей к дороге местности.

Для пропуска поверхностных вод принят безнапорный режим протекания, минимальное отверстие труб – 1,50 м в соответствии с требованиями п. 5.13 СП 35.13330.2011.

Перечень искусственных сооружений с указанием их основных характеристик и параметров дан в таблице 3.38.

Таблица 3.38 – Перечень искусственных сооружений

Наименование дороги	Водопропускная труба диаметром 1,50 м на минеральном грунте, шт
Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	2

Расход основных материалов на устройство водопропускных труб приведен в таблице 3.39.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
													42

Таблица 3.39 – Расход основных материалов на устройство водопропускной трубы

Местоположение трубы, ПК	Длина, м	Расход металла (ЛМГ), кг	Расход металла (метизы), кг	Расход сборного железобетона, кг	Расход геополотна, м ²	Расход инертных материалов (щебень), м ³
Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения						
0+40,00	16,44	3369,60	212,60	2128,00	83,62	24,00
3+28,12	16,44	3369,60	212,60	2128,00	83,62	24,00

Проектируемая автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения пересекает (пикетаж дан по проектируемой автомобильной дороге):

- нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения - ЦПС Тямкинского месторождения на ПК2+43,57.

Пересечение проектируемых автомобильных дорог с трубопроводом выполнено с учетом требований ГОСТ Р 55990-2014.

На пересечении проектируемой автомобильной дороги с проектируемым нефтегазосборным трубопроводом установлены запрещающие знаки 3.27 «Остановка запрещена» и знак дополнительной информации 8.2.2 «Зона действия».

3.5 Решения по электроснабжению

3.5.1 Источники электроснабжения

Источником электроснабжения для проектируемого объекта является ОРУ 35 кВ ПС 110/35/6 кВ Тямкинская. На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6 кВ мощностью 25000 кВА. ПС 110/35/6 кВ Тямкинская запроектирована по отдельному договору.

Подключение площадки куста скважин №1-бис предусматривается от ЗРУ 35 кВ, ПС-110/35/6 кВ «Тямкинская» по ВЛ 35 кВ этапа строительства «ВЛ-35 кВ от точки подключения к ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП-35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения», запроектированной в том 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС1-02 разработанном ООО «СамараНИПИнефть».

Для подключения потребителей 0,4 кВ на площадке куста скважин предусмотрена установка блочно-модульной двухтрансформаторной подстанции полного заводского изготовления КТП 35/0,4 кВ с трансформаторами типа ТМГ-2500/35/0,4 кВ, с РУНН 0,4 кВ,

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
34215/П							43

щитом собственных нужд. Дополнительно устанавливается щит НКУ 1ШЩ в помещении РУНН КТП 35/0,4 кВ.

На основании расчета электрических нагрузок и по согласованию с заказчиком мощность трансформаторов КТП 35/0,4 кВ принята 2500 кВА.

Основными потребителями электроэнергии на напряжении 0,4 кВ на кусте скважин №1-бис являются электродвигатели погружных насосов скважин (ЭЦН) со станциями управления и трансформаторами ТМПН, а также:

- электроосвещение, электроотопление и вентиляция блок-боксов полной заводской готовности;
- шкафы КИП и аппаратура связи блока контроля и управления;
- краны трехходовые, электроприводная задвижка;
- саморегулирующие кабели системы электрообогрева трубопроводов площадки куста скважин;
- наружное освещение куста скважин.

Электрические нагрузки по объектам проектирования рассчитаны в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92* «Указания по расчету электрических нагрузок» НИПИ Тяжпромэлектропроект с учетом особенностей работы технологического оборудования.

Основные сведения по потребляемым энергетическим ресурсам приведены в таблице 3.40.

Таблица 3.40 - Сведения о потреблении энергетических ресурсов

Наименование энергоносителя	Единица измерения	Значения
Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	10092,7
	т у.т.	1239,74

3.5.2 Воздушные линии электропередачи

Проектом предусматривается сооружение двухцепной ВЛ-35 кВ «ВЛ-35 кВ от точки подключения к ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТПН-35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения».

Протяженность ВЛ-35 кВ к площадке куста скважин №1-бис –1,79 км.

Началом трассы проектируемой ВЛ-35 кВ является отпайка от опоры №54 существующей ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения. Окончанием трассы является приемный портал КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1бис Северо-Тямкинского месторождения.

Для установки на ВЛ-35 кВ приняты свободностоящие металлические двухцепные решетчатые опоры в габаритах 110 кВ.

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

44

Формат А4

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
34215/П						

Опоры предназначены для применения в I - IV ветровых районах и II - III районах по гололеду согласно ПУЭ 7 изд. Устанавливаются промежуточные и анкерные опоры.

На каждой опоре установлены информационные знаки с указанием номера опоры, наименования ВЛ и ширины охранной зоны ВЛ. Ширина охранной зоны определена согласно «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», утвержденных постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. N 160.

Проектируемая ВЛ-35 кВ выполняется проводом АСку 120/19 сечением 120/19 мм² по **ГОСТ 839-2019**. Сечение провода принято согласно «Правилам устройств электроустановок» по экономической плотности тока, проверено по допустимому отклонению напряжения.

Закрепление опор в грунте свайное. Решения по закреплению опор смотри строительную часть – том «Конструктивные и объёмно-планировочные решения».

Пересечения и сближения проектных ВЛ-35 кВ с инженерными коммуникациями выполняются в соответствии с требованиями ПУЭ.

При пересечении с автодорогой соблюдается габарит соответствии с требованием ВСН26-90 «Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири». В местах пересечений с дорогой предусматривается установка дорожных знаков с указанием габарита.

На опорах ВЛ-35 кВ предусмотрена возможность подвеса кабеля ОКСН.

Все опоры проектируемой ВЛ-35 кВ заземляются.

3.6 Идентификационные признаки проектируемых объектов

Классификация проектируемых зданий и сооружений по ОКОФ приведена в таблице 3.41.

Таблица 3.41 - Классификация проектируемых зданий и сооружений по ОКОФ

Наименование	Классификация по ОКОФ (ОК 013-2014 (СНС 2008))	
	Код	Наименование
Устье добывающей/водонагнетательной скважины (с отработкой на нефть)	330.28.99.39.160	Оборудование фонтанное и газлифтное
Устье водозаборной скважины	330.28.99.39.160	Оборудование фонтанное и газлифтное
Блок технологический измерительной установки	220.42.99.11.140	Сооружения для обустройства добычи нефти и газа
Установка дозирования подачи химреагентов	220.42.99.11.140	Сооружения для обустройства добычи нефти и газа

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							45
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					
		34215/П					

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Дренажная емкость V=5м ³ (подземная)	220.25.29.11	Резервуары, цистерны, баки и аналогичные емкости (кроме емкостей для сжатых или сжиженных газов) из чугуна, стали или алюминия, вместимостью более 300 л, без механического или теплотехнического оборудования
Прожекторная мачта с молниеотводом	220.41.20.20.626	Сооружение антенно-мачтовое
Площадка под энергооборудование в составе:	220.42.99.19.112	Площадки производственные с покрытиями
Блок контроля и управления	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения
Блок КТП 35/0,4 кВ	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения
Трансформатор ТМПНГ	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения
Станция управления	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения
Фильтр сетевой активный ФСА	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения
Промысловые трубопроводы		
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения	220.41.20.20.342	Сеть нефтегазосборная
Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	220.41.20.20.342	Сеть нефтегазосборная
Высоковольтные линии электропередачи		
ВЛ-35 кВ от точки подключения к ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТПН-35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	220.42.22.11.110	Линии (кабели) электропередачи высокого напряжения
Автомобильная дорога		
Автомобильная дорога от точки примыкания к автодороге на куст №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	220.42.11.10.120	Дороги автомобильные, в том числе улично-дорожная сеть, и прочие автомобильные и пешеходные дороги

Район строительства относится к северной строительно-климатической зоне, к району IV, в соответствии с СП 131.13330.2012.

Расчетная зимняя температура наружного воздуха по м/ст Таурово с дополнениями по м/ст Демьянское:

- температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 - минус 41,5 °С;
- обеспеченностью 0,98 - минус 43,8 °С;
- температура наиболее холодных суток

Инва. № подкл.	34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p style="text-align: center;">1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01</p>						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				46	

обеспеченностью 0,92 - минус 44 °С;

обеспеченностью 0,98 - минус 46 °С.

Согласно СП 20.13330.2016 по нормативному ветровому давлению территория относится к II району, по снеговым нагрузкам – к IV, район гололедности – II.

Согласно СП 20.13330.2011 нормативное значение ветрового давления 0,23 кПа, расчетный вес снегового покрова для района – 2,40 кПа, нормативная толщина стенки гололеда 5 мм, температура воздуха при гололеде минус 5 °С.

Нормативная глубина сезонного промерзания, согласно СП 22.13330.2011, составляет для суглинков, глин - 2,00 м, для торфа – 1,00 м.

Сейсмичность района (по карте ОСР-2015-А СП 14.13330.2018) 5 баллов.

Категория выделенных грунтов по сейсмическим свойствам по таблице 1* СП 14.13330.201: талые - III.

Категория опасности природных процессов территории изысканий согласно СНиП 22-01-95, приложение Б:

Подтопление территории - опасная;

Заболачивание – опасная;

Пучение - опасная;

Землетрясение - умеренно опасная.

Район работ, согласно приложению А, СП 131.13330-2012 относится к IV климатической зоне. В соответствии с приложением Б, СП 34.13330-2012 территория относится к II2 климатической зоне, по характеру и степени увлажнения согласно таблице В.1 - к 2 типу местности, болота к 3 типу местности.

Пожарно-технические характеристики блок-боксов и сооружений приведены в таблице 3.42.

Таблица 3.42 – Пожарно-технические характеристики блок-боксов и сооружений

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подр. и дата	Номер по генплану	Наименование зданий и сооружений	Категория здания, Сооружения (помещения)	Класс функциональной пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Класс конструктивной пожарной опасности	Габаритные размеры ахbхh, м	Строительный объем зданий, м ³	Объем помещения категории А, м ³	Площадь легкообрасываемых помещений, м ²	Класс зон по ПУЭ и №123-ФЗ
											1.1-1.12	Устье добывающей/водонагнетательной скважины	АН	-	-	-	-	-	-	-	В-1г ₂
											5.1	Блок технологический измерительной установки	А (А)	Ф5.1	IV	С0	3,1х5,0х3,4	45,95	39,31	1,96	В-Ia ₂
											5.2	Блок контроля и управления	В (В4)	Ф5.1	IV	С0	3,3х4,2х3,4 ₁	42,84	-	-	П-IIa
											6	Установка дозированной	АН	-	-	-	1,605х1,016	-	-	-	2
											1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01										
											Лист										
											47										

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Номер по генплану	Наименование зданий и сооружений	Категория здания, Сооружения (помещения)	Класс функциональной пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Класс конструктивной пожарной опасности	Габаритные размеры ахвхh, м	Строительный объем зданий, м ³	Объем помещения категории А, м ³	Площадь легкообслуживаемых помещений, м ²	Класс зон по ПУЭ и №123-ФЗ
	подачи химреагентов (шкафного типа)					x1,635				
7	Дренажная емкость V=5м ³ (подземная)	АН	-	-	-	-	-	-	-	2
12.1-12.2	Блок КТП 35/0,4 кВ	В (В1,В4)	Ф5.1	IV	С0	6,2x2,5x3,5	46,31	-	-	П-IIa
13.1-13.12	Трансформатор ТМГН	ВН	-	-	-	-	-	-	-	П-III
14.1-14.12	Станция управления	ВН	-	-	-	-	-	-	-	П-III
16.1-16.2	Сетевой фильтр активный ФСА	ВН	-	-	-	-	-	-	-	-

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
34215/П		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

4 СВЕДЕНИЯ О ПОТРЕБНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА В ТОПЛИВЕ, ГАЗЕ, ВОДЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

На объекте используются такие виды основных ресурсов, как:

- электроэнергия для нужд основного и вспомогательного технологического оборудования, приборов КИП, системы электрообогрева трубопроводов;
- вода для нужд системы ППД;
- вспомогательные ресурсы, такие как ингибитор коррозии.

4.1 Сведения о потребностях в воде

Вода с давлением 19,0...20,0 МПа и температурой до 30 °С по высоконапорному водоводу, проложенному вдоль всего фронта скважин, подается к каждой водонагнетательной скважине для обеспечения заводнения нефтяных пластов.

Общая потребность в воде для закачки в пласт составляет 3,393...158,698 тыс. м³/год.

Для питьевых нужд, временно прибывающего на кустовую площадку персонала, используется привозная вода в бутылированной таре из расчета 25 литров на одного человека в смену, согласно СП 30.13330.2016 табл. А.2.

Доставка воды будет осуществляться с ВЖК Тямкинского месторождения автотранспортом с санитарно-бытовыми устройствами.

Согласно требованиям ВНПБ 11-11 (п. 5.5.6-5.5.9) на кустовой площадке предусматривается система противопожарного водоснабжения с противопожарными водоемами V=1690 м³.

Внутреннее пожаротушение не предусматривается, согласно таблице 7.2, СП 10.13130.2020, так как объем зданий составляет менее 500 м³.

Источником противопожарного водоснабжения для пополнения водоемов противопожарного запаса воды до ввода в эксплуатацию системы ППД является система ППД с буферной противопожарной емкостью V=25 м³ кустовой площадки №1 Северо-Тямкинского месторождения ранее запроектированного по проекту ш. 1750617/1162Д003 «Куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения. Одиночные скважины №№203, 223, 224, 225. Обустройство. Корректировка», получившего положительное заключение экспертизы № 72-1-1-3-002851 от 27.01.2021 г.

После завершения строительства системы ППД куста скважин №1-бис источником противопожарного водоснабжения для пополнения водоемов противопожарного запаса воды предусматривается использование воды от водораспределительного коллектора (системы ППД) кустовой площадки №1-бис Северо-Тямкинского месторождения.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
																49

В соответствии с п. 7.3.9 СП 231.1311500.2015 водоснабжение в аварийных ситуациях предусматривается от прицепных и самоходных автоцистерн общим объемом не менее 50 м³, имеющихся в наличии у службы эксплуатации ЦПС Тямкинского месторождения.

4.2 Сведения о потребностях в электроэнергии

Основными потребителями электроэнергии на напряжении 0,4 кВ на кусте скважин №1-бис являются электродвигатели погружных насосов скважин (ЭЦН) со станциями управления и трансформаторами ТМПН, а также:

- электроосвещение, электроотопление и вентиляция блок-боксов полной заводской готовности;
- шкафы КИП и аппаратура связи блока контроля и управления;
- краны трехходовые, электроприводная задвижка;
- саморегулирующие кабели системы электрообогрева трубопроводов площадки куста скважин;
- наружное освещение куста скважин.

Годовое потребление электрической энергии составляет **10092,7 тыс. кВт·ч**

4.3 Сведения о вспомогательных ресурсах

Для защиты нефтесборного коллектора от коррозии в него предусматривается подача ингибитора коррозии из установки дозирования хим. реагентов.

Суммарное годовое потребление реагентов представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Годовая потребность в химических реагентах

Наименование реагента	Диапазон дозирования, г/т (жидкости)	Расход среды, тыс. т/год	Расход реагента, т/год
Ингибитор коррозии	10 ... 30	2,715...128,063	0,03...3,84

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
										50

5 ДАННЫЕ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Данные о проектной мощности объекта приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Показатели процесса добычи нефти на объекте

Показатели	Единица измерения	Значение
Количество скважин, в том числе:	шт.	11
- добывающих	шт.	9
- водонагнетательных с отработкой «на нефть»	шт.	2
Добыча нефти на кустовой площадке	тыс. т / год	1,224...54,742
Добыча жидкости на кустовой площадке	тыс. т / год	2,715...128,063
Закачка воды для поддержания пластового давления	тыс. м ³ /год	3,393...158,698
Добыча попутного газа (с нефтью) на кустовой площадке	млн. ст. м ³ /год	0,1224...5,4742

Примечание - Основные технико-экономические показатели процесса добычи продукции на кустовой площадке №1-бис приняты на основании предоставленной динамики ООО «РН-Уватнефтегаз» – приложение № 3 к заданию на проектирование.

Основные показатели по добыче продукции скважин и закачке воды в пласт на объекте представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Динамика добычи на объекте

Год	Добыча, тыс. т / год		Закачка воды, тыс. м ³ / год
	нефти	жидкости	
2023	1,224	2,715	3,393
2024	54,742	128,063	158,698
2025	50,168	123,584	151,944
2026	46,911	122,525	149,363
2027	41,612	122,525	146,965
2028	35,472	122,861	144,539
2029	29,47	122,525	141,472
2030	24,376	122,525	139,168
2031	19,816	122,525	137,105
2032	16,136	122,861	135,79
2033	13,124	122,525	134,077
2034	10,54	122,525	132,908
2035	8,609	122,525	132,034
2036	7,204	122,861	131,75
2037	5,996	122,525	130,852
2038	5,087	122,525	130,44
2039	4,408	122,525	130,133
2040	3,894	122,861	130,252
2041	3,48	122,525	129,713
2042	3,168	122,525	129,572

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

51

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм. № подл.	34215/П
Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

6 СВЕДЕНИЯ О СЫРЬЕВОЙ БАЗЕ, ПОТРЕБНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА В ВОДЕ, ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСАХ

Таблица 6.1 – Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до площадки куста №1-бис, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи, стройматериалов
Водоснабжение:			
- техническая	отсутствует		
- питьевая	отсутствует		
Энергоснабжение		см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС1-01	
Связь		см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС5-01	
Топливо	отсутствует		

На кустовой площадке постоянного присутствия обслуживающего персонала не предусмотрено, поэтому хозяйственно-питьевое водоснабжение согласно пункту 3.9 ВНТП 3-85 не предусматривается.

Производственное, хозяйственно-питьевое и внутреннее противопожарное водоснабжение не предусматривается.

Для питьевых нужд, временно прибывающего на кустовые площадки персонала, используется привозная вода в бутилированной таре.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							52

7 СВЕДЕНИЯ О КОМПЛЕКСНОМ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СЫРЬЯ, ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА

Не разрабатывается, в связи с отсутствием в данном проекте комплексного использования сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		53
				Подп.	Дата			

8 СВЕДЕНИЯ О ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ, ИЗЫМАЕМЫХ ВО ВРЕМЕННОЕ (НА ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА) И (ИЛИ) ПОСТОЯННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ, ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРОВ ИЗЫМАЕМОГО ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА

Всего для строительства и эксплуатации проектируемых объектов в составе проекта «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство» из земель лесного фонда к отводу предоставлены земельные (лесные) участки общей площадью **351222 м²**, в том числе:

- в границах образуемых земельных (лесных) участков – **210869 м²**;
- в границах земельных (лесных) участков учтенных в ЕГРН и предоставленных в аренду ООО «РН-Уватнефтегаз» – **140353 м²**.

Требуемые площади отводов земельных (лесных) участков для строительства объектов определяются из условий размещения сооружений, необходимых для нормальной эксплуатации проектируемых объектов и с соблюдением требований нормативной документации, утвержденной законодательными актами РФ

В таблице Таблица 8.1 приведен расчет площадей аренды земельных (лесных) участков представлен в сводной ведомости отвода земельных (лесных) участков, предназначенных для строительства объектов по проекту.

Таблица 8.1– Ведомость отвода земельных (лесных) участков

Наименование объекта	Площадь отвода, кв. м	На период строительства, кв. м		На период эксплуатации, кв. м	
		в границах ранее учтенных	в границах вновь образованных	в границах ранее учтенных	в границах вновь образованных
Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	116635	-	90765	-	25870
Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1бис Северо-Тямкинского месторождения	13119	2085	5129	930	4975
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения - ЦПС Тямкинского месторождения; Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1 Северо-	116668	110845	5823	-	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							54

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Наименование объекта	Площадь отвода, кв. м	На период строительства, кв. м		На период эксплуатации, кв. м	
		в границах ранее учтенных	в границах вновь образованных	в границах ранее учтенных	в границах вновь образованных
Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения					
ВЛ 35 кВ от точки подключения в ВЛ 35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1бис Северо-Тямкинского месторождения	104800	26426	78065	67	242
Всего:	351222	139356	179782	997	31087
По срокам аренды:	351222	319138		319138	
В границах вновь образованных земельных (лесных) участков:	210869	179782		31087	
В границах ранее учтенных земельных (лесных) участков:	140353	139356		997	

Выбор трасс линейных объектов производился на основе анализа особенностей рельефа местности, характера естественных и искусственных препятствий с использованием топографических материалов инженерных изысканий.

Лесные участки выбраны в соответствии с принципами:

- наименьшей удаленности от ранее запроектированных и строящихся объектов нефтегазового комплекса;
- прокладки линейных коммуникаций в едином технологическом коридоре;
- рационального использования земель, минимизации вырубki древесно-кустарниковой растительности;
- экономической целесообразности;
- преимущественного расположения лесных участков на менее пересеченной территории и вне заболоченных территорий;
- благоприятных инженерно-геологических условий размещения объектов (отсутствие бугров пучения и термокарстовых явлений) в районе строительства.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
34215/П					

1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01

Лист

55

**9 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ, НА КОТОРЫХ
РАСПОЛАГАЕТСЯ (БУДЕТ РАСПОЛАГАТЬСЯ) ОБЪЕКТ
КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА**

Проектируемый объект в административном отношении расположен в Уватском районе Тюменской области. На территории земель лесного фонда Уватского лесничества

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласению между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		56
				Подп.	Дата			

10 СВЕДЕНИЯ О РАЗМЕРЕ СРЕДСТВ, ТРЕБУЮЩИХСЯ ДЛЯ ВОЗМЕЩЕНИЯ ПРАВООБЛАДАТЕЛЯМ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ И (ИЛИ) РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ТАКИХ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ ОБЪЕКТОВ НЕДВИЖИМОГО ИМУЩЕСТВА УБЫТКОВ И (ИЛИ) В КАЧЕСТВЕ ПЛАТЫ ПРАВООБЛАДАТЕЛЯМ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ

Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков, приведены в приложении «Расчет арендной платы» к договору аренды лесного участка.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		57
				Подп.	Дата			

11 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ В ПРОЕКТЕ ИЗОБРЕТЕНИЯХ, РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОВЕДЕННЫХ ПАТЕНТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Все проектные решения приняты в соответствии с действующими общегосударственными и отраслевыми нормативными документами.

В составе проекта не выполнялись работы, связанные с патентными исследованиями.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инов. № подкл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Основные технико-экономические показатели объекта приведены в таблицах 12.1-12.3.

Таблица 12.1 - Основные технико-экономические показатели объекта:

Показатели	Единица измерения	Значение
Количество скважин, в том числе:	шт.	11
- добывающих	шт.	9
- водонагнетательных с отработкой «на нефть»	шт.	2
Добыча нефти на кустовой площадке	тыс. т / год	1,224...54,742
Добыча жидкости на кустовой площадке	тыс. т / год	2,715...128,063
Закачка воды для поддержания пластового давления	тыс. м ³ /год	3,393...158,698
Добыча попутного газа (с нефтью) на кустовой площадке	млн. ст. м ³ /год	0,1224...5,4742

Примечание - Основные технико-экономические показатели процесса добычи продукции на кустовой площадке №1-бис приняты на основании предоставленной динамики ООО «РН-Уватнефтегаз» – приложение № 3 к заданию на проектирование.

Таблица 12.2 - Основные технико-экономические показатели объекта:

Наименование объектов	Характеристика	Количество
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения	DN200, PN40	385 м
	DN250, PN40	1365 м
Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	DN200, PN40	1888 м

Таблица 12.3 - Основные технико-экономические показатели объекта

Наименование энергоносителя	Единица измерения	Значения
Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	10092,7
	т у.т.	1239,84

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							59

13 СВЕДЕНИЯ О КОМПЬЮТЕРНЫХ ПРОГРАММАХ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАСЧЕТОВ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

В данном проекте использовались компьютерная программа SCAD Office 11.5 - интегрированная система прочностного анализа и проектирования конструкций (Лицензия 0002AE77) и AutoCad2014 - система автоматизированного проектирования и черчения.

Гидравлические расчеты трубопроводов выполнены в программе PIPESIM 2011.1.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

14 ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ПО ЭТАПАМ СТРОИТЕЛЬСТВА С ВЫДЕЛЕНИЕМ ЭТАПОВ СТРОИТЕЛЬСТВА

В соответствии с заданием на проектирование предусмотрено выделение следующих этапов строительства:

- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки;
- ВЛ-35 кВ от точки подключения к ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП-35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
- Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения до ЦПС Тямкинского месторождения;
- Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
- Автомобильная дорога от точки примыкания к автодороге на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина первой позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина второй позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина третьей позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина четвертой позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина пятой позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина шестой позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина седьмой позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина восьмой позиции);

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
							61
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина девятой позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина десятой позиции);
- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина одиннадцатой позиции).

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

15 СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПОЛАГАЕМЫХ ЗАТРАТАХ, СВЯЗАННЫХ СО СНОСОМ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ, ПЕРЕСЕЛЕНИЕМ ЛЮДЕЙ, ПЕРЕНОСОМ СЕТЕЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Раздел не разрабатывается, так как снос зданий и сооружений, переселение людей, перенос сетей инженерно-технического обеспечения не предполагается.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл. 34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		63	

16 ЗАВЕРЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий. Проектная документация соответствует Федеральному закону № 384-ФЗ (ч.2 статьи 39 Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»)

Главный инженер проекта _____ А.Ю. Гусев

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист	
34215/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

17 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
№ 116-ФЗ от 21.07.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов	3.1
№ 123-ФЗ от 22.07.2008	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности	3.2
№ 384-ФЗ от 30.12.2009	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений	3.2
№ 74-ФЗ от 03.06.2006	Водный кодекс Российской Федерации	8
СП 131.13330.2012	Свод правил. Строительная климатология	3.2
СП 20.13330.2011	Свод правил. Нагрузки и воздействия	3.2
СП 14.13330.2014	Свод правил. Строительство в сейсмичных районах	3.2
СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства	3.2
СП 115.13330.2011	Геофизика опасных природных воздействий	3.2
СП 12.13130.2009	Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	3.2
СП 2.13130.2012	Свод правил. Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты	3.2

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл. 34215/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							1750620/0817Д-П-007.016.000-ПЗ-01	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		65

«Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»

СОГЛАСОВАНО
И.о. главный инженер
ООО «НК «Роснефть - Н.Ц.»



Д.Ю. Шестаков
11 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора
по перспективному планированию и
развитию производства
ООО «РН – Уватнефтегаз»



Е.В. Армянинов

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ № _____

«Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»

1.	Основание для проектирования	Бизнес план ООО «РН-Уватнефтегаз» на 2021-2025гг.
2.	Вид строительства	Новое строительство.
3.	Стадия проектирования	Проектная документация и рабочая документация.
4.	Срок выполнения работ	Сроки начала и окончания ПИР - в соответствии с графиком работ.
5.	Местоположение объекта, здания, сооружения	Уватский район Тюменской области, Северо-Тямкинского месторождения.
6.	Заказчик	ООО «РН – Уватнефтегаз»
7.	Требования к проектировщику	7.1 Наличие свидетельств о допуске к производству работ по подготовке ПД и выполнению ИИ, выданных саморегулируемыми организациями. 7.2 Наличие свидетельств о допуске к работам на особо опасных, технически сложных и уникальных объектах. 7.3 Субподрядные проектные и изыскательские организации выбираются по результатам закупочных процедур, проведенных Генеральной проектной организацией по согласованию с Заказчиком. 7.4 Подрядные организации – участники закупочных процедур заключают на период выполнения ими работ/оказания услуг в интересах Заказчика договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 тысяч рублей, с включением в договор следующих рисков: смерть в результате несчастного случая на производстве, постоянная (полная) утрата трудоспособности в результате несчастного случая на производстве с установлением инвалидности I, II, III группы.
8.	Потребность в ИИ	8.1. До разработки документации выполнить инженерные изыскания: инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические в объеме, достаточном для проектирования. 8.2. Подтвердить сведениями органов исполнительной власти,

уполномоченных осуществлять надзор за соблюдением законодательства в области охраны культурного наследия, отсутствие объектов историко-культурного наследия на участках инженерных изысканий (ст. 36 Федерального закона РФ от 25.06.2002 «73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры народов РФ»)). В случае подтверждения необходимости выполнения обследования территории с целью выявления объектов культурного наследия выполнить следующие работы:

- провести камеральное археологическое исследование территории;
- проведение натурного археологического обследования территории (в случае установления в ходе камерального археологического исследования такой необходимости);
- разработка документации в необходимом объеме для получения положительного заключения историко-культурной экспертизы и других согласований в соответствии с требованиями действующего законодательства;
- прохождение историко-культурной экспертизы с получением положительного заключения, также получение других необходимых согласований разработанной документации в соответствии с требованиями действующего законодательства.

8.3. Требования к производству инженерных изысканий:

8.3.1. Порядок и требования к выполнению инженерных изысканий принять в соответствии с требованиями:

- Постановления Правительства РФ от 19.01.2006 № 20 «Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства».
- СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения».
- Положения Компании «Порядок проведения инженерно-геологических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0014.
- Положения Компании «Порядок проведения инженерно-геодезических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0090.
- Положения Компании «Порядок проведения инженерно-экологических изысканий для строительства объектов Компании» № П2-01 Р-0149.

8.3.2. Перед проведением полевых работ по изысканиям проектного институту пройти установочное совещание в городе Тюмени в службах ОТ, ПБ ООО «РН-Уватнефтегаз» с получением соответствующего допуска на проведение инженерных изысканий. Персонал, участвующий в полевых и камеральных работах по инженерным изысканиям, должен быть аттестован на проводимые виды работ, в составе изыскательской партии в обязательном порядке должен быть работник, аттестованный на оказание первой медицинской помощи.

8.3.3 До выполнения полевых инженерных изысканий согласовать с Заказчиком техническое задание и программу работ на проведение изысканий. Оформить акт-допуск для проведения полевых работ, при необходимости оформить документы, разрешения для проведения инженерных изысканий на земельном участке. Оформить заключение о готовности подрядчика к реализации целей проекта по форме Заказчика.

8.3.4. Не менее чем за 14 дней до начала работ по инженерным изысканиям предоставить график (с разбивкой посуточно) выполнения работ с указанием ресурсов.

		<p>8.3.5. Работы по инженерным изысканиям провести в присутствии специалистов независимого технического надзора за инженерными изысканиями (при его наличии у Заказчика), для этого оповестить Заказчика за 15 рабочих дней до момента выполнения инженерных изысканий с целью возможности мобилизации технического надзора к месту проведения работ;</p> <p>8.3.6. Объем выполненных изысканий и оформление отчета должны отвечать квалификационным критериям, корпоративным требованиям и требованиям независимого технического надзора (при его наличии у Заказчика).</p> <p>8.3.7. При проведении инженерных изысканий учесть ранее выполненные изыскания.</p> <p>8.3.8. Изыскательская партия должна быть обеспечена круглосуточными средствами связи;</p> <p>8.3.9. Закрепления проектируемых объектов по окончании полевых работ передать маркшейдерам ООО «РН-Уватнефтегаз» по акту в комплекте со схемой закреплений трасс, площадок с указанием реперов, выносных столбов, каталогом координат реперов.</p> <p>8.3.10. Перебазировка изыскательской партии в зимний период осуществляется по зимним автодорогам. При невозможности использования автомобильных дорог выполнение инженерных изысканий в летний период осуществить с арендой вертолетного транспорта собственными силами;</p> <p>8.3.11. Предусмотреть завоз ГСМ для проведения инженерных изысканий своими силами на весь период проведения ИИ.</p> <p>8.3.12. При производстве инженерных изысканий учесть требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Постановления Правительства РФ от 30.06.2007 № 417 «Об утверждении Правил пожарной безопасности в лесах»; • Приказа Минприроды от 24.12.2013 № 613 «Об утверждении Правил санитарной безопасности в лесах». <p>8.3.13. Для сгущения плано-высотной геодезической сети с использованием ГНСС-оборудования, следует использовать пункты ГГС не менее 5-ти и ОГС (для контроля), находящиеся в пределах объекта, а также ближайшие к объекту за его пределами.</p> <p>8.3.14. Инженерно-геодезические изыскания выполнить в системе координат 1942г. (зона 12) с последующим пересчетом в местную систему координат, принятую на месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз. Система высот - Балтийская 1977г. Высоту сечения рельефа принять 0.5 м. Для потребности проведения ЗУР выполнить пересчет координат в СК-63 (кадастровая система координат). В отчете по инженерным изысканиям выделить отдельным томом каталог координат и передать в спец. часть ООО «РН-Уватнефтегаз», если количество исходных пунктов ГГС, при производстве инженерных изысканий превышает 9 шт.</p> <p>8.3.15. Инженерно-экологические изыскания в рамках подготовки проектной документации должны выполняться с учетом требований СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства, СП 47.13330.2016 и должны обеспечивать комплексное изучение природных и техногенных условий региона, составления прогноза возможного изменения этих условий при взаимодействии с объектами строительства. В состав инженерно-экологических изысканий выполнить радиационно-экологические исследования в соответствии с требованиями пункта 4.45, СП 11-102-97. В составе инженерно-экологических изысканий выполнить радиологические исследования с замерами гамма фона и МЭД, определением</p>
--	--	--

	<p>определение класса противорадионной защиты для проектируемых на площадках объектов.</p> <p>8.3.16. Проектному институту получить справку о фоновых концентрациях в районе проведения работ и климатических параметров.</p> <p>8.3.17. Выполнить измерительно-перечислительный метод определения таксационной характеристики древостоев проектируемых площадок строительства и коридоров коммуникаций по данным частичного пересчета деревьев на прямоугольных или круговых площадок, размещенных статистическим методом по таксационному участку леса. Количество площадок и их геометрические размеры для пересчета объемов леса определить по результатам натурного обследования для получения минимальной погрешности.</p> <p>8.3.18. При размещении площадки куста скважин на заболоченной территории выполнить бурение зондировочных скважин по сетке 50м x 50м (в местах несовпадающих с основными геологическими выработками) на всю мощность торфа с заглублением в минеральный грунт на глубину 0,5м-1м.</p> <p>8.3.19. При формировании технического задания на выполнение инженерных изысканий, а также на стадии окончательного размещения объектов и передачи границ земельных участков заказчику для оформления правоустанавливающих документов подготовить и согласовать с заказчиком схему размещения проектируемых объектов на лесоустроительных картматериалах в соответствии с выписками из единого государственного лесного реестра. Размещение площадочных объектов в кедровых лесах, отнесенных по целевому назначению к защитным с категорией защитности – ценные леса (лесные плодовые насаждения) не допускается.</p> <p>8.3.20. На стадии размещения площадочных и линейных объектов, а так же при формировании границ земельных участков для оформления правоустанавливающих документов обеспечить проверку размещения площадочных объектов в сформированных границах на наличие кедровых лесов, относящихся по целевому назначению к защитным с категорией защитности – ценные леса. Размещение площадочных объектов в кедровых лесах, отнесенных по целевому назначению к защитным с категорией защитности – ценные леса (лесные плодовые насаждения) не допускается.</p> <p>8.3.21. Запросить в органах исполнительной власти наличие (отсутствие) территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов севера (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).</p> <p>8.3.22. В качестве сведений о наличии (отсутствии) особо охраняемых природных территорий федерального значения на участке предполагаемого хозяйственной или иной деятельности использовать письмо Минприроды № 05-12-32/5143 от 20.02.2018 с приложенным Перечнем (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).</p> <p>8.3.23. Запросить в органе государственной власти субъекта РФ в сфере охраны окружающей среды, охраны и использования животного мира о видовом составе и средней плотности животных на участке проектируемого строительства, о наличии/отсутствии на участке проектируемого строительства путей миграции животных, характеристике типов растительности (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).</p> <p>8.3.24. Запросить в территориальном управлении Федерального агентства по рыболовству Рыбохозяйственную</p>
--	---

		<p>характеристику водных объектов (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).</p> <p>8.3.25. Запросить у уполномоченного органа государственной власти субъекта РФ в области ветеринарии информацию о наличии очагов опасных болезней животных и местах их захоронения в районе строительства проектируемых объектов (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).</p> <p>8.3.26. Запросить у уполномоченного органа государственной власти субъекта РФ в сфере охраны окружающей среды, охраны и использования животного мира о наличии/отсутствии на участке проектируемого строительства мест произрастания растений и местообитаний и путей миграции животных, занесенных в Красную книгу (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).</p> <p>8.3.27. Запросить справку уполномоченного органа исполнительной власти субъекта РФ, администрации муниципального образования в области охраны особо охраняемых природных территорий Документы, подтверждающие что территория строительства объекта относится или не относится к особо охраняемым природным территориям регионального и/или местного значения (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).</p> <p>8.3.28. Запросить у уполномоченного органа сведения о наличии поверхностных и подземных источников централизованного водоснабжения в районе проектируемого объекта, с указанием зон санитарной охраны водозаборов (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).</p> <p>8.3.29. Учитывать ВСН-30-81 «Инструкция по установке и сдаче заказчику закрепительных знаков и реперов при изыскании объектов нефтяной промышленности».</p>
9.	Требования к вариантной проработке и формированию ОПР	<p>9.1 Выполнить ТЭО по строительству основания кустовой площадки и определить конструктивные решения насыпи (песок, глина, комбинированная насыпь), а так же дать рекомендации по техническим характеристикам объекта строительства (заложение откосной части, тип дорожной одежды, ширина проезжей части проездов, конструкция дорожной одежды). В составе ТЭО разработать раздел по обеспечению объекта ОПИ (общераспространёнными полезными ископаемыми – грунтами) и выполнить сравнительный анализ вариантов (песок, глина, комбинированная насыпь) по дальности возки грунта исходя из наличия всех существующих источников грунтовых строительных материалов в экономически эффективной доступности. При выполнении сравнительной оценки по обеспечению объекта ОПИ использовать прилагаемый формат анализа вариантов (приложение 8). Экономически обосновать выбор наиболее эффективного варианта.</p> <p>Документацию(ТЭО) выпустить отдельным документом.</p>
10.	Требования к выделению этапов строительства	<p>10.1 Уточнить этапность после согласования схемы размещения объектов с Заказчиком, этапы строительства и их количество определить после окончательного размещения площадочных и линейных объектов определенных по результатам инженерных изысканий.</p> <p>10.2. Предусмотреть поэтапное строительство объектов инфраструктуры с учетом ввода в эксплуатацию каждого этапа отдельно, перечень этапов согласовать с Заказчиком.</p> <p>10.3. Каждый этап должен обеспечивать возможность автономной эксплуатации независимой от последующих этапов.</p>

		<p>10.4. Очередность начала строительства каждого этапа определяется технологической необходимостью;</p> <p>10.5. Выделить этапы строительства в ПОС-е. ПОС согласовать с заказчиком. В ССР выделить этапы.</p> <p>10.6. Выделить в отдельный этап строительства обустройство добывающей скважины по оси НДС. Включить в этот этап строительства сопутствующие сооружения необходимые для ввода в эксплуатацию, при этом учитывается необходимый набор инфраструктуры, обеспечивающий автономность эксплуатации. Каждую последующую по оси НДС скважину выделить в отдельный этап строительства.</p> <p>10.7. Проектной документацией предусмотреть возможность обвязки скважин с подключением к сборному и замерному коллекторам через переключающий электроприводной трехходовой кран/тройник (давление 4,0 МПа) и/или к водоводу высокого давления (давление 21,0 МПа).</p> <p>10.8. Общее количество скважин (добывающих, водонагнетательных (в том числе с отработкой на нефть) и водозаборных) на кустовой площадке принять в соответствии с приложением №2.</p> <p>10.9. На стадии ПД предусмотреть обвязку скважин по схемам (приложение 1, 2, 3 к графику строительства скважин) после определения назначения каждой скважины. Обвязку скважин выполнить по схемам:</p> <ul style="list-style-type: none"> - добывающая, обвязку скважины принять в соответствии с приложением 1 к графику строительства скважин; - водонагнетательная, обвязку скважины принять в соответствии с приложением 2 к графику строительства скважин; - водонагнетательная с отработкой на нефть, обвязку скважины принять в соответствии с приложением 3 к графику строительства скважин. <p>10.10 Этапность на стадии ПД принять в соответствии с приложением №1.</p>
11.	Основные технические характеристики и экономические показатели объекта проектирования	<p>11.1 Состав объектов проектирования:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки; • Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство; • ВЛ-35 кВ от точки подключения к ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП-35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения; • КТП-35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения; • Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения; • Автомобильная дорога от точки примыкания к автодороге на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1бис Северо-Тямкинского месторождения; <p>Для обеспечения возможности выполнения строительно-монтажных работ для всех линейных коммуникаций выполнить разработку рабочей документации (стадия РД) на временные зимние вдольтрассовые проезды:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Временный зимний вдольтрассовый проезд для строительства ВЛ-35 кВ от точки подключения в ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП-35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения; • Временный зимний вдольтрассовый проезд для

		<p>строительства нефтегазосборного трубопровода от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Временный зимний вдольтрассовый проезд для строительства автомобильной дороги от точки примыкания к автодороге на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1бис Северо-Тямкинского месторождения; <p>11.2 Состав проектируемых сооружений объектов окончательно согласовать с Заказчиком до начала разработки основных разделов проекта.</p> <p>11.3 Количество скважин, назначение и расстановка - согласно графику строительства скважин (приложение 2).</p> <p>11.4 Данные по объемам добычи, закачки жидкости - согласно (Приложение №3). Физико-химические свойства нефти см. (Приложение №4).</p> <p>11.5 Рабочее давление на устье добывающих скважин – не более 3,6 МПа. Максимальное давление нефтегазосборных трубопроводов – 4,0 МПа.</p> <p>11.6 Температура на устье добывающих скважин – до 80⁰С;</p> <p>11.7 Основные технико-экономические показатели проектируемого объекта уточнить при проектировании и свести в таблицу этапности строительства и показатели объектов.</p> <p>11.8 Техничко-экономические показатели (краткие проектные характеристики) указывать согласно Приказу Министерства строительства и ЖКХ РФ от 19.02.15 № 117/ПР «Об утверждении формы разрешения на строительство и формы разрешения на ввод объекта в эксплуатацию».</p> <p>11.9 При формировании перечня технико-экономических показателей включать полный перечень объектов энергетики и трубопроводного транспорта с мощностными характеристиками, согласно согласованным этапам строительства.</p> <p>11.10 Диаметр и толщину стенки трубопроводов определить гидравлическими и прочностными расчетами, при проектировании и согласовать с Заказчиком.</p>
12.	Срок начала и окончания строительства объекта и/или ввода объекта в эксплуатацию	Сроки начала строительства – 2023.
13.	Особые условия строительства	<p>13.1 Минимальная температура воздуха минус 51⁰С;</p> <p>13.2 По характеру растительности, район относится к зоне заболоченной тайги;</p> <p>13.3 Значительная удаленность от населенных пунктов;</p> <p>13.4 Климат континентальный (климатический подрайон определить в соответствии с СП 131.13330.2018);</p> <p>13.5 Учитывая автономность при строительстве и безлюдную технологию при эксплуатации объекта, проектному институту необходимо при разработке документации предусмотреть все мероприятия по обеспечению бесперебойной работы объекта с целесообразными техническими и экономичными решениями.</p> <p>13.6 Обязательное ведение авторского надзора за строительством с заключением отдельного договора.</p> <p>13.7 При разработке ПОС в обязательном порядке предусмотреть и учесть при расчете общей продолжительности строительства любого объекта обустройства:</p> <ul style="list-style-type: none"> • при обустройстве кустовой площадки - этапность

		<p>строительства;</p> <ul style="list-style-type: none"> • при расчете продолжительности срока строительства (обустройства) кустовой площадки обязательно учитывать график строительства эксплуатационных скважин; • при инженерной подготовке площадок под объекты (куст скважин, площадки на линейных объектах) и при строительстве автомобильных дорог предусматривать технологический перерыв не менее 12 месяцев на консолидацию грунтов, соответственно на этот срок увеличивать общую продолжительность строительства и учитывать повторную мобилизацию. <p>13.8 Учесть рекомендации по внедрению мероприятий согласно «Перечень мероприятий по оптимизации капитальных вложений (в рамках исполнения приказа №10 от 18.01.2017г.)», строительство трубопроводов и обустройство скважин и кустов скважин.</p> <p>13.9 Конструктив лестниц предусмотреть с учетом возможной осадки насыпного грунта, а так же с учетом требований Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</p>
14.	Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений	Идентификационные признаки, определенные в соответствии с Федеральным законом № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», представлены в (Приложение №5) к заданию на проектирование.
15.	Особые требования к проектированию	<p>В составе ПД указывать:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ расчетные сроки службы и ресурсы проектируемых сооружений; ▪ требования к срокам службы применяемого оборудования и технических устройств. <p>15.1 Требования к проектированию промысловых трубопроводов:</p> <p>15.1.1 Промысловые трубопроводы запроектировать в соответствии с действующим нормативным документом СП 284.1325800.2016.</p> <p>15.1.2 При необходимости разработать специальные технические условия (СТУ) по отступлению от требований СП 284.1325800.2016.</p> <p>15.1.3 Дополнительные требования указаны в Приложении №19.</p> <p>15.2 Требования к обустройству кустовой площадки</p> <p>15.2.1 Координаты первой скважины и НДС куста скважин предоставляются Заказчиком. На основании инженерных изысканий, для минимизации затрат на инженерную подготовку, при согласовании с заказчиком, допускается:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перенос координат куста скважин в радиусе 250 м; • корректировка оси НДС согласовать с Заказчиком. <p>15.3 Требования к инженерной подготовке</p> <p>15.3.1 Инженерную подготовку площадок разработать с учетом действующих норм и требований по охране окружающей среды на основании данных инженерно-геологических, инженерно-геодезических и инженерно-экологических изысканий. Проектом инженерной подготовки предусмотреть комплекс инженерно-технических мероприятий по преобразованию существующего рельефа осваиваемой территории, обеспечивающих следующие технические требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> • взаимное высотное и плановое размещение сооружений; • отвод атмосферных осадков с проектируемой территории; • защиту от подтопления поверхностными водами с прилегающих к площадке земель. <p>15.3.2 Предусмотреть для куста скважин территории площадки в объеме, достаточном для:</p> <ul style="list-style-type: none"> • обустройства куста на период бурения с монтажом и

		<p>демонтажем буровой установки;</p> <ul style="list-style-type: none"> • размещения бурового и эксплуатационного оборудования, прокладки технологических трубопроводов из условия одновременного проведения буровых работ, освоения и эксплуатации скважин; • временных площадок для нужд бурения; <p>15.3.3 На основании инженерных изысканий уточнить местоположение площадок с учетом минимизации затрат на инженерную подготовку.</p> <p>15.3.4 Предусмотреть на кусте запас песка для подсыпки приустьевое пространство после бурения (40 м³ на одну скважину).</p> <p>15.4 Требования по учету в проектной документации земельного и лесного законодательства для оформления разрешительной документации на землепользование</p> <p>15.4.1 До разработки проектной документации запросить в ООО «РН-Уватнефтегаз» границы ранее отведенных (оформленных) земельных (лесных) участков.</p> <p>15.4.2 На основании материалов инженерных изысканий, данных Единого государственного реестра недвижимости, лесного реестра, ранее отведенных земельных участков (не прошедших государственной кадастровый учет), проектных решений (в том числе временный отвод земельного участка для размещения временных зданий и сооружений), подготовить и выдать исходные данные, содержащие границы и площади отвода земель для оформления Заказчиком правоустанавливающих документов на вновь отводимые земельные (лесные) участки.</p> <p>15.4.3 Границы земельных (лесных) участков подготовить в электронном виде в формате MapInfo не ниже версии 7.8 в системе координат, принятой для ведения государственного кадастрового учета недвижимости на данной территории.</p> <p>15.4.4 Согласовать с Заказчиком границы отвода, площади, наименование/вид разрешенного использования земельных (лесных) участков.</p> <p>15.4.5 На вновь образованные земельные (лесные) участки разработать отдельным томом обосновывающие материалы для отвода земель с учетом проектных решений в составе: пояснительной записки, содержащей перечень и краткие технические характеристики проектируемых объектов, описание местоположения выбранных земельных (лесных) участков и обоснование их площади.</p> <p>15.4.6 Для передачи проектной документации на государственную экспертизу, подготовить сводную ведомость распределения земельных (лесных) участков, используемых для строительства объектов проектирования, с указанием: наименования объекта, категории земель, вида разрешенного использования, площади, кадастрового номера земельных участков и реквизитов правоустанавливающих документов.</p> <p>15.4.7 В отношении линейных и площадочных объектов, в установленном законом порядке, разработать документацию по планировке территории в составе проекта планировки и проекта межевания территории.</p> <p>15.4.8 В отношении площадочных объектов разработать градостроительный план земельного участка в соответствии с Приказом Минстроя России от 25.04.2017 N 741/пр "Об утверждении формы градостроительного плана земельного участка и порядка ее заполнения".</p> <p>15.4.9 Экземпляр разработанной документации по планировке территории в составе проекта планировки и проекта межевания</p>
--	--	---

	<p>территории и градостроительного плана земельного (лесного) участка выдать Заказчику с дальнейшей целью согласования и утверждения в органах исполнительной власти.</p> <p>15.4.10 Совместно с Заказчиком, принять участие в сопровождении утверждения документации по планировке территории в составе проекта планировки и проекта межевания территории в государственных органах власти в части технических вопросов к разработанным материалам.</p> <p>15.4.11 Совместно с Заказчиком, принять участие в сопровождении регистрации градостроительного плана земельного участка в государственных органах власти в части технических вопросов к разработанным материалам.</p> <p>15.5 <u>Дополнительные требования:</u></p> <p>15.5.1 Разработать документацию в соответствии с государственными стандартами системы проектной документации для строительства (СПДС) в том числе ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации», требования по обозначению, а также иными действующими техническими документами.</p> <p>15.5.2 Проектно-сметную документацию закодировать согласно системе идентификации проектных документов №П2-01 ПК -0003.</p> <p>15.5.3 При внесении корректировок выдавать все листы раздела (изм.), а не отдельные страницы в которых были сделаны изменения.</p> <p>15.5.4 Обеспечить соответствие заказных спецификаций и ресурсных ведомостей перечню ценообразующих материалов.</p> <p>15.5.5 Перечень ценообразующих материалов предоставляется по отдельному требованию проектного института на стадии разработки рабочей документации.</p> <p>15.5.6 В случае отсутствия ДТПК либо формировании отказа от применения ДТПК при разработке ТТ и ОЛ на оборудование предусмотреть гарантийные обязательства: не менее 24 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не более 36 месяцев (для объектов электроснабжения 60 и 72 месяца соответственно).</p> <p>15.5.7 В составе заказной документации на оборудование и технические средства указывать требование к предоставлению следующих разрешительных документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • документы, подтверждающие соответствие (сертификат либо декларация) требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза); • действующее разрешение на применение, выданное Ростехнадзором в комплекте; • с заключением экспертизы промышленной безопасности и копией письма о его утверждении и регистрации (для случаев, когда заключение указано в разрешении как основание для выдачи разрешения на применение); • с копией сертификата ГОСТ Р в случае, если продукция подлежит обязательной сертификации в системе ГОСТ Р, или подлежала до вступления в силу соответствующего технического регламента, при условии, что сертификат ГОСТ Р выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента); • с копией заключения экспертизы промышленной безопасности, зарегистрированного в Ростехнадзоре не ранее 01.01.2014 (для продукции изготовленной после 01.01.2014). • с комплектом эксплуатационной документации на русском языке.
--	---

	<p>15.5.8 При передаче ПД и РД на внутреннюю экспертизу предоставить файл в формате AutoCAD с контурами сооружений, осями линейных объектов, границами отвода, границами рубки в общепринятых системах координат;</p> <p>15.5.9 При разработке РД по линейным коммуникациям и площадочным объектам нанести границы рубки и выдела леса по натурным изысканиям. При размещении линейных объектов в одном коридоре коммуникаций общие границы рубки леса нанести на чертежи с указанием осей трасс остальных линейных объектов.</p> <p>15.5.10 При разработке проекта предусмотреть раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов».</p> <p>15.5.11 Обосновать и представить пообъектно (в виде таблиц) потребность в общераспространенных полезных ископаемых (песках, глине, торфах) для строительства и рекультивации всех проектируемых объектов.</p> <p>15.5.12 В каждом комплекте чертежей необходимо выпустить единую спецификацию материалов и оборудования с учетом этапов строительства предусмотренных в проектно-сметной документации.</p> <p>15.5.13 До начала разработки рабочей документации предоставить «Ведомость основных комплектов чертежей»;</p> <p>15.5.14 До передачи проектной документации на государственные экспертизы, проектному институту пройти процедуру внутренней экспертизы для проверки качества выданной документации и устранить все возникшие замечания;</p> <p>15.5.15 На период выполнения работ/оказания услуг на производственных объектах Общества необходимо руководствоваться требованиями Компании к медицинскому обеспечению и охране здоровья работников (в соответствии с письмом ПАО «НК «Роснефть» от 03.09.2015г. №01-56375);</p> <p>15.5.16 Предусмотреть установку аншлагов противопожарного и природоохранного содержания на период строительства и эксплуатации объекта.</p> <p>15.5.17 Предоставить сводную ведомость объемов грунтов (Приложение №8).</p> <p>15.5.18 На стадии рабочей документации отдельно разработать комплект на вырубку леса, подготовить план-схему с указанием зоны и объемов вырубки леса, под площадки и отдельно под каждый коридор коммуникаций. Разработать ВОР на рубку леса.</p> <p>15.5.19 Разработать технологический регламент на объект проектирования и согласовать в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101</p> <p>15.5.20 Разработать перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий и инцидентов, в том числе «План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов» в соответствии с Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ, утвержденными постановлением Правительства РФ от 15.04.2002 № 240.</p> <p>15.5.21 В составе каждого комплекта чертежей (включая «АС») разработать ВОР, сводную спецификацию применяемых материалов и оборудования.</p>
--	---

		<p>15.5.22 Спецификации по каждому комплекту чертежей, а также сборник спецификаций и МТР разработать с учетом выделенных этапов строительства. При выпуске изменений к РД (ревизий) – выделять в ЗС разницу по количеству МТР по сравнению с прежней ревизией.</p> <p>15.5.23 При проектировании обустройства кустовых площадок, предусматривать требование о применении ЭПР, согласно письма №05/01-ИСХ-0991 от 05.08.2019.</p> <p>15.5.24 Для обеспечения осуществления геодезического мониторинга за осадкой дорожного полотна и инженерной подготовки в ПСД предусмотреть мероприятия в соответствии с письмами: №16-05647 от 04.04.2019 от ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» и №05/01-исх-0353 от 05.04.2019 от ООО «РН-Уватнефтегаз».</p> <p>15.5.25 На этапе разработки проектной и рабочей документации учитывать эффективные проектные решения (ЭПР), сформированные по результатам состоявшихся заседаний НТС ПАО «НК «Роснефть». Перечень ЭПР приведен в Приложении к ЗП.</p> <p>15.5.26 При проектировании учесть типовые карты строительства и сметы аналоги, а также эталонные технические решения по объектам обустройства применяемые в ООО «РН – Уватнефтегаз». Данные предоставляются Заказчиком.</p> <p>15.5.27 В случае выбора глинистых грунтов в качестве материала насыпей, использовать (в том числе и для оснований площадочных объектов) утверждённые ООО «РН-Уватнефтегаз» конструктивные решения промышленных автомобильных дорог Уватской группы месторождений с использованием в нижней части основания глинистого грунта в полуобойме из нетканого синтетического материала.</p> <p>15.5.28 Технологию производства работ с использованием глинистых грунтов и стоимость данных работ согласовать с заказчиком.</p> <p>15.5.29 Предусмотреть (Описание) процесса и порядка демонтажа оборудования и коммуникаций по истечении срока службы и для устранения дефектов в процессе эксплуатации.</p> <p>15.5.30 В соответствии с Государственными санитарно-эпидемиологическими правилами и нормативами от 26.03.2002 г. СанПиН 2.1.4.1110-02 «Об утверждении правил установления зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения», при необходимости разработать (внести изменения) в проект ЗСО, получить экспертное заключение санитарно-эпидемиологической экспертизы в отношении проекта ЗСО.</p> <p>15.5.31 Заказчик на основании полученного экспертного заключения обращается в Федеральную службу по надзору в сфере защиты прав потребителей благополучия человека для получения санитарно-эпидемиологического заключения к проекту ЗСО.</p> <p>15.5.32 Разработать техническое задание на проведение оценки воздействия на окружающую среду и уведомить общественность на этапе «уведомление, предварительная оценка и составление технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду».</p> <p>15.5.33 Инженерно-технические решения по пересечениям согласовать с владельцами пересекаемых сторонних коммуникаций по выданным ТУ на пересечения и направить согласование Заказчику;</p> <p>15.5.34 Срок службы проектируемых линейных внутрипромысловых трубопроводов не менее 20 лет.</p>
--	--	--

		<p>15.5.35 Определить необходимость проведения геотехнического мониторинга (ГТМ) за проектируемыми объектами, в случае необходимости, учесть в ПИР разработку решений на проведение ГТМ.</p> <p>15.5.36 Применять стандарт организации «Проектирование промысловых автомобильных дорог на слабых грунтах и инженерной подготовки площадных объектов компании ПАО «НК «Роснефть» и обществ группы. Методика расчета осадок насыпей и обеспечение их устойчивости СТО 55452077-001-2020.</p>
16.	Применение ДТПК	<p>При разработке ПД и РД необходимо руководствоваться следующим перечнем ДТПК (Приложение №9):</p> <p>Правила проектирования</p> <p>Методические указания Компании «Свод требований к проектированию объектов наземного обустройства нефтегазовых месторождений» № П1-01.04 М-0010</p> <p>Инструкция Компании «Унифицированные требования к составу и содержанию раздела проектной документации: «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства» наземной инфраструктуры нефтегазовых месторождений Компании» № П1-01.04 И-00018</p> <p>Инструкция Компании «Требования к разработке проектов организации строительства и проектов организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» № П2-01 И-0008</p> <p>Инструкция Компании «Основные принципы проектирования кабельных линий 0,4-110 кВ, выбор силовых и контрольных кабелей на производственных объектах Компании» № П2-04 И-04583</p> <p>Методические указания Компании «Инженерная подготовка территории строительства объектов нефтегазовых месторождений» № П1-01.04 М-0087</p> <p>Методические указания Компании «Проектирование технологических трубопроводов» № П1-01.04 М-0078</p> <p>Методические указания Компании «Требования к разработке перспективных схем энергоснабжения» № П2-04 М-0087</p> <p>Методические указания Компании «Основные принципы проектирования и выбора оборудования распределительных электрических сетей 0,4-110 кВ на производственных объектах Компании» № П2-04 М-0084</p> <p>Методические указания Компании «Требования к проектированию систем непрерывного и периодического мониторинга технического состояния электротехнического оборудования» № П2-04 М-0088</p> <p>Методические указания Компании «Требования к составу и содержанию раздела проектной документации: «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов» № П4-06 М-0136</p> <p>Инструкция Компании "Принципы и алгоритм определения расчетных давлений и расчетных температур технологического оборудования и трубопроводов Компании" П4-06 И-0015</p> <p>ПК "Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам" П3-04 Р-0389</p> <p>Методические указания Компании "Выбор сталей и подбор аналогов при проектировании, реконструкции, ремонте трубопроводов и оборудования" П4-06 М-0142</p> <p>Технологическая инструкция Компании "Антикоррозионная</p>

		<p>защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании" П2-05 ТИ-0002</p> <p>Паспорта документации типового проектирования Компании</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании "Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Кустовые площадки скважин" П1-01.04 ПДТП-0011</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Элементы и узлы свайных фундаментов» № П1-01.04 ПДТП-0001</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Площадки обслуживания, ограждение площадок» № П1-01.04 ПДТП-0005</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Эстакады (кабельные)» № П1-01.04 ПДТП-0004</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Маршевые лестницы, лестницы тоннельного типа, ограждение лестниц» № П1-01.04 ПДТП-0002</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Прожекторные мачты» № П1-01.04 ПДТП-0016</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Применение геосинтетических материалов при строительстве объектов обустройства месторождений Компании» № П1-01.04 ПДТП-0029</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Емкость подземная (с подогревом/без подогрева, с насосом/без насоса)» № П1-01.04 ПДТП-0003</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Пожарные водоемы» № П4-06 ПДТП-0056</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Автоматизированная система коммерческого и технического учета электроэнергии и мощности на энергетических объектах (АСТУЭ, АИИСКУЭ)» № П4-06 ПДТП-0058</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением (АСДУЭ)» № П4-06 ПДТП-0060</p> <p>Паспорт документации типового проектирования Компании "Типовые технические решения. Обогрев и теплоизоляция трубопроводов и емкостного оборудования" П4-06.02 ПДТП-0045</p> <p>ТЗД</p> <p>Методические указания Компании. «Единые технические требования. Измерительная установка скважинная групповая» № П4-06 М-0006</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Установка дозированной подачи химреагентов» № П4-06 М-0008</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Емкость подземная (с подогревом /без подогрева)» № П4-06 М-0007</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Задвижки клиновые» № П1-01.05 М-0082</p>
--	--	--

		<p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6(10)/0,4 кВ (с НКУ, без НКУ)» № П4-06 М-0087</p> <p>Методические указания Компании «Типовой опросный лист. Опора связи с узлами для крепления антенн» № П4-06 М-0029</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Блок обогрева вахтового персонала» № П1-01.04 М-0031</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Геосинтетические материалы» № П4-06 М-0061</p> <p>Методические указания Компании «Типовая заказная документация. Греющий кабель. Система промышленного электрообогрева» № П1-01.04 М-0054</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан запорный стальной» № П4-06 М-0051</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан регулирующий» № П4-06 М-0063</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков на площадочных и линейных объектах» № П1-01.04 М-0041</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Ограждения из секций заводского изготовления» № П4-06 М-0076</p> <p>Методические указания Компании «Типовой опросный лист. Низковольтное комплектное устройство (НКУ) 0,4 кВ» № П1-01.04 М-0071</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапаны и затворы обратные» № П4-06 М-0117</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан предохранительный пружинный» № П4-06 М-0124</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Пункт автоматического регулирования напряжения» № П4-06 М-0140</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Клеммная коробка» № П4-06 М-0144</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Извещатели пожарные» № П4-06 М-0143</p> <p>Единые технические требования. Контрольно-измерительные приборы для измерения температуры, давления, уровня, вибрации, осевого сдвига. Счетчик жидкости (газа) № П4-06 М-0158</p> <p>Методические указания Компании "Типовые технические требования. Программно-технический комплекс систем телемеханики для распределенных технологических объектов" П4-06.03 М-0113</p> <p>Методические указания Компании " Типовые опросные листы. Поточный анализатор нефтепродукта. Поточный анализатор жидкости. Теплосчетчик. Расходомер" П4-06 М-0157</p> <p>Методические указания Компании "Типовые технические требования. Кабели для систем автоматизации и телемеханики №П4-06.03 М-0159</p> <p>Методические указания Компании «Единые технические требования. Контрольно-измерительные приборы для измерения загазованности» № П4-06.03 М-0145.</p> <p>Методические указания Компании "Единые технические требования. Соединительные детали трубопроводов" П4-06 М-0116</p> <p>Методические указания Компании "Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения" П4-06 М-0111</p> <p>Данный перечень ДТПК является рекомендуемым, но не</p>
--	--	---

		<p>исчерпывающим.</p> <p>В случае отступления от ДТПК для объектов, на которые разработана ДТПК, подготовить обоснование отказа от ДТПК для согласования с курирующим Департаментом ЦАУК «ПАО «НК «Роснефть».</p> <p>Согласно письма 05/01-исх-0191 от 15.08.2018 применять «проект-прототип» при разработке ПД/РД. Принять аналогичные решения при отсутствии обоснованной и согласованной Заказчиком альтернативы.</p>
17.	<p>Требования к инженерно-техническим решениям (в т.ч. системам электроснабжения, водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения, вентиляции, кондиционирования, газоснабжения, автоматизации, связи)</p>	<p>17.1 Система водоснабжения. 17.1.1 Разработать раздел «Водоснабжение» (Приложение №16).</p> <p>17.2 Система водоотведения. 17.2.1 Проектирование системы водоотведения выполнить на основании требований законодательных, нормативно-правовых актов, требований отраслевых и ведомственных документов, с учетом ТУ Заказчика. (Приложение №16). 17.2.2 Предусмотреть решения по сбору и утилизации поверхностных стоков (талых и дождевых вод) с куста скважин.</p> <p>17.3 Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха. Тепловые сети. 17.3.1 Источником теплоснабжения для сооружений кустовой площадки предусмотреть электроэнергию. 17.3.2 Системы отопления и вентиляции предусмотреть в объеме поставок заводов-изготовителей, в соответствии с разработанными техническими требованиями и опросными листами.</p> <p>17.4 Автоматизация технологических процессов 17.4.1 Документация должна быть разработана на основе типовые технические требования на проектирование автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов кустовых площадок ООО «РН-Уватнефтегаз» (Приложение №10) и положения Компании «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 Р-0389. 17.4.2 Проектом предусмотреть технологические решения позволяющие производить монтаж/демонтаж приборов при эксплуатации без остановки (нарушения) технологического процесса и с соблюдением норм ОТ, ПБ и промбезопасности. Все решения согласовать с Заказчиком. 17.4.3 Выполнить АСТУЭ/АСДУЭ в комбинированном исполнении в соответствии с паспортом документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением (АСДУЭ)» № П4-06 ПДТП-0060. Предусмотреть интеграцию данных АСТУЭ/АСДУЭ в существующую систему АСТУЭ/АСДУЭ в соответствии с техническими условиями на АСТУЭ/АСДУЭ (приложение 22).».</p> <p>17.5 Технологическая связь и телекоммуникации 17.5.1 Разработать документацию в соответствии с техническими условиями на проектирование инженерно-технических средств охраны и связи кустовых площадок (Приложение №12). 17.5.2 Фактические параметры точки подключения к магистральной линии связи будут выданы дополнительными техническими условиями на подключение проектируемых объектов к действующей интегрированной системе связи</p>

		<p>ООО «РН-Уватнефтегаз», после согласования выбранного варианта организации связи.</p> <p>17.5.3 Для получения необходимых допусков, разрешений и т.д. от государственных контролирующих органов, подготовить требуемый пакет документов.</p> <p>17.5.4 При проектировании выполнить расчеты качественных показателей связи по всем проектируемым каналам, а также прочие требуемые по законодательству расчеты, оформить заявки на разрешения использования частот в ГРЧЦ.</p> <p>17.5.5 Выполнить расчет зон покрытия проектируемых объектов существующей системой подвижной радиосвязи, при отсутствии 100% покрытия – предусмотреть расширение систем.</p> <p>17.6 Энергоснабжение</p> <p>17.6.1 Выполнить ТЭСВ по ВЛ-35кВ с применением различных опор фундаментов, проводов и линейной арматуры. При проведении ТЭСВ необходимо рассматривать альтернативные варианты строительства ВЛ с использованием опор повышенных габаритов.</p> <p>17.6.2 При разработке проектных решений в системе электроснабжения - руководствоваться техническими требованиями на проектирование электроснабжения (Приложение №11) и действующими ЛНД Компании (перечень в указан в Приложении №11), а так же техническими условиями на электроснабжение (Приложение №7).</p> <p>17.6.3 Выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специализированные расчеты электроэнергетических режимов для этапа бурения, нормальной, основных ремонтных схем, - токов КЗ с оценкой отключающей способности существующих и вновь проектируемых коммутационных аппаратов, - Расчет баланса реактивной мощности, определить объем необходимых средств компенсации реактивной мощности УКРМ 0,4-кВ и АДФГ -0,4кВ, <p>17.6.4 По результатам расчетов п.17.6.3. определить необходимость и предусмотреть замену существующего электрооборудования питающей подстанции.</p> <p>17.6.5 Проектом предусмотреть разработку ВОР и смет на выполнение ПНР.</p> <p>17.6.6 В случае необходимости получения уточненных технических условий на подключение к действующим электрическим сетям (электроустановкам) Заказчика, необходимо направить Заказчику запрос с расчетом проектных электрических нагрузок, классом напряжения потребителя, картографию района с действующими объектами инфраструктуры и предлагаемую схему подключения к электрическим сетям (если применимо).</p>
18.	Обеспечение единства измерений и контроль качества продукции	<p>18.1 СИ должны иметь Свидетельство (Сертификат) об утверждении типа и внесены в Государственный реестр СИ, в соответствии со ст. 14 Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и ПР 50.2.010.</p> <p>18.2 СИ должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке, иметь методики поверки и эксплуатационную документацию на русском языке.</p> <p>18.3 Технические характеристики выбранного оборудования, а также технические и метрологические характеристики СИ должны обеспечивать необходимую точность измерений при заданных технологических режимах работы и характеристиках измеряемой среды.</p> <p>18.4 При проектировании объектов должны применяться СИ</p>

		отечественного или иностранного производства утвержденного типа, имеющие действующие свидетельство (сертификат) об утверждении типа, описание типа к нему и внесенные в Государственный реестр СИ
19.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	<p>19.1 Режим работы предприятия круглосуточный, круглогодичный.</p> <p>19.2 Принятые технологии и оборудование должны соответствовать законодательным и нормативно-правовым актам, действующим на территории РФ.</p> <p>19.3 Разработать технологические и технические решения, ведущие к снижению капиталовложений и эксплуатационных затрат.</p> <p>19.4 Предусмотреть требования о технологических решениях, направленных на предотвращение (сокращение) выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, использование малоотходных технологий и экологически эффективных методов обращения с отходами производства и потребления и обеспечивающих соблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду.</p> <p>19.5 Предусмотреть использование малолюдных, энергосберегающих, экологически чистых технологий.</p> <p>19.6 Выполнить расчеты на прочность, деформацию, устойчивость, толщины стенки, скорости коррозии и срока службы трубопровода. Согласовать с Заказчиком.</p> <p>19.7 Выполнить расчет напряженного состояния, устойчивости и перемещений трубопровода. Расчет оформить и хранить в архиве.</p> <p>19.8 Предусмотреть применение оборудования, запорно-регулирующей арматуры, изоляционных покрытий и соединительных деталей трубопроводов, сертифицированных в установленном порядке в соответствии Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».</p> <p>19.9 Анतिकоррозионную защиту емкостного технологического оборудования выполнить в соответствии с требованиями Технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования» № П2-05.02 ТИ-0002.</p> <p>19.10 Технические решения должны учитывать возможность максимального применения отечественного оборудования и материалов и привлечения Российских подрядных организаций.</p> <p>19.11 Предусмотреть закрепление трассы трубопроводов на местности установкой опознавательных, предупредительных и прочих знаков в соответствии с требованиями ФНП 515 Приказ РГТИ 30.11.2017 г.</p>
20.	Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	<p>20.1 Использовать сборные, блочные конструкции и оборудование максимальной заводской готовности.</p> <p>20.2 Металлоемкость проекта при разработке проектно-сметной документации свести к минимальному объему. При уменьшении металлоемкости особенно обратить внимание на следующие позиции:</p> <ul style="list-style-type: none"> • шаг опор при проектировании эстакад; • устройство свайного поля под блочные, площадочные объекты; • площадь площадок обслуживания. <p>20.3 Применять компоновочные и технические решения, минимизирующие техногенное воздействие на природную среду.</p> <p>20.4 Архитектурно-строительные решения по проектируемым зданиям и сооружениям принять с учетом климатических условий района строительства.</p> <p>20.5 Предусмотреть применение блочного комплектного</p>

		<p>оборудования.</p> <p>20.6 Окраска наземных частей конструкций блоков, сооружений, площадок, ограждений, опор должна производиться в соответствии с требованиями к цветовой гамме красок «Методических указаний Компании «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» блока Upstream и производственно сервисного блока», утвержденных приказом ПАО «НК «Роснефть» №440 от 19.08.2011г.</p> <p>20.7 В случае отсутствия ДТПК либо формировании отказа от применения ДТПК принять следующий срок эксплуатации зданий и сооружений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 30 лет для объектов энергетики; • 15 лет для остальных объектов. • 20 лет для линейных внутрипромысловых трубопроводов; <p>20.8 Антикоррозионную защиту металлических конструкций выполнить в соответствии с требованиями Технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании» № П2-05 ТИ-0002</p>
21.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	<p>21.1 Разработать в соответствии с действующей нормативной документацией РФ и ЛНД Компании, практическим пособием «Охрана окружающей природной среды», Приказом Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации», ГОСТ 56063, ГОСТ Р 56059, Техническим требованиям на проектирование Перечня мероприятий по охране окружающей среды (Приложение 20 к настоящему ЗП):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»; ▪ Том «Оценка воздействия на окружающую среду»; ▪ Том «Расчёт ущерба рыбному хозяйству» (при наличии воздействия на водные объекты и их поймы). Разработанную документацию согласовать с федеральным органом исполнительной власти в области рыболовства в порядке, установленном Правительством РФ (ст. 50 Федерального закона от 20.12.2004 № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов»); ▪ Том «Проект рекультивации нарушенных земельных участков и почвенного покрова». Рекультивационные работы предусмотреть на период окончания строительных работ и после окончания срока аренды земельного участка (ликвидация объекта); ▪ «Программа производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объекта, а также при авариях на его отдельных участках». <p>21.2 Проектной документацией предусмотреть управление отходами по оптимальным схемам, с учетом снижающего негативное воздействие на окружающую среду (далее НВОС) процесса строительства и позволяющие более эффективно использовать природные ресурсы, на основе следующих принципов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ минимальное образование отходов; ▪ максимальное вовлечение отходов в оборот; ▪ использование инновационных экологически безопасных

		<p>технологий обработки, обезвреживания, утилизации и размещения отходов.</p> <p>21.3 В составе проектной документации должны быть предусмотрены мероприятия по управлению отходами, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ перечень отходов, которые будут образовываться в процессе строительства, с указанием объемов и класса опасности; ▪ характеристика мест накопления этих отходов; ▪ порядок ведения отдельного учета отходов; ▪ описание оптимальных способов обращения с этими отходами; <p>21.4 При разработке ПД в рамках управления отходами СМР предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ идентификацию отходов, определение номенклатуры, классов опасности, видов, планового количества образования отходов СМР; ▪ определение планового количества образования материалов, не идентифицированных как отходы (грунты при земляных работах и т.п.), соответствующих нормативным параметрам и планируемых к использованию, с определением способов их использования; ▪ определение потребностей в обустройстве временных площадок для накопления отходов (далее ВПНО), обоснованию параметров ВПНО и проектных решений по обустройству ВПНО; ▪ определение в ПД экологически безопасных и экономически обоснованных технологий обращения с отходами СМР конкретных видов (выбор технологии по результатам сравнительного анализа альтернативных вариантов по экономическим параметрам), с учетом исследования рынка работ/услуг, инфраструктуры по обращению с отходами в регионе реализации объекта капитального строительства; ▪ определение (в составе сметного расчета) затрат на обращение с отходами СМР с использованием экономически обоснованных технологий и на исполнение обязательных требований при обращении с отходами СМР (обустройство ВПНО, платежи за НВОС и т.п.). <p>21.5 Отходы на этапе "Строительство" являются собственностью подрядных организаций.</p> <p>21.6 Проектом предусмотреть вывоз строительных отходов с территории лицензионных участков Общества на санкционированные полигоны строительных отходов (ближайшие – в г. Нижневартовск и г. Тобольск).</p> <p>21.7 Проектируемый объект относится к I категории в соответствии Критериям отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.09.2015г. № 102921.8.</p> <p>21.8 В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2018 № 222 «Об утверждении правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон» разработать проект санитарно-защитной зоны, получить экспертное заключение санитарно-</p>
--	--	---

		<p>эпидемиологической экспертизы в отношении проекта санитарно-защитной зоны.</p> <p>21.9 Заказчик на основании полученного экспертного заключения обращается в Федеральную службу по надзору в сфере защиты прав потребителей благополучия человека для получения санитарно-эпидемиологического заключения к проекту санитарно-защитных зон.</p>
22.	Требования энергетической эффективности, оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	<p>22.1 Проектом определить, обосновать и применить энергоэффективные и экономически эффективные типы электрооборудования, материалов и способов канализации электроэнергии. При разработке основных технических решений (проектных решений) обязательно руководствоваться «Справочником ПАО «НК «Роснефть» «Наилучшие доступные технологии, технические решения и оборудование в области повышения энергоэффективности и энергосбережения нефтегазодобычи» (Приложение №17).</p> <p>22.2 Разработку раздела выполнить согласно требованиям Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ».</p>
23.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций	<p>23.1 Раздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» разработать в соответствии с законодательными и нормативно-правовыми актами РФ, нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в соответствии с ИД, выданными территориальным управлением МЧС РФ.</p> <p>23.2 Подготовить запрос на выдачу ИД для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера по форме приведенной в ГОСТ Р 55201.</p>
24.	Требования по обеспечению пожарной безопасности, ПС, АСПТ	<p>24.1 Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» разработать в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</p> <p>24.2 Проектную документацию разработать в соответствии с действующими законодательными актами Российской Федерации, в том числе: Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также других действующих нормативных документов, содержащих требования пожарной безопасности (ФЗ, СП, ГОСТ), с учётом требований ЛНД Компании, а также Стандарта Компании «Обеспечение пожарной безопасности объектов, расположенных на месторождениях Тюменской области № ВНПБ 11-11».</p> <p>24.3 В процессе разработки проектной документации осуществлять актуализацию проектных решений в соответствии с действующими законодательными актами Российской Федерации на текущий период.</p> <p>24.4 Исключить при разработке проектной документации указание конкретных систем, оборудования, приборов, производителя и т.п. В проектной документации необходимо указывать характеристики и технические требования к оборудованию и приборам систем противопожарной защиты.</p> <p>24.5 Выбираемые типы систем пожаротушения должны быть предварительно согласованы с заказчиком.</p> <p>24.6 Предусмотреть оборудование объектов (территории и помещений) первичными средствами пожаротушения согласно</p>

		<p>требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 №390 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (раздел XIX).</p> <p>24.7 Количество одновременных пожаров для расчётов принимается с учётом функционального назначения объекта (в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами Российской Федерации в области пожарной безопасности) и согласовывается с заказчиком.</p> <p>24.8 Объём противопожарного запаса воды и пенообразователя на объекте определить расчётом с учётом фактических расходов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • автоматических (стационарных) систем пожаротушения и охлаждения; • на наружное и внутреннее пожаротушение зданий и сооружений; • на пожаротушение передвижной пожарной техникой, с учётом возможности привлечения сил и средств территориального гарнизона пожарной охраны, а также времени сосредоточения необходимого для тушения пожара сил и средств. <p>Объём противопожарного запаса воды и пенообразователя согласовать с заказчиком</p> <p>24.9 При использовании в ходе строительства проекта организации строительства (далее - ПОС) и эксплуатации объектов вагон-домов (мобильных зданий) учесть требования Методических указаний Компании «Требования к размещению, обустройству и эксплуатации подрядными организациями сооружений и оборудования на месторождениях Компании (включая временные здания и сооружения)» № П1-01.04 М-0008.</p> <p>24.10 В разделе ПОС «Описание проектных решений и мероприятий по охране объектов в период строительства» определить организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на территории строительства в соответствии с действующими правилами по пожарной безопасности.</p> <p>24.11 Для объектов защиты разработать Декларацию пожарной безопасности в соответствии с действующими нормативными документами. При отступлении от требований нормативных документов по пожарной безопасности декларация пожарной безопасности должна содержать расчёты по оценке пожарного риска.</p> <p>24.12 При невозможности соблюдения требований нормативных документов для зданий, сооружений, строений, для которых отсутствуют нормативные требования пожарной безопасности, должны быть разработаны специальные технические условия (далее - СТУ), отражающие специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности. Необходимость разработки СТУ обосновать и согласовать с заказчиком с внесением соответствующих изменений в ЗП и заключением дополнительного соглашения на разработку и утверждение СТУ.</p> <p>24.13 Проект разработать в соответствии с действующей нормативной документацией РФ, в том числе: Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также других действующих нормативных документов, содержащих требования пожарной безопасности федерального, регионального и отраслевого уровня, включая ЛНД Компании:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Положение Компании «Организация пожарной охраны на объектах Компании»
--	--	---

		<p>№ ПЗ-05 С-0119.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Методические указания Компании «Оснащение средствами пожаротушения, пожарной техникой и другими ресурсами для целей пожаротушения объектов Компании» <p>№ ПЗ-05 М-0072.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Сведения об организации водоснабжения куста эксплуатационных скважин в аварийных ситуациях согласно СП 231.1311500.2015 "Обустройство нефтяных и газовых месторождений. требования пожарной безопасности".
25.	Требования по промышленной безопасности, охране и гигиене труда	<p>25.1 Раздел «Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников и перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда» разработать в соответствии с требованиями действующих, с учетом изменений и дополнений, а также принятых вновь нормативно-правовых, инструктивно-методических документов Российской Федерации и ЛНД Компании в области охраны труда и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Трудовой кодекс РФ, №197-ФЗ. • Федеральный закон от 30 марта 1999 г. N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения". • Система управления охраной труда. Общие требования. ГОСТ 12.0.230-2007 с изменением № 1. • Санитарно-эпидемиологические правила СП 2.2.2.1327-03 "Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту" • Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21) • Свод правил СП 44.13330.2011 СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания" (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 27 декабря 2010 г. N 782) • СП 52.13330.2016. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. • Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.0.555-96 "Гигиенические требования к условиям труда женщин" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 28 октября 1996 г. N 32) • Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений». • «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий» Санитарно-эпидемиологические правила СП 2.2.1.1312-03 и другими действующими нормативными документами. <p>25.2 Технические решения по охране труда разработать с учетом требований Постановления Правительства РФ от 16.02.08 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 27.10.2015), в том числе, предусмотреть перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства, который должен содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах, - для объектов производственного

		<p>назначения;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости) - для объектов производственного назначения • Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности – для объектов производственного назначения. • Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий). • Принципиальные решения по организации труда и управления производством. • Расчет количества рабочих мест и численности работающих. • Организацию, обслуживание и оснащение рабочих мест. • Прогрессивные формы организации труда. • Режим труда и отдыха. • Охрана и условия труда работников. • Организация управления производством, предприятием. • Источники комплектования предприятия кадрами и повышение квалификации рабочих кадров. • Организация медицинского сопровождения и оказания первой помощи пострадавшим. <p>25.3 При необходимости для зданий, сооружений, строений, для которых отсутствуют нормативные требования охраны труда, должны быть разработаны специальные технические условия, обеспечивающие комплекс организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий для сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.</p> <p>25.4 Раздел ПОС должен содержать перечень мероприятий и проектных решений по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда.</p> <p>25.5 Требования в области промышленной безопасности</p> <p>25.5.1 Проектную документацию разработать в соответствии с законодательством Российской Федерации, в том числе, в области промышленной безопасности, в сфере технического регулирования, в градостроительной деятельности, действующими нормативными правовыми актами и локальными нормативными документами ПАО «НК «Роснефть» и Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</p> <p>25.5.2 В случае, если при эксплуатации, капитальном ремонте, консервации или ликвидации опасного производственного объекта требуется отступление от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, таких требований недостаточно и (или) они не установлены, осуществить проектирование на основе обоснования безопасности опасного производственного объекта.</p> <p>25.5.3 Все необходимые согласования, экспертизы обоснования безопасности и регистрация заключений экспертизы обеспечивает Исполнитель.</p> <p>25.5.4 Принятые технологии, оборудование, строительные решения, организация строительства и эксплуатации объекта</p>
--	--	---

		<p>должны соответствовать требованиям действующих норм и правил в области промышленной безопасности.</p> <p>25.5.5 Исполнитель обеспечивает сопровождение и согласование проектной документации в надзорных и разрешительных органах и органах государственной экспертизы проектов.</p> <p>25.5.6 Обеспечить применение новейших материалов и технологий, обеспечивающих надежную эксплуатацию всех материалов и оборудования с учетом эффективности и экономичности строительства и эксплуатации.</p> <p>25.5.7 Технологические процессы производства должны быть автоматизированы с учетом требований ЛНД Компании в области АСУТП. В системах управления технологическими процессами должно быть исключено их срабатывание от случайных и кратковременных сигналов нарушения.</p> <p>25.5.8 Указать расчетные сроки службы и ресурсы проектируемых сооружений, указать требования к срокам службы применяемого оборудования и технических устройств в соответствии с законодательством Российской Федерации, действующими законодательными, нормативными правовыми актами и локальными нормативными документами ПАО «НК «Роснефть».</p> <p>25.5.9 Заложенное в проектную (рабочую) документацию оборудование (технические устройства) должно иметь (в случае, если конкретное оборудование в документации не указывается, должны быть предусмотрены соответствующие требования к оборудованию) один из следующих документов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Документы, подтверждающие соответствие (сертификат либо декларация) требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза); • Действующее разрешение на применение, выданное Ростехнадзором в комплекте с заключением экспертизы промышленной безопасности и копией письма о его утверждении и регистрации (для случаев, когда заключение указано в разрешении как основание для выдачи разрешения на применение); также в комплекте с копией разрешения должна быть предоставлена копия сертификата ГОСТ Р (в случае, если продукция подлежит обязательной сертификации в системе ГОСТ Р, или подлежала до вступления в силу соответствующего технического регламента, при условии, что сертификат ГОСТ Р выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента, и при этом не окончен срок переходного периода, установленный техническим регламентом); для продукции изготовленной после 01.01.2014 вместо разрешения на применение может быть предоставлена только копия заключения экспертизы промышленной безопасности, зарегистрированного в Ростехнадзоре не ранее 01.01.2014 <p>25.5.10 Комплект эксплуатационной документации на русском языке.</p> <p>25.5.11 Для эксклюзивного, инновационного оборудования, ранее не поставлявшегося на территорию Российской Федерации, либо изготавливаемого штучно, а также для оборудования, имеющего необходимые разрешительные документы, срок действия которых заканчивается до планируемой даты изготовления, изготовитель (поставщик) данного оборудования гарантирует предоставление всех необходимых документов до приемки объекта в эксплуатацию.</p> <p>25.5.12 Конструкция оборудования и планировка территории должны предусматривать возможность осмотра в процессе эксплуатации, свободного и безопасного доступа к узлам и деталям с целью проведения технического обслуживания,</p>
--	--	--

		<p>ремонта и технического освидетельствования (диагностирования).</p> <p>При необходимости в случаях, предусмотренных статьей 14 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», разработать декларацию промышленной безопасности в составе проектной документации. Необходимость разработки декларации промышленной безопасности согласовать с заказчиком</p> <p>Определить безопасный срок эксплуатации проектируемых сооружений, применяемого оборудования и технических устройств в соответствии с законодательством, действующими законодательными актами, нормативно правовыми документами РФ.</p>
26.	Требования по обеспечению безопасности объекта	<p>26.1 Разработать документацию в соответствии с техническими условиями на проектирование инженерно-технических средств охраны и связи кустовых площадок (Приложение №12).</p> <p>26.2 Кустовая площадка не категорирована.</p> <p>26.3 В связи с удаленностью объектов строительства от мест проживания людей, проектирование площадок выполнить без учета запретной зоны.</p> <p>26.4 Обеспечить выполнение требований Положения Компании №ПЗ-11 Р-0012 «Информационная безопасность. Автоматизированные системы управления технологическими процессами».</p> <p>26.5 Класс значимости объекта согласно СП 132.13330.2011 – 3 класс.</p>
27.	Требования к организации строительства и работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	<p>27.1 Разработать раздел «Проект организации строительства» в соответствии с требованиями: Положения о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87, СП 48.13330, МДС 12-81, а также в соответствии с требованиями законодательства РФ, в области капитального строительства объектов наземного обустройства НГМ. Учесть требования исходных данных для разработки ПОС (Приложение №13).</p> <p>27.2 Разработать разделы «Проект организации строительства» в соответствии с Инструкцией Компании «Требования к разработке проектов организации строительства и проектов организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства» № П2-01 И-0008.</p> <p>27.3 В составе ПОС указать способ подключения строительной площадки к источнику электроэнергии на время строительства – реконструкции.</p> <p>27.4 Обеспечить запас времени на получение разрешения на СМР 0,5 месяца и ввод объекта после завершения СМР 3 месяца.</p>
28.	Требования к разработке сметной документации	<p>28.1 Детальные требования к разработке Сметной документации отражены в ИД Заказчика (Приложение №14).</p> <p>28.2 Состав сметной документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сводный сметный расчет на стадиях ПД и РД; - объектные и локальные (сметные расчеты) сметы; - сметные расчеты на отдельные виды затрат, которые не учтены сметными нормативами (в том числе на ПИР, на оформление документов на землепользование, лесопользование, на корректировку прикладного программного обеспечения АСУТП, на пуско-наладочные работы систем: автоматизации, АСУТП, охранно-пожарной сигнализации, инженерно-технической защиты, электроснабжения, на досборку блочно-модульных зданий и оборудования при предоставлении КД и ВОР до начала разработки ПСД и т.д.);

		<p>- ведомость потребных ресурсов.</p> <p>28.3 Метод составления сметной документации: базисно-индексный с выделением ресурсов;</p> <p>28.4 В случае предоставления ВОР на досборку после выпуска СД, сметы выпускаются по отдельному договору и дополнительному соглашению к договору.</p> <p>28.5 Сметную стоимость строительства определить в соответствии с МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации», директивным требованиям и ЛНД Компании;</p> <p>28.6 Проектной организации в обязательном порядке предоставить аналоговые сметные расчеты в случаи применения объектов-аналогов сторонних организаций (вне периметра ПАО «НК «Роснефть») либо предоставлять пояснения в случае отсутствия расчетов.</p> <p>28.7 Заказчик предоставляет информацию по стоимости строительных ресурсов, оборудования (на основании ранее выполненных закупок, поданных Заказчику технико-коммерческих предложений, фактически заключенных договоров на поставку) для применения при выпуске сметной документации в соответствии с п.4.4.3 МУК №П2-02 М-0009 «Проведение мониторинга, определение стоимости строительных ресурсов и формирование лимитных цен на МТР».</p> <p>28.8 Выделение этапности в ССР: — на стадии ПД не требуется. — на стадии РД требуется.</p> <p>28.9 В сметной документации на стадии РД в части обустройства куста в отдельные этапы выделять только скважины upside (каждую скважину upside в отдельный этап).</p> <p>При разработке сметной документации:</p> <p>28.10 Учесть следующие требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> • наименование МТР, неучтенных в составе расценок, необходимо указывать в соответствии со спецификациями; • затраты на транспортировку МТР (кроме грунта) выделить в отдельный раздел каждого ЛСР. <p>28.11 Сметную стоимость строительства определить в соответствии с МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».</p> <p>28.12 Сметная документация должна содержать локальные сметные расчеты на ПНР систем автоматизации, связи, ИТСО, энергетики и электроснабжения с отражением в сводном сметном расчете в случае, если затраты на указанные объемы ПНР не предусмотрены расценками на СМР.</p> <p>28.13 Предоставить аналоговые сметные расчеты в случае применения объектов-аналогов сторонних организаций (вне периметра ПАО «НК «Роснефть»), либо предоставить пояснение в случае отсутствия расчетов.</p> <p>28.14 Разработать сметную документацию на временные зимние вдольтрассовые проезды (учтенные в проекте организации строительства) в соответствии с Альбомом ГТР.</p> <p>28.15 В главе 1 ССР учесть затраты на лесовосстановление в соответствии с исходными данными Заказчика.</p> <p>28.16 При разработке сметной документации провести анализ смет на соответствие доведенным Компанией удельным затратам.</p>
29.	Порядок и требования к формированию перечня оборудования и материалов	<p>29.1 При выходе изменений проекта, предоставлять вновь предоставляемые заказные спецификации передавать в ООО «РН-Уватнефтегаз» с пометками об изменениях и указания измененного количества, а также бланком о внесенных изменениях.</p>

		<p>29.2 На всех этапах проектирования формировать перечень оборудования и материалов по следующей схеме:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Используя данные о имеющихся СВЗ/НВЛ Заказчика (см. раздел 30 настоящего ЗП). 2. Используя действующие прейскурантные договора на поставку МТР (см. раздел 31 настоящего ЗП). 3. Используя утвержденную ТЗД (в соответствии с перечнем ДТПК, приведенном в разделе 16 настоящего ЗП). 4. Используя данные о рыночной цене МТР, не учтенных СВЗ/НВЛ/прейскурантными договорами. <p>При выборе оборудования и материалов должны учитываться:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ соответствие действующим стандартам в области нефтегазодобычи; ▪ качественные показатели оборудования и материалов; ▪ требования обязательной сертификации; ▪ простота эксплуатации и ремонта, наличие положительного опыта эксплуатации. <p>При прочих равных условиях преимущество по включению в перечень оборудования и материалов должны иметь оборудование и материалы, выпускаемые отечественными производителями.</p> <p>При выборе оборудования и материалов:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ исключить дополнительные и необоснованные требования, приводящие к увеличению их стоимости, а также требования, ограничивающие конкуренцию производителей; ▪ минимизировать вариативность применяемого оборудования и материалов. <p>29.3 Весь перечень используемых МТР по проекту предоставить отдельным томом «Сборник заказных спецификаций, в том числе «Сводную таблицу по всем материалам и оборудованию». Спецификации и сводную таблицу направить в формате Excel.</p>
30.	Применение СВЗ и НВЛ	<ul style="list-style-type: none"> • В соответствии Положению Компании «Управление запасами МТР ПАО «НК Роснефть» и обществ группы» №П2-02 Р-0374, Инструкции Компании «Унифицированная форма заданий на проектирование объектов наземного обустройства нефтегазовых месторождений с техническим заданием на инженерные изыскания. Макеты заданий на проектирование по основным объектам нефтегазодобычи» №П1-01.04 И-0029, Письму Компании от 03.12.2018 № ЭЛ-18176, при разработке спецификаций провести анализ возможности вовлечения СВЗ/НВЛ Заказчика по всем позициям релевантного перечня СВЗ/НВЛ (Приложение № 6). • При проектировании рассматривать к применению позиции СВЗ/НВЛ из релевантного перечня (Приложение № 6 к ЗП) и полного перечня СВЗ/НВЛ, обновляемого Заказчиком ежемесячно. • Заполненный по 2-м предыдущим пунктам перечень направить в адрес Заказчика в рабочем порядке через ЕОЛ за вовлечение МТР КНИПИ для подтверждения применения МТР в РД и резервирования складских запасов. • Позиции релевантного перечня, одобренные Заказчиком к вовлечению, учесть в РД. • Окончательный, полностью заполненный перечень релевантной номенклатуры, скорректированный при необходимости на этапах внутренней, ведомственной и прочих экспертиз, направить Заказчику совместно с актом на принятие этапа «Экспертиза РД».
31.	Применение прейскурантных	Учесть на момент разработки проектно-сметной документации

	договоров	при наличии у заказчика преискуранных договоров.
32.	Требования по формированию и выдаче документации для закупочных процедур	<p>32.1 Перечень опросных листов согласовать с заказчиком перед выполнением рабочей документации.</p> <p>32.2 Разработать задания заводам-изготовителям на все здания заводского изготовления.</p> <p>32.3 Заполнение опросных листов выполнить с учетом действующих ЛНД, в случае отсутствия в ЛНД максимально подробно с учетом всех специфических требований к оборудованию.</p> <p>32.4 При разработке ОЛ руководствоваться требованиями, приведенными в письме Компании АШ-6920 от 17.04.2017 г. К ОЛ прикладывать справку по соответствию ОЛ и ТТ требованию директивного письма компании за подписью ГИПа.</p> <p>32.5 На основании конструкторской документации разработать проектно-сметную документацию, в том числе необходимый объем работ по монтажу, обвязке, подключению, сборке, досборке на строительной площадке блочного/крупноблочного оборудования (письмо Компании № ЭЛ-16276 от 07.09.2016).</p> <p>32.6 В случае необходимости внести корректировки в РД и СД под фактически согласованную КД.</p> <p>32.7 Технические решения должны учитывать возможность максимального применения отечественного оборудования и материалов и привлечения российских подрядных организаций.</p> <p>32.8 Закупочная документация формируется в соответствии с Методическими указаниями Компании «Порядок разработки опросных листов и технических требований на оборудование для объектов обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений компании» № П1-01.04 М-0016</p> <p>32.9 Предоставить спецификации, ТТ и ОЛ на основное технологическое оборудование длительного срока изготовления без указания конкретных производителей оборудования.</p> <p>32.10 Обеспечить применение кодировки материалов и оборудования по номенклатурным справочникам (ЕТТ).</p>
33.	Требования по применению новых технологий	<p>33.1 При разработке проектной и рабочей документации для обеспечения инновационного развития строительного комплекса, учесть применение в конструкциях качественно новых эффективных материалов, оборудования, технологий и решений используемых в области капитального строительства.</p> <p>33.2 При разработке учесть применение в конструкциях качественно новых и эффективных материалов, оборудования, технологий, и решений используемых в области капитального строительства, с приведением технико-экономического обоснования.</p> <p>33.3 Решения не должны приниматься в ущерб надежности, безопасности и долговечности проектируемых объектов.</p> <p>33.4 Требования к процессу организации внедрения испытанной новой техники и технологии устанавливаются в соответствии с Положением Компании «Об организации работы научно-технического совета ПАО «НК «Роснефть» № П4-02 Р-0005.</p> <p>33.5 В рамках импортозамещения предпочтение к применению технологии отечественного производства.</p> <p>33.6 Проектную документацию разработать в соответствии с информационно-техническими справочниками по наилучшим доступным технологиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ИТС 15; ▪ ИТС 17; ▪ ИТС 22;

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ ИТС 22.1
34.	Материалы, предоставляемые Заказчиком	<p>34.1 Приложения к заданию на проектирование.</p> <p>34.2 Дополнительные исходные данные предоставляются Заказчиком по запросу проектной организации.</p> <ul style="list-style-type: none"> • схема передачи оперативной информации о происшествиях на объектах ООО «РН-Уватнефтегаз». • положение Общества «Организация жилых городков на лицензионных участках ООО «РН-Уватнефтегаз» ПЗ-05 Р-0582 ЮЛ-425 версия 1.00.
35.	Состав демонстрационных материалов	35.1 Провести оценку эффекта от применения ДТПК (оценку выполнить в соответствии с действующими Корпоративными процедурами).
36.	Требования к составу и оформлению проектной и рабочей документации	<p>36.1 ПД разработать в соответствии с действующими законодательными актами, нормативными документами РФ, ЛНД Компании в области капитального строительства, в том числе в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</p> <p>36.2 Требования к составу и содержанию ПД принять в соответствие с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87.</p> <p>36.3 Разработать РД в соответствии с государственными стандартами системы ПД для строительства, в том числе ГОСТ Р 21.1101.</p> <p>36.4 В составе каждого разрабатываемого раздела ПД следует представлять перечень нормативных документов, которыми руководствовались при его разработке.</p> <p>36.5 Оформление ПД и РД должно осуществляться в соответствии с требованиями законодательства РФ и ЛНД Компании в области капитального строительства:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Принципы классификации Компании «Система идентификации проектных документов» № П2-01 ПК-0003. ▪ Принципы классификации Компании «Система идентификации объектов инфраструктуры нефтегазодобычи и разрабатываемых на их строительство проектов» № П2-01 ПК-0004. ▪ Методические указания Компании «Требования к предоставлению информации при передаче проектных документов» № ПЗ-04 М-0019.
37.	Порядок сдачи работ	<p>37.1 После получения от Исполнителя пилотного экземпляра полного комплекта проектной/ рабочей документации, Заказчик передает полученную документацию на проведение внутренней/ ведомственной экспертизы. Замечания к проектной/ рабочей документации в формате листа коллективной проверки (ЛКП) Заказчик направляет исполнителю.</p> <p>37.2 Исполнитель по результатам внутренней/ ведомственной экспертизы корректирует документацию по замечаниям и предоставляет на согласование Заказчику. Исполнитель согласовывает Акт приема-сдачи оказанных услуг с Заказчиком только после согласования мероприятий по результатам устранения всех замечаний внутренней/ ведомственной экспертизы.</p> <p>37.3 Генпроектировщик представляет заказчику откорректированную документацию:</p> <ul style="list-style-type: none"> - полный комплект ПД – 2 экз.; - дополнительный комплект ПД Раздел 6. «Проект организации строительства» - 4 экз.;

		<p>- полный комплект РД и СД – 4 экз. На бумажных носителях и 1-м экземпляре на электронных носителях в формате .pdf и в исходных форматах (.dwg, .doc, .xls и др. форматах).</p> <p>37.4 Документация, выпускаемая по настоящему заданию, является собственностью Заказчика. Землеустроительную документацию выдать:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 экземпляра на бумажном носителе; ▪ 2 экземпляра на электронном носителе (картографические материалы в программе MapInfo). <p>37.5 Генпроектировщик передает проектно-сметную документацию Заказчику по накладной по месту нахождения Заказчика.</p> <p>37.6 Один экземпляр проектной продукции выпустить в электронном формате в соответствии с приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ от 12.05.2017 №783/пр «Об утверждении требований к формату электронных документов, представляемых для проведения государственной экспертизы проектной документации и (или) результатов инженерных изысканий и проверки достоверности определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства»</p>
38.	Требования к передаче готовых материалов на электронных носителях	<p>38.1. Текстовые документы предоставить в оригинальных форматах (MS Office 2010) и в не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader).</p> <p>38.2. Сметную документацию предоставить в редактируемом формате MS Excel, не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader) и универсальном формате XML для возможности прочтения программой «Гранд-смета».</p> <p>38.3. Чертежи предоставить в формате DWG (AutoCAD), MapInfo и в не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader).</p> <p>38.4. Сборники спецификаций оборудования, изделий и материалов, ресурсные ведомости, ведомости объемов работ предоставить в формате (MS Excel 2010) и в не редактируемом формате PDF (Acrobat Reader).</p> <p>38.5. Электронная версия комплекта документации, предоставляемая на CD-R диске (дисках), должна передаваться сопроводительным документом с подтверждением отсутствия на диске (дисках) вирусов по результатам проверки специализированного антивирусного ПО. Указать наименование примененного специализированного антивирусного ПО.</p> <p>38.6. Электронная версия комплекта документации передается на CD-R диске (дисках), изготовленных разработчиком документации (оригинал-диск). Допускается использовать носители формата CD-RW, DVD-R, DVD-RW.</p> <p>38.7. На лицевой поверхности диска должна быть нанесена печатным способом маркировка с указанием: наименования ПД (и РД) документации, Заказчика, проектировщика, даты изготовления электронной версии, порядкового номера диска. Диск должен быть упакован в пластиковый бокс, на лицевой поверхности которого также делается аналогичная маркировка.</p> <p>38.8. В корневом каталоге диска должен находиться текстовый файл содержания с гиперссылками на разделы комплектов документации.</p> <p>38.9. Состав и содержание диска должны соответствовать комплекту документации. Каждый физический раздел комплекта (том, книга, альбом чертежей и т.п.) должен быть представлен в отдельном каталоге диска файлом (группой файлов) электронного документа. Название каталога должно соответствовать названию</p>

		<p>раздела. 38.10. Файлы должны нормально открываться в режиме просмотра средствами операционной системы Windows 2000/XP/Vista/7/8/10</p>
39.	Перечень согласований с государственными надзорными органами	<p>39.1 При проведении государственной экологической экспертизы, установленной законодательством РФ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Подготовить пакет проектной документации для проведения общественных обсуждений. Перед проведением общественных обсуждений в установленном порядке обеспечить публикацию в СМИ информацию о проведении общественных обсуждений в соответствии с Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации, утвержденным приказом Государственного комитета Российской Федерации по охране окружающей среды №372 от 16 мая 2000г. Согласно раздела IV «Информирование и участие общественности в процессе оценки, воздействия на окружающую среду» данного Приказа информация о проведении публичных обсуждений в кратком виде публикуется в официальных изданиях федеральных органов исполнительной власти, органов государственной власти субъектов РФ и органов местного самоуправления, на территории которых намечается строительство проектируемого объекта; - Организовать и обеспечить получение положительного экспертного заключения Государственной экологической экспертизы, в соответствии со ст.10 Федерального закона от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе». - Публикацию в СМИ информации о проведении общественных слушаний, организацию проведения общественных слушаний, а также проведение государственной экологической экспертизы организывает и оплачивает проектный институт. - Предоставить Заказчику положительное заключение государственной экологической экспертизы в соответствии с Федеральным законом от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе». <p>39.2 Обеспечить прохождение государственной экспертизы, в соответствии с Положением об организации и проведении государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, утвержденным постановлением Правительства РФ от 05.03.2007 № 145, необходимой и достаточной для беспрепятственного получения разрешения на строительство и ввод объекта в эксплуатацию. Государственную экспертизу оплачивает Заказчик. Сформировать и передать Заказчику исходно-разрешительную документацию для организации проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий.</p> <p>39.3 При необходимости обеспечить согласование раздела «Расчет ущерба рыбному хозяйству» и получение заключения в Территориальном управлении Федерального агентства по рыболовству.</p> <p>39.4 При необходимости получить в отделе геологии и лицензирования департамента по недропользованию по Уральскому федеральному округу по Тюменской области разрешение на осуществление застройки площадей залегания полезных ископаемых, а также размещение в местах их залегания подземных сооружений (ст.25 Закона РФ «О недрах» от 21.02.1992г. №2395-1).</p>

ПРИЛОЖЕНИЯ

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	<i>Перечень этапов строительства</i>	
2	<i>График строительства скважин</i>	
3	<i>Показатели добычи-закачки по месторождению</i>	
4	<i>Физико-химические свойства нефти, газа, воды</i>	
5	<i>Идентификационные признаки проектируемых объектов.</i>	
6	<i>Перечень релевантных проектируемым объектам СВЗ/НВЛ ОГ.</i>	
7	<i>ТУ на электроснабжение</i>	
8	<i>Сводная ведомость объемов грунтов</i>	
9	<i>Перечень ДТПК</i>	
10	<i>Типовые технические требования на проектирование автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов кустовых площадок ООО «РН-Уватнефтегаз»</i>	
11	<i>Технические требования на проектирование электроснабжения</i>	
12	<i>Технические условия на проектирование инженерно-технических средств охраны и связи</i>	
13	<i>ИД для проектирования организации строительства (ПОС)</i>	
14	<i>ИД для проектирования сметной документации (раздела СМ)</i>	
15	<i>Унифицированный перечень трубной продукции и металлопроката</i>	
16	<i>ТУ на водоснабжение, водоотведение</i>	
17	<i>Справочник ПАО «НК «Роснефть» Наилучшие доступные технологии, технические решения и оборудование в области повышения энергоэффективности и энергосбережения нефтегазодобычи</i>	
18	<i>Перечень эффективных проектных решений (ЭПР)</i>	
19	<i>Требования к промышленным трубопроводам</i>	
20	<i>Техническим требованиям на проектирование Перечня мероприятий по охране окружающей среды</i>	
21	<i>ТУ на подключение</i>	
22	<i>ТУ на АСТУЭ/АСДУЭ</i>	

Этапы строительства

«Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»

1. В проекте предусмотреть поэтапное обустройство инфраструктуры с учетом ввода в эксплуатацию каждого этапа отдельно*:

<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «ВЛ-35 кВ от точки подключения к ВЛ-35 кВ на куст скважин № 1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП-35/0,4 кВ куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «КТП-35/0,4 кВ куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения до ЦПС Тямкинского месторождения».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Автомобильная дорога от точки примыкания к автодороге на куст скважин № 1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина первой позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина второй позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения Обустройство. (Скважина третьей позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина четвертой позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина пятой позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина шестой позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина седьмой позиции)».</p>

<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тяжинского месторождения. Обустройство. (Скважина восьмой позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тяжинского месторождения. Обустройство. (Скважина девятой позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тяжинского месторождения. Обустройство. (Скважина десятой позиции)».</p>
<p><u>Этап строительства:</u> «Куст скважин № 1-бис Северо-Тяжинского месторождения. Обустройство. (Скважина одиннадцатой позиции)».</p>

**названия объектов даны в соответствии с приказом № 203 от 22.05.2015 г.*

2. Каждый этап должен обеспечивать возможность автономной эксплуатации независимой от последующих этапов.
3. Очередность начала строительства каждого этапа определяется технологической необходимостью.
4. При оформлении ПОС расчёт общей продолжительности строительства и линейно-календарный график оформлять как на единый объект, без выделения расчётов и графиков по этапам.
5. Указать перечень этапов строительства в ПОС-е. ПОС согласовать с заказчиком. В ССР выделить этапы.

Согласовано:

Количество этапов строительства по обустройству куста согласовано (при условии прохождения региональной экспертизы или негосударственной экспертизы) с учетом применения Постановления Правительства Тюменской области № 141-п от 09.04.2018 года и Постановления Правительства Российской Федерации № 1816 от 12.11.2020 года.

Кроме того (при наличии по предварительным расчетам) необходимо выделить в отдельный титул объекты ОПО 1 и 2 классов опасности.

Начальник отдела
по вводу основных фондов

«23» августа 2021 года



О.В. Шаршаков

ГБ для проектирования КП №1УБ Северо-Тямкинское м/р

Месторождение	Куст	Номер скважины	Порядок бурения скважин	Классификация скважины по профилю ствола	Классификация скважины по назначению	Расстояние на передвижку	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Мощность ПЭД
Северо-Тямкинское	1УБ	181	1	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	240	35	160
Северо-Тямкинское	1УБ	176	2	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	109	45	80
Северо-Тямкинское	1УБ	171	3	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	132	54	90
Северо-Тямкинское	1УБ	174	4	Горизонтальные скважины	Нагнетательная с отработкой	8	71	42	63
Северо-Тямкинское	1УБ	163	5	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	94	49	80
Северо-Тямкинское	1УБ	180	6	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	59	37	56
Северо-Тямкинское	1УБ	178	7	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	63	39	56
Северо-Тямкинское	1УБ	169	8	Горизонтальные скважины	Добывающая	15	82	47	63
Северо-Тямкинское	1УБ	175	9	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	62	35	56
Северо-Тямкинское	1УБ	22	UPSIDE	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	90	30	80
Северо-Тямкинское	1УБ	23	UPSIDE	Горизонтальные скважины	Нагнетательная с отработкой		90	30	80

Координаты 1-й скважины

X - 2079400
 y - 6547300
 НДС - 140

Начальник отдела планирования бурения ООО "РН-Уватнефтегаз"

Руководитель проекта ООО "РН-Уватнефтегаз"

Нагарев О.В.

Мелихов Д.В.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ*

Профиль добычи
Северо-Тягинского месторождения КП №1 Бис

плотность нефти, т/м3	0.882
объемный коэф. нефти, д.ед.	1.075
плотность воды, т/м3	1.009
объемный коэф. воды, д.ед.	1

Ед. изм	ВСЕГО	с н.р.	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Добыча нефти	412.688		1.224	54.742	50.168	46.911	41.612	35.472
Добыча жидкости	3 932.464		2.715	128.063	123.584	122.525	122.525	122.861
Добыча воды для системы ППД	3 519.782		1.491	73.321	73.416	75.615	80.913	87.389
Закачка	4 299.360		3.393	158.698	151.944	149.363	146.965	144.539
Обводнение	90%		55%	57%	59%	62%	66%	71%
Ср. дебит нефти	т/сут		41	26	20	19	17	14
Пусковой дебит новой скважины	т/сут		44	42				
Ср. дебит жидкости	т/сут		90	62	50	49	49	49
Ср. приемистость	м3/сут		69	241	212	209	205	202
Компенсация текущая	%		105	105	105	105	105	105
Компенсация накопленная	%		105	105	105	105	105	105
Ввод скважин (Доб+Наг)	штук		3	6				
нефтяные из бурения	скв.		2	5				
газовые из бурения	скв.							
нагнетательные из бурения	скв.		1	1				
с отработкой	скв.							
без отработки	скв.		1	1				
из разведочного бурения	скв.							
водозаборные из бурения	скв.							
прочие из бурения	скв.							
ПВЛГ	скв.							
Перевод скв. в ППД	штук		2	7	7	7	7	7
Действующий фонд добывающих скважин на к.г.	скв.		1	2	2	2	2	2
Действующий фонд нагнетательных скважин на к.г.	скв.		30	2 068	2 491	2 491	2 491	2 498
Число дней работы добывающих скважин	дней		49	658	717	715	715	715
Число дней работы нагнетательных скважин	дней							
КИН	ед.							
Темп отбора от НИЗ	%							
Темп падения нефти	%							

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора
Главный геолог ООО "РН Уватнефтегаз"

А.С. Грищенко

" " 20__ года

Начальник управления геологического
сопровождения бурения скважин

В.Р. Харисов

" " 20__ года

2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
29.470	24.376	19.816	16.136	13.124	10.540	8.609	7.204	5.996	5.087	4.408	3.894	3.480	3.168	2.911
122.525	122.525	122.525	122.861	122.525	122.525	122.525	122.861	122.525	122.525	122.525	122.861	122.525	122.525	122.525
93.056	98.149	102.709	106.725	109.401	111.985	113.916	115.657	116.530	117.439	118.118	118.967	119.045	119.358	119.614
141.472	139.168	137.105	135.790	134.077	132.908	132.034	131.750	130.852	130.440	130.133	130.252	129.713	129.572	129.456
76%	80%	84%	87%	89%	91%	93%	94%	95%	96%	96%	97%	97%	97%	98%
12	10	8	6	5	4	3	3	2	2	2	2	1	1	1
49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
197	195	192	190	187	186	185	184	182	182	182	182	181	181	181
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2.491	2.491	2.491	2.498	2.491	2.491	2.491	2.496	2.491	2.491	2.491	2.498	2.491	2.491	2.491
717	715	715	715	717	715	715	715	717	715	715	715	717	715	715

	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
2.704	2.512	2.358	2.229	2.123	2.015	1.922	1.838	1.765	1.689	1.623	1.562	1.562
122.861	122.525	122.525	122.525	122.861	122.525	122.525	122.525	122.861	122.525	122.525	122.525	122.525
120.157	120.013	120.167	120.296	120.738	120.510	120.603	120.687	121.096	120.836	120.902	120.963	120.963
129.714	129.276	129.206	129.148	129.450	129.051	129.009	128.971	129.289	128.903	128.873	128.846	128.846
98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2.498	2.491	2.491	2.491	2.498	2.491	2.491	2.491	2.498	2.491	2.491	2.491	2.491
715	717	715	715	715	717	715	715	715	717	715	715	715

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, условия добычи нефти, добычи и закачки воды на Северо-Тямкинском месторождении,

пласты Ю2, Ю3, Ю4/1, Ю4/2

Показатели	Единицы измерения	Величина			
		Ю2	Ю3	Ю4/1	Ю4/2
Начальная пластовая температура	°С	97,2			
Газосодержание	м3/т.нефти	100			
Для добывающей скважины					
Способ добычи нефти		механизированный			
Устьевое давление (максимальное рабочее)	МПа	2	2	2	2
Устьевое давление (максимальное возможное, расчетное)	МПа	4	4	4	4
Устьевая температура	°С				
Для водонагнетательной скважины и водозаборной скважины					
Рабочее давление на устье скважины	МПа	20	20	20	20
Расчетное давление в системе ППД	МПа	21	21	21	21
Температура воды	°С				
Приемистость водонагнетательной скважины	м3/сут	100	100	100	100
Производительность водозаборной скважины	м3/сут	-	-	-	-

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение				
		Ю2	Ю3	Ю4/1	Ю4/2	
Плотность нефти при 20 °С	кг/м³	867	855	869		
Вязкость при 20 °С	мПа*с	19,44	11,74	21,73		
Вязкость при 50 °С	мПа*с					
Массовое содержание	Серы	% (масс.)	0,81	0,75	0,83	
	Смол силикагелевых	% (масс.)	6,16	4,94	6,64	
	Асфальтенов	% (масс.)	0,51	1,02	1,1	
	Парафинов	% (масс.)	2,49	3,11	3,61	
Температура застывания	°С	-13	-15	-8		
Температура плавления парафина	°С	56	57	56		
Температура начала кипения	°С	66	55	76		
Объемный выход фракций	н.к. - 100 °С	% (об.)				
	до 150 °С	% (об.)	20	34	24	
	до 200 °С	% (об.)	20	34	24	
	до 250 °С	% (об.)	20	34	24	
	до 300 °С	% (об.)	41	44	37	
Молекулярная масса	г/моль	213	216,5	246		

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, %(мол.)			
		Ю2	Ю3	Ю4/1*	Ю4/2*
Сероводород	H ₂ S				
Углекислый газ	CO ₂		0,901	0,71	
Азот+редкие	N ₂		1,2	1,41	
Метан	CH ₄		61,612	81,85	
Этан	C ₂ H ₆		10,182	7,81	
Пропан	C ₃ H ₈		12,774	5,38	
и-Бутан	i-C ₄ H ₁₀		2,041	0,75	
н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀		5,114	1,40	
и-Пентан	i-C ₅ H ₁₂		1,228	0,25	
н-Пентан	n-C ₅ H ₁₂		1,645	0,27	
Гексаны	C ₆ H ₁₄		2,13	0,13	
Гептаны	C ₇ H ₁₆		0,815	0,04 (C ₇ +высшие)	
Октаны	C ₈ H ₁₈		0,257		
Остаток (C ₉ +высшие)	-		0,103		

*исследования состава проб устьевого газа

Физико-химические свойства и ионный состав пластовой воды

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение			
		Ю2	Ю3	Ю4/1	Ю4/2
Плотность при 20°C	кг/м ³	1007			
Минерализация	г/л	15			
pH		7,4			
Содержание ионов	Cl ⁻	мг/дм ³	9063		
	SO ₄ ²⁻	мг/дм ³	52,8		
	HCO ₃ ⁻	мг/дм ³	1739		
	Ca ²⁺	мг/дм ³	184		
	Mg ²⁺	мг/дм ³	47,6		
	Na ⁺ + K ⁺	мг/дм ³	6268		

Начальник отдела планирования и мониторинга ЗБС



Мелихов Д.В.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель главного
инженера - главный энергетик
ООО «РН-Уватнефтегаз»


Д.С. Боков

« 20 » _____ 08 _____ 2020 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 66/20
на электроснабжение объекта
«Куст скважин № 1 бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»

1. Категория надежности электроснабжения – I (первая).
2. Класс напряжения - 35 кВ.
3. Максимальная мощность – определить проектом.
4. Источник питания – ПС 110/35/6 кВ Тямкинская 2х25 МВА.
5. Точки подключения – определить проектом.
6. Собственник электросетевого хозяйства (в точках подключения): ООО «РН - Уватнефтегаз».
7. Качество электроэнергии питающей сети: соответствует ГОСТ 32144-2013.
8. Для электроснабжения проектом предусмотреть:
 - 8.1 Электроснабжение проектируемых потребителей кустовой площадки;
 - 8.2 КТП 35/0,4 кВ (мощность и количество определить проектом). Значение коэффициента загрузки трансформаторов в аварийном режиме обеспечить не более 0,5;
 - 8.3 Строительство ВЛ-35 кВ от точки подключения в ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП 35/0,4 кВ куста скважин № 1 бис Северо-Тямкинского месторождения;
 - 8.4 На площадке куста № 1 бис Северо-Тямкинского месторождения, прокладку кабельных линий (КЛ) выполнить по проектируемым кабельным эстакадам с соблюдением требований ПУЭ. При переходе через автодороги предусмотреть габарит эстакады по высоте не менее 6м;
 - 8.5 Предусмотреть организацию бурения от ММПС 35/6 кВ 1х6,3 МВА МВА (предоставляет заказчик);
 - 8.6 Под режим бурения расчет электроэнергетических режимов сети 35кВ
 - 8.7 Подключение наземного оборудования добывающих скважин предусмотреть от РУ-0,4кВ проектируемой КТП 35/0,4 Кв;
 - 8.8 расчет и проверку на соответствие коммутационных аппаратов и трансформаторов тока в отходящих ячейках ОРУ-35кВ ПС 110/35/6 кВ Тямкинская в обычном режиме и на момент бурения;
 - 8.9 расчет токов короткого замыкания, с учетом селективности и требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры;
 - 8.10 выбор марки, длины и сечения кабелей проектируемых кабельных и воздушных линий с проверкой по длительно-допустимому току и падению напряжения, при необходимости разработать предложения по ограничению токов КЗ с отражением в проекте;
 - 8.11 установку на КП № 1 бис фильтров сетевых активных 0,4кВ для снижения уровня высших гармонических составляющих (ВГС) 3-х фазного питающего напряжения станций управления с частотным преобразователем;
 - 8.12 На ВЛ - 35 кВ предусмотреть установку подвесных стеклянных изоляторов;

- 8.13 При пересечении ВЛ – 35 кВ с автомобильными дорогами, предусмотреть габарит до нижнего провода не менее 10 метров;
- 8.14 КТП должны быть оснащены пожарными извещателями с выводом сигнала в диспетчерский пункт ПТК СК-11 (АРМ диспетчера);
- 8.15 Предусмотреть наружное освещение проектируемой кустовой площадки с применением светодиодных светильников, либо светильников с лампами ДНаТ. Управление освещением в ручном и автоматическом режимах. Количество светильников должно обеспечивать нормируемый уровень освещенности. В целях унификации парка обслуживаемого оборудования свести к минимуму типы светильников и ламп освещения;
- 8.16 Для защиты от коммутационных перенапряжений предусмотреть применение ОПН.
9. Предусмотреть систему заземления и молниезащиты, защиту от статического электричества проектируемых сооружений.
10. Разработку электротехнической части проектной документации выполнить в соответствии с ПУЭ, требованиями Федеральных законов и технических регламентов.
11. Проект организации строительства должен предусматривать работу действующих электроустановок ООО «РН-Уватнефтегаз» без ограничений в период выполнения строительно-монтажных работ в рамках данного проекта.
12. Предоставление дополнительных исходных данных – по запросу при проектировании.
13. В сметном расчете учесть выполнение пуско-наладочных работ на электрооборудовании.
14. Срок действия технических условий – 3 года.

И.о начальника отдела развития энергохозяйства
и технологических присоединений



Д.Д. Ягудин

Согласовано:
Менеджер управления по
проектно-изыскательским работам



О.А. Киршин

Исполнитель:
Ягудин Д.Д.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»

Типовые технические требования.

Общие требования

1. Разработку электротехнической части проектной документации выполнить в соответствии с требованиями Федеральных законов, технических регламентов, ПУЭ ЛНД Компании, Общества, утвержденной документации СТПК (Системой Типового проектирования Компании) и другой действующей нормативно-технической документацией.
2. На начальном этапе проектирования разработать основные проектные решения (ОПР) по системе электроснабжения. В составе ОПР разработать рекомендуемый и альтернативные варианты основных технических решений (с характеристиками основного электротехнического оборудования и укрупненными расчетами стоимости), согласовать с Заказчиком.
3. При разработке проекта локальной энергосистемы - выполнить требования МУК «Оценка устойчивости работы локальных энергосистем и рекомендации по проектированию и реконструкции локальных энергосистем» (**Приложение № 1**).
4. Разработку системы электроснабжения предусматривать с точки зрения капиталоемкости, ремонтпригодности.
5. Проектные решения должны предусматривать, с учетом этапов строительства и ввода в эксплуатацию объектов, разработки мероприятий для подключения к действующим объектам без ограничения мощности. Наименование этапов строительства, объектов энергетики, должны быть согласованы с заказчиком и точно соответствовать наименованию объектов программы капитального строительства Заказчика.
6. Систему электроснабжения разработать с учетом максимальной возможной интеграцией с существующей и ранее запроектированной инфраструктурой и системой электроснабжения.
7. Категорию электроснабжения потребителей определить проектной документацией в соответствии с действующей НТД.
8. Проектные решения и разрабатываемая документация должны соответствовать требованиям Федерального закона от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ».
9. Предусматривать применение энергоэффективных и экономически эффективных типов электрооборудования, материалов и способов канализации электроэнергии. При разработке основных технических решений (проектных решений) обязательно руководствоваться «Справочником ПАО «НК «Роснефть» «Наилучшие доступные технологии, технические решения и оборудование в области повышения энергоэффективности и энергосбережения нефтегазодобычи» (**Приложение №20**)
10. Проектными решениями предусмотреть мероприятия по энергосбережению, экономии электроэнергии. (проектные решения вынести в отдельные подразделы).
11. Все электроустановки должны максимально проектироваться в блочно-модульном исполнении в полной заводской готовности и (или) максимально заводской готовности.
12. В технической закупочной документации на закуп электротехнического оборудования, обязательно включать требование об необходимости выполнения требований ПУЭ и (ГОСТ Р 50462-2009 (МЭК 60446:2007) к цветовому и цифровому обозначению отдельных изолированных и неизолированных. В спецификациях в наименовании кабельной продукции отражать буквенное обозначение проводников (нулевого

- рабочего N , защитного заземления PE , совмещенного нулевых защитного и нулевого рабочего PEN)
13. При рассмотрении характеристик электрооборудования учитывать аспект изготовления, комплектации и поставки отечественными производителями.
 14. При разработке ПСД, опросных листов (ОЛ) и технических требований (ТТ), с определением объемов и комплектности поставки блочного/крупноблочного оборудования и зданий/сооружений, требующих монтажа, сборки, досборки на строительной площадке предусмотреть:
 - на этапе разработки ОЛ и ТТ на поставку блочного/крупноблочного оборудования и зданий/сооружений включить требования об обязанности поставщика разработать и передать Заказчику в составе конструкторской документации ведомости объемов работ по монтажу, обвязке, подключению, сборке, досборке на строительной площадке блочного/крупноблочного оборудования, зданий/сооружений;
 - на этапе проектирования на основании конструкторской документации разработать проектную (в том числе сметную) документацию, предусматривающую необходимый объем работ по монтажу, обвязке, подключению, сборке, досборке на строительной площадке блочного/крупноблочного оборудования, зданий/сооружений.
 - Не допускается передачу технической закупочной документации (технических требований, опросных листов и т.п.) в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц.
 15. Предусматривать в закупочной документации (технические требования, опросные листы и т.д.) на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА и более требование о необходимости проведения работ по консервации (перевод из транспортного положения) на месте временного хранения трансформаторов в случае необходимости складирования более трех месяцев.
 16. Предусмотреть разработку сравнительных таблиц на основное (блочное) оборудование, закупаемое по опросным листам (ОЛ) и техническим требованиям (ТТ).
 17. Технические решения, принятые в схеме электроснабжения, должны обеспечивать:
 - нормируемый уровень (категорию) надежности электроснабжения для каждой группы потребителей согласно требованиям ПУЭ и другой действующей нормативно-технической документации (НТД);
 - нормируемый уровень качества электроэнергии согласно требованиям законодательства и НТД;
 - оптимальные (нормируемые) потери в элементах сети;
 - поддержание требуемых параметров технологического режима работы оборудования при изменении электрических нагрузок;
 - снижение эксплуатационных затрат.
 18. При разработке проектной документации для принятой схемы электроснабжения с учетом очередей и этапов строительства выполнить:
 - определение электрических нагрузок;
 - расчет режимов (нормальный, послеаварийный) работы электрических сетей;
 - расчет токов короткого замыкания (КЗ), проверку коммутационных аппаратов, ТТ, токоведущих частей с учетом селективности и требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры (при необходимости разработать предложения по ограничению токов короткого замыкания с отражением мероприятий в проекте);
 - расчет уставок электрических защит и противоаварийной автоматики;
 - выбор марок, длин и сечения проводов и кабелей проектируемых воздушных и кабельных линий с проверкой: по длительно-допустимому току и падению напряжения во всех режимах работы сети (нормальный, послеаварийный), по действию токов короткого замыкания;
 - подключение и интеграцию новых присоединений в существующую систему электроснабжения (с расчетами и проверками существующих электрических сетей), необходимость определить техническими условиями на электроснабжение.

- расчет баланса активной и реактивной мощности по системе электроснабжения с учетом существующих и подключаемых проектных нагрузок. Предусмотреть дополнительные проектные решения по доведению коэффициента мощности и качества электроэнергии до нормируемого уровня путем установки и подключения:

А) АДФГ 0,4 кВ (активный динамический фильтр гармоник), как правило, к шинам 0,4кВ КТПН-6(10)/0,4кВ кустовых площадок и других точках подключения источников высших гармоник.

Б) УКРМ 0,4-10кВ

Проектирование (в части подбора оборудования) УКРМ 0,4-10 кВ и АДФГ 0,4 кВ на производственных объектах добычи нефти и газа, выполнить в соответствии с МУК «ЕТТ УКРМ 0,4-10кВ и АДФГ 0,4кВ» (**Приложение 2**)

19. Молниезащиту и заземление оборудования выполнить согласно требованиям ПУЭ, РД 34.21.122-8 и СО 153-34.21-122-2003.
20. Разработать мероприятия и рекомендации по повышению грозоупорности проектируемых и существующих электрических сетей.
21. С целью защиты оборудования от внутренних и внешних перенапряжений в электрических сетях 6-110 кВ принимаемые технические решения при проектировании должны учитывать требования МУК «Защита электрических сетей от грозовых и внутренних перенапряжений» (**Приложение 9**)
22. При выполнении систем заземления в местах подвода и крепления внешних шин заземления предусмотреть выполнение металлосвязей (полос) с компенсаторами для исключения появления разрывов при консолидации (просадке) грунта
23. Предусмотреть технические решения для защиты от вторичных проявлений молнии и статического электричества, от заноса высокого потенциала по внешним подземным и надземным коммуникациям.
24. При проектировании электродвигательной нагрузки 0,4кВ мощностью от 10 кВт и выше предусматривать установку контроллеров тока и напряжения с организацией защиты от работы в неполнофазном режиме.
25. Предусматривать сетчатое ограждение для площадок энергообъектов и площадей под площадками наземного энергетического оборудования (металлическое ограждение из сварной сетки).
26. Наружное освещение площадок размещения технологического и электротехнического оборудования предусмотреть на прожекторных мачтах с молниеотводами с применением светодиодных (энергосберегающих) светильников, светильников с лампами ДНаТ обеспечивающих нормируемую освещенность. Количество, марку, место расположения и мощность определить проектом. Предусмотреть управление освещением в ручном и автоматическом режимах (от фотодатчика).
27. Цветовое оформление электрооборудования и информационных знаков на ВЛ предусмотреть в соответствии с методическими указаниями "Применение фирменного стиля ОАО "НК "Роснефть" при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ОАО "НК "Роснефть" блока Upstream и производственного сервисного блока" ПЗ-01.04М-0006. (**Приложение 25**)
28. Исполнение электрооборудования, кабельной продукции, электротехнических изделий и устройств в отношении класса взрывозащиты и пожароопасности принять в соответствии с классификацией взрывоопасных и пожароопасных зон в соответствии с НТД (ПУЭ, ПБ, НПБ 105-03 и т.д.).
29. Рассмотреть перечень релевантных МТР для вовлечения (электротехническое оборудование, проводниково-кабельная продукция) из свободного запаса Заказчика с отражением в заказной документации в качестве рекомендации для закупа (спецификации, ОЛ, ТТ).
По запросу Заказчика, предоставить отдельно оформленные расчеты согласно ГОСТ Р 30.21.1101-2013 п.4.1.9.

31. Внимание, предоставление дополнительных исходных данных от Заказчика для проектирования, производится заблаговременно по отдельному запросу проектной организации с учетом сроков предоставления не менее 10 рабочих дней и более по согласованию (в зависимости от сложности и объема запрашиваемой информации) не допуская остановки процесс проектирования.
32. Предусмотреть разработку смет на пуско-наладочные работы для электрооборудования и электрических сетей.
33. В 14 дневный срок после заключения договора на разработку ПСД направить Заказчику реестр ПСД.
34. Разработчику ПСД, с целью снижения замечаний внутренней экспертизы Заказчика, рекомендуется выполнить проверку по Чек-Листу (**Приложение к ТТ №10**).
35. В составе РД/СД при проектировании линейных объектов энергетики учесть монтаж и закуп информационных табличек в соответствии с требованиями ООО «РН-Уватнефтегаз» (**Приложение №11**), Стандартом фирменного стиля Компнии (**Приложение №25**), и МУК №ПЗ-01.04 М-0006.

Требования к размещению электроустановок относительно ЗСО.

36. В ходе разработки генерального плана и определения посадки электроустановок, необходимо изучить прилегающую территорию застройки на предмет наличия водозаборных скважин. При разработке проектных решений, руководствоваться требованиями п. 2.2.1.1 СанПиН 2.1.4.1110-02 и при необходимости выполнить корректировку существующих проектов зон санитарной охраны (ЗСО) водозаборов, с обязательным согласование в ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии Тюменской области».

Требования к электроснабжению и подключению к действующим электрическим сетям и пересечения с действующими коммуникациями.

37. Головной источник электроснабжения: ПС-110/35/6кВ Тямкинская
38. Источник электроснабжения: ПС-110/35/6кВ Тямкинская
39. Выполнить анализ существующей системы энергоснабжения в районе строительства.
40. Предусмотреть проверку и при необходимости предусмотреть замену трансформаторов тока на присоединениях питающей электроустановки (включая ввода и секционные выключатели)
41. По результатам расчета уставок РЗА по присоединениям ЛЭП, в случае необходимости предусмотреть установку реклоузеров 6,10,35кВ на присоединениях, не обеспеченных чувствительностью защит.
42. Выполнить расчет и проверку существующих ЛЭП по пропускной способности и режимам работы сети (нормальный, ремонтный, послеаварийный), а также проверку существующего оборудования в связи с подключением дополнительной проектной нагрузки, с учетом действующих и перспективных электрических нагрузок по кустам по подключенным потребителям к данной ЛЭП.
43. Для детальной проработки вопросов проектирования (подключения к существующим сетям, пересечения действующих с действующими коммуникациями, размещения электроустановок и ЛЭП и т.п.) в объем проектирования включить этап обследования профильными специалистами отделов (электротехнического, строительного, ген.планов и дорог, автоматизации и связи и др. по необходимости)
44. В ходе обследования изучить территорию застройки на предмет наличия водозаборных скважин определить необходимость корректировки существующих проектов зон санитарной охраны (ЗСО) водозаборов
45. Для получения технических условий на подключение проектных нагрузок и электрических сетей к действующим электрическим сетям Заказчика, необходимо направить Заказчику запрос с расчетом проектных электрических нагрузок, классом

напряжения потребителя, картографию района с действующими объектами инфраструктуры и предлагаемую схему подключения к электрическим сетям (если применимо)

46. Получения технических условий на проектирование в местах пересечения (сближения, прохождения в охранных зонах) объектов инженерных коммуникаций собственников сторонних организаций, институту поручается получение таких технических условий самостоятельно и должно быть учтено в сметах на ПИР.

Требования к ПС-110/35/6(10) кВ, ПС-110/6(10)кВ.

47. При разработке проектных решений и подготовке закупочной документации, обеспечить выполнение требований документации типового проектирования: Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Подстанции 110/35/6кВ и 110/6кВ». **Приложение №2**, МУК «Типовые Технические Требования» подстанции 110/35/6(10)кВ, 110/6(10) кВ **Приложение №7**
48. Оснастить ПС 110 кВ противоаварийной, режимной и сетевой автоматикой. Основное (первичное) электротехническое оборудование оснастить микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики в соответствии с требованиями:
- с поддержкой стандартных протокола обмена, совместимых с АСУ ТП (ССПИ) на существующих объектах электросетевого хозяйства; протоколы обмена согласовать Сетевой Компанией и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ;
 - схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с Сетевой Компанией и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.
49. Оснастить основное (первичное) электротехническое оборудование на ПС 110 кВ устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи в соответствии с Техническими требованиями по организации обмена технологической информацией с Тюменским РДУ. Технические характеристики каналов связи, точки измерения, состав и объем передаваемой телеинформации согласовать с Сетевой Компанией и Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ; При необходимости, проектом (отдельным этапом, с учетом разработки комплекта РД, смет) предусмотреть реконструкции нового строительства в электроустановках Сетевой компании.
50. Выполнить учет электроэнергии в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94). Оснастить впервые сооружаемые объекты электросетевого хозяйства телефонной связью с оперативным персоналом Сетевой Компанией, (Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ если указаны такие требования в ТУ). Оснастить все устройства РЗА, учета, ПА и т.п. и собственные нужды источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.
51. Проект выполнить с учетом требований Стандартов ОАО «СО ЕЭС»:
- СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования.
 - СТО 59012820.29.240.001-2011 Релейная защита и автоматика. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования.
 - СТО 59012820.29.020.008-2015 Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистемы. АЛАР. Нормы и требования.

Требования к подстанции 35/6(10)кВ

52. При разработке проектных решений и подготовке закупочной документации, обеспечить выполнение требований документации типового проектирования: Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Подстанции 35/6(10)кВ». **Приложение №3**, МУК

«Единые Технические Требования» Подстанции 35/6(10)кВ
№24)

(Приложение

53. Предусмотреть двухтрансформаторную ПС 35/6(10) кВ с установленной мощностью трансформаторов (мощность уточнить при проектировании). ОРУ 35 кВ подстанции предусмотреть по схеме 35-5АН. Конструктивное исполнение ПС (ГП, ЭЛ и АС части) должно предусматривать возможность увеличения трансформаторной мощности на одну ступень (из ряда номинальных мощностей).
54. В ЗРУ 6 кВ подстанции предусмотреть устройство БАВР 6 кВ.
55. ПС должна быть оснащена устройствами релейной защиты и автоматики.
56. Устройства релейной защиты, выводимые из работы по условию режима сети (АПВ, АВР, АЧР), селективности действия (УРОВ, Выбор группы уставок, ввод/вывод защит) или по другим причинам, должны иметь специальные приспособления для вывода их из работы оперативным персоналом (в виде ключей), учесть при разработке ОЛ и ТТ на закуп. .
57. Для обеспечения эксплуатационных проверок и испытаний в схемах защит следует предусмотреть испытательные блоки или измерительные зажимы (обязательно цепи напряжения и тока) согласно ПУЭ п.3.2.33, 3.4.16.
58. При выборе трансформаторов тока (ТТ), предназначенных для питания токовых цепей устройств РЗА, должны учитываться требования ПУЭ п.3.2.29, 3.2.30.
59. Предусмотреть полный комплект ЗИП для каждого вида установленных микропроцессорных устройств (МПУ) релейной защиты и полного перечня установленного вторичного оборудования (по 1-2 единицы для каждого вида), учесть при разработке ОЛ и ТТ на закуп.
60. Предусмотреть цепи дистанционного управления ячейками 35кВ и цепи передачи данных о состоянии ячеек и устройств оперативного тока, передачи данных со счетчиков электроэнергии.
61. Систему АСТУЭ/АСДУ предусмотреть на базе системы ООО НПО «МИР» (или аналог) в соответствии с «Автоматизированная система технического учета электроэнергии и диспетчерского контроля и управления технологическими объектами электроснабжения месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз». Технические требования» (Приложение к ТТ №8).
62. Проектными решениями предусмотреть интеграцию в существующую систему АСТУЭ/АСДУ, выполненную на базе системы ООО НПО «МИР».
63. Предусмотреть вывод и передачу данных АСТУЭ/АСДУ электроустановок - показаний щитовых приборов и других контролируемых параметров работы проектируемого электрооборудования.
64. Организацию передачи данных и интеграцию в существующую систему АСТУЭ/АСДУ выполнить максимально используя существующие системы телемеханики по каналам ШБД или по каналу ВОЛС (в случае его организации).
65. Разработать проект сети связи в части организации каналов передачи данных (АСТУЭ/АСДУ устройств РЗА и ПА), с учетом интеграции в существующие сети связи и системы.
66. АСТУЭ/АСДУ электроустановки, техническое решение согласовать с Заказчиком.
67. Молниезащиту и заземление подстанции выполнять согласно требованиям ПУЭ, РД 34.21.122-8 и СО 153-34.21-122-2003.
68. Защиту оборудования ПС от перенапряжения предусмотреть с применением ОПН-35кВ (с установкой счетчиков количества срабатываний) и ОПН-6(10)кВ.
69. Наружное освещение подстанции предусмотреть на базе светодиодных (энергосберегающих светильников) светильников с обеспечением нормируемого уровня освещенности. Светильники необходимо располагать на конструкциях подстанции (КРУ, стойки, ограждение) с точечной подсветкой мест обслуживания. Количество, марку, место расположения и мощность определить проектом. Предусмотреть систему автоматического управления наружным освещением. Выбор электрооборудования для сетей освещения подтвердить расчетом.

70. В спецификациях проекта учесть комплектацию подстанции табличками с оперативными наименованиями оборудования.

Требования к ВЛ 35-110 кВ

71. При проектировании воздушных линий, руководствоваться требованиями МУК «Требования по проектированию воздушных линий электропередач 0,4-110кВ» **Приложение №19.**
72. Трассу ВЛ необходимо согласовать с Заказчиком.
73. Расстановку опор ВЛ 35-110 кВ выполнять на максимально возможных расстояниях согласно типового проекта и геологических условий, обеспечить согласование расстановки опор с заказчиком до выполнения ИСИ с последующей (при необходимости) корректировкой после проведения ИСИ.
74. При выполнении ИСИ (указывать в задании на ИСИ) предусматривать закрепление центров опор с оформлением актов.
75. Выбор конструкций ВЛ 35 кВ необходимо выполнять из условий:
- минимума затрат на их техническое обслуживание и ремонт;
 - возможности проведения технического обслуживания и ремонта без снятия напряжения (горизонтальное расположение проводов, разъемные зажимы и т.д.).
76. Тип опор определить на этапе выполнения ОПР (выполнить ТЭСВ) согласно требований раздела 4 МУК «Требования к проектированию воздушных линий электропередач 0,4-110кВ» (**Приложение 19**) с учетом необходимой высоты, прочности, обеспечивающие соответствие ВЛ требованиям ПУЭ по устойчивости к климатическим воздействиям.
77. ВЛ предусмотреть со сталеалюминиевыми проводами, сечение и марку проводов определить и согласовать с Заказчиком на стадии ТЭСВ.
78. Срок службы опор, проводов и грозозащитных тросов, арматуры для проводов и грозозащитных тросов ВЛ 35-110 кВ должен составлять не менее 30 лет.
79. Применение сертифицированных покрытий металлоконструкций для защиты от коррозии.
80. Расчетные климатические нагрузки на строительную часть – опоры и фундаменты – должны соответствовать ПУЭ.
81. Конструкция опор должна обеспечивать: возможность технического обслуживания и ремонта ВЛ под напряжением, максимальную технологичность при монтаже проводов и тросов, отсутствие специальных требований и разрешений на транспортировку.
82. Предусмотреть применение на ВЛ 35 кВ: изолирующих подвесок со стеклянными изоляторами согласно ПУЭ-7 п.2.5.98, междуфазных распорок (тип и параметры определять проектом); защитных протекторов в поддерживающих зажимах ВЛ.
83. Предусмотреть в ПСД принципиальную схему сети 35-110кВ и выше с местами установки ОПН согласно действующей НТД по грозозащите.
84. Предусмотреть разработку узлов установки и крепления ОПН на опорах ВЛ, с обязательной разработкой рабочих чертежей в РД.
85. Предусмотреть выполнение шлейфов на анкерных опорах ВЛ 35-110 кВ :
- с углом поворота до 20 градусов учесть монтаж одной (на фазу) дополнительной поддерживающей подвески с изоляторами типа ПС-70Е (количество изоляторов принять в соответствии с классом напряжения);
 - с углом поворота более 20 градусов учесть монтаж двух (на фазу) дополнительных поддерживающих подвесок с изоляторами типа ПС-70Е (количество изоляторов принять в соответствии с классом напряжения).
86. В качестве гасителей вибрации следует применять резонансные многочастотные гасители вибрации (ГВ, ГВП, ГВУ).
87. Пересечение и сближение ВЛ 35 кВ с инженерными коммуникациями (трубопроводы, автомобильные дороги, другие ВЛ) согласно требованиям ПУЭ с обеспечением минимального количества пересечений. При пересечении с автомобильными дорогами габарит не менее 10м.

88. Вырубка просеки на залесенных участках трассы в соответствии с требованиями п.2.5.207 ПУЭ.
89. Ширина временной полосы отвода под строительство ВЛ в соответствии с указаниями ВСН №142278ТМ-т.1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ».
90. Охранная зона ВЛ согласно Постановления Правительства РФ №160 от 24.02.2009г.
91. Ледовая защита опор при прохождении ВЛ в местах паводкового затопления (либо стоящих в воде).
92. Система защиты от атмосферных, грозовых перенапряжений на ограничителях перенапряжения (ОПН).
93. Заземляющие устройства опор ВЛ согласно требованиям п.2.5.129 - 2.5.134 ПУЭ. Размеры заземляющих устройств проложенных в земле принять в соответствии с ГОСТ Р 50571.5.54, соединения - по ГОСТ 10434-82.
94. Информационные знаки предусмотреть согласно п.2.5.23 ПУЭ, учитывая требования **(Приложение 11)**. Разработать Опросные листы на каждый вид опор 35-110кВ и сравнительную таблицу для проведения технической экспертизы предложений поставщиков.

Требования к КТП 6/0,4кВ

95. При проектировании КТПН 6/0,4кВ для кустов скважин руководствоваться:
 - Методические указания Компании «Единые технические требования. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6(10)/0,4кВ (с НКУ, без НКУ) № П4-06 М-0087» **(Приложение к ТТ №4)**.
96. С целью избежания схлестов спусков ВЛ на КТПН, установка опоры ВЛ-6(10)кВ с ЛР-6(10)кВ не должна превышать расстояние 3-4 метров. Для удобства обслуживания, концевую опоры с линейным разъединителем, устанавливая территории на кустовой площадке перед обвалованием куста.
Спуски проводов на КТПН и обвязку КПУ-6(10)кВ выполнить СИП.
97. Выбор коммутационных аппаратов в 0,4кВ в КТПН предусмотреть с учетом селективности и требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры (с отражением результатов в проекте):
 - на соответствие номинального тока расцепителя расчетному току нагрузки;
 - на соответствие тока уставки отсечки пусковому току двигателя;
 - на соответствие максимальному (трехфазному) току КЗ в начале линии;
 - на соответствие по отключающей способности минимальному (однофазному) току КЗ (соответствие принятой уставки электромагнитного расцепителя выключателя расчетному однофазному току КЗ.).

Требования к кабельным линиям

98. Трассы кабельных линий предусматривать с учетом минимизации переходов через автодороги и коридоры коммуникаций.
99. Прокладка кабельных линий (КЛ) должна предусматриваться в соответствии с требованиями завода-изготовителя с учетом типа и конструктивных особенностей.
100. В условиях сложных переходов (подъемы, спуски, переход ВЛ к КЛ) для повышения надежности изоляции и предотвращения изломов или расслоения изоляции в месте изгиба (при нарушении требований к радиусу изгиба) необходимо применять ребра жесткости.
101. Для КЛ-0,4кВ применить кабели с изоляцией, не распространяющей горение (исполнение «НГ») или не распространяющей горение и низким дымо- и газовыделением (исполнение «НГ-LS»).

102. Наружную прокладку КЛ предусматривать по кабельным эстакадам (**Приложение №18.**) с соблюдением требований ПУЭ преимущественно без вставок и соединительных муфт. Для наружной прокладки предусматривать кабели в исполнении ХЛ.
103. При прокладке взаимно резервирующих кабельных линий руководствоваться требованиями ПУЭ: прокладывать с расстоянием между ними не менее 600 мм и располагать на эстакадах по обе стороны пролетной несущей конструкции (балки, фермы).
104. Прокладку КЛ к прожекторным мачтам с молниеотводами предусматривать с учетом требований ПУЭ п.4.2.141. На участке 10 метров до мачты –питающий кабель проложить в металлической трубе в земле.
105. Предусмотреть соединение концевых стоек кабельной эстакады с контуром заземления площадок с электрооборудованием.
106. Предусмотреть следующий порядок раскладки кабелей на кабельной эстакаде:
 - силовые высоковольтные кабели выше 1кВ – нижний ряд;
 - силовые низковольтные кабели 0,4кВ – средний ряд;
 - контрольные кабели – верхний ряд;
107. Выбор сечения кабеля выполнить в соответствии с Инструкцией Компании «Выбор силового кабеля при проектировании объектов наземной инфраструктуры нефтегазодобычи» (**Приложение №18.**)
108. При переходе через автодороги габарит кабельной эстакады по высоте должен быть не менее 6 м;
109. Предусматривать защиту от механических повреждений участков КЛ, проложенных на высоте ниже 2 м от уровня земли, а также участки КЛ под скатными крышами, находящимися в зоне риска падения льда.
110. Предусмотреть установку бирок в начале и конце кабельной линии, через каждые 50м, на кабельных муфтах. В рабочих чертежах и сметном расчете, предусмотреть нанесение информации (маркировку) на бирки, с помощью термопринтеров.
111. В случаях принятия решения Заказчиком выполнить электроснабжение одиночных скважин по КЛ-3кВ, требуется:
 - применить кабель типа ЦАСКЛ;
 - прокладку предусмотреть траншейным способом ;
 - места соединения участков КЛ-3кВ, в соответствии с условиями прокладки и максимальной монтажной длиной, предусмотреть надземным способом, с установкой надземных соединительных узлов;
 - наружную прокладку КЛ предусматривать по кабельным эстакадам с соблюдением требований ПУЭ преимущественно без вставок и соединительных муфт;
 - учесть возможность проведения монтажных и подготовительных работ в зимний период времени.

Требования к греющему кабелю и системам промышленного обогрева.

112. При проектировании и разработке закупочной документации обязательным требованием для исполнения являются «Методические указания ЕТТ «Греющий кабель. Система промышленного обогрева» (**Приложение 21**)
 При выборе технических решений учесть, что саморегулирующийся нагревательный кабель применять для обогрева трубопроводов и арматуры кустовых площадок, площадок узлов запуска и приема СОД, а также ВПТ (внутрипромысловых трубопроводов) небольшой протяженности (до 300-500 м). Для обогрева ВПТ протяженностью от 500 м до 1500 м применять резистивный кабель. Для обогрева ВПТ протяженностью более 1500 м применять СКИН-систему.

Требования к ПОС

113. Для строительства линейных объектов электроэнергетики, обязательно предусмотреть виды работ (объем и условия):
- вдоль трассовых проездов (при наличии требований в утвержденных ИД на ПОС)
 - расчистку от снега;
 - вырубку/расчистку просеки (с учетом захоронки).
 - техническую рекультивацию;
 - устройство настилов (при необходимости);
 - перевозку и развозку МТР
 - строительные
 - монтажные
 - выполнение ПНР
114. При строительстве свайных оснований линейных объектов электроэнергетики из стальных труб вибропогружателем с гидравлическим приводом с более высокой расценкой чем сваебоем – необходимо обосновать.
115. Развозку материалов по трассе (в том числе свай) от мест их складирования к местам монтажа предусмотреть механизированным способом с применением грузового транспорта.
116. Учесть необходимые ресурсы и затраты для проведения пуско-наладочных работ для всех объектов электроэнергетики и, при необходимости, их отдельных элементов.
117. Разработать и согласовать с Заказчиком ведомость работ по ПНР на каждый объект электроэнергетики в течении 14 дней после утверждения этапов строительства по проекту.
118. После согласования КД на основное блочное энергетического оборудование, по предоставленным поставщиком ведомости объемов работ (ВОР) на досборку блоков поставляемых в максимально заводской готовности – выполнить корректировку смет ЛСР, ОСР, ССР в течении 10 рабочих дней.

Требования к УБПВД

119. Схема первичных цепей должна быть выполнена с учетом требований:
- одна разгонная шина;
 - 2 тиристорных устройства;
 - ремонтпригодность.

Требования к насосному блоку БКНС

120. Предусмотреть подключение электродвигателя 6(10) кВ питающим кабелем сверху.
121. На электродвигателях обязательно должны быть карманы для установки термодатчиков и организована защита от перегрева подшипников.
122. Все электрические узлы (коробки, кнопки управления, ключи переключателей, шкафы управления, светильники и т.д.) должны иметь степень защиты IP54.
123. Светильники предусмотреть влаго-брызго-защищенные, лампы адаптированные к работе в условиях постоянной повышенной вибрации.
124. Рассчитать и обеспечить вентиляцию (естественную и принудительную).
125. Предусмотреть полосовые видимые заземлители для оборудования.
126. Компоновка оборудования должна предусматривать беспрепятственный выкат электродвигателя, обеспечена ремонтпригодность.
127. Предусмотреть обогрев блока.
128. Прокладку силовых цепей, цепей управления и собственных нужд (освещения, отопления) предусмотреть с защитой от механических повреждений.
129. Выбор основного оборудования выполнить в соответствии с рекомендациями изложенными в «Справочнике Компании наилучших технологии энергосбережения»

Приложение 20.

Требование к организации электроснабжения буровых станков.

130. В составе проекта обустройства кустовых площадок с наличием напряжения 35кВ (отсутствует 6,10кВ) учесть решения связанные с подключением буровых станков.
131. На генеральном плане учесть и обозначить место установки ММПС-35/6кВ 1х6,3 МВА (КД предоставляется Заказчиком по отдельному запросу), рекомендованное место вблизи с КТП-35/0,4кВ на месте возможного расширения.
132. Выполнить расчеты электрических режимов сети для этапа бурения.
133. Для подключения ММПС в составе РД (сметах) учесть:
 - установку дополнительных опор (рекомендуемый тип опор по типовому проекту 8.0662),
 - монтаж изоляции, проводов с учетом материалов и работ по подключению ММПС,
 - монтаж заземляющего устройства (на месте планируемой установке ММПС), с учетом отдельного контура для подключения молниезащиты (мачта молниеприемника в составе ММПС).
134. В составе проекта обустройства кустовых площадок с наличием напряжения 6(10)кВ, провести проверочные расчеты режимов сети 6(10)кВ и электросетевого оборудования в схеме электроснабжения с учетом подключения на первом этапе к ВЛ-6(10)кВ буровой установки (БУ). Отразить в проектной документации (раздел 5.1) сведения об электроснабжении буровой установки (по отдельному проекту электроснабжения БУ) на первом этапе разработки кустов добычи нефти и газа и результатах выполненных расчетов режимов и проверки оборудования.

Обязательные к исполнению приложения:

1. Методические указания Компании «Оценка устойчивости работы локальных энергосистем и рекомендации по проектированию и реконструкции локальных энергосистем» № П2-04 М-0011 версия 1.00 – в электронном виде.
2. МУК «ЕТТ УКРМ 0,4-10кВ и АДФГ 0,4кВ» № П4-06.03 М-0151 версия 1.00 – в электронном виде.
3. Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Подстанции 35/6(10)кВ» № П2-04 ПДТП-0001 версия 1.00 – в электронном виде.
4. Методические указания Компании «Единые технические требования. Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6(10)/0,4кВ (с НКУ, без НКУ) № П4-06 М-0087» – в электронном виде.
5. Методические указания Компании «Единые технические требования. Переключательный пункт на базе реклоузеров ВЛ 6(10) кВ» № П4-06 М-0012 версия 2.00» – в электронном виде.
6. Методические указания Компании «Типовые технические требования. Дизельные электростанции» № П1-01.04 М-0024 версия 1.00 – в электронном виде.
7. МУК «Типовые Технические Требования» подстанции 110/35/6(10)кВ, 110/6(10) кВ . № П4-06 М-0122, версия 1.00.
8. ПДТПК «ТТР. АИИСКУЭ, АСТУЭ № П4-06 ПДТП-0058 версия 1– в электронном виде.
9. МУК «Защита электрических сетей от грозовых и внутренних перенапряжений» № П4-06.01 М-0025 версия 1– в электронном виде.
10. Чек-лист проверки ПСД в части энергетики.
11. Требования ООО «РН-Уватнефтегаз» к информационным табличкам для линейных объектов энергетики.
12. Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. ВЛ-6(10) кВ на металлических опорах на основании проекта «Конструкции опор ВЛ 6-10 кВ из отработанных бурильных и отбракованных обсадных труб для районов Западной Сибири: ТП 4.0639» (фундаменты) № П1-01.04 ПДТП-0009 версия 1.0 – в электронном виде.
13. Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. ВЛ-35, 110 кВ на металлических решетчатых опорах для Центрального района, районов

Западной Сибири, Восточной Сибири и Крайнего Севера» (фундаменты из металлических свай трубной продукции) № П1-01.04 ПДТП-0010 версия 1.00 – в электронном виде.

14. Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Эстакады (кабельные)» № П1-01.04 ПДТП-0004 версия 1.00 – в электронном виде.

15. Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Блочное распределительное устройство (РУ) 6(10) кВ» № П2-04 ПДТП-0002 версия 1.00 – в электронном виде.

16. Инструкция Компании «Основные принципы проектирования кабельных линий 0,4-110кВ, выбор силовых и контрольных кабелей на производственных объектах Компании» № П2-04 И-04583 версия 1.00 – в электронном виде.

17. Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Обустройство одиночной добывающей скважины» № П1-01.04 ПДТП-0014 версия 1.00 – в электронном виде.

18. Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Кустовые площадки скважин» № П1-01.04 ПДТП-0011 версия 2.00 – в электронном виде.

19. Методические указания компании «Требования к проектированию воздушных линий электропередач 0,4-110кВ» № П1-01.04 М-0058 версия 2,00 – в электронном виде.

20. Справочник ПАО «НК «Роснефть» Наилучшие доступные технологии, технические решения и оборудование в области повышения энергоэффективности и энергосбережения нефтегазодобычи.

21. «Методические указания ТЗД «Греющий кабель. Система промышленного обогрева»

22. «Методические указания ЕТТ «Комплектные трансформаторные подстанции 35/0,4кВ (С НКУ, БЕЗ НКУ)

23. Сборник кодификационных и рекомендуемых модельных рядов (Актуальная версия на дату начала проектирования)

24. МУК «Единые Технические Требования» подстанции 35/6(10)кВ. № П4-06 М-0123, версия 1.00.

25. МУК «Применение фирменного стиля ПАО НК-Роснефть

26. МУК «Выбор и оценка экономической эффективности вариантов энергоснабжения новых лицензионных участков ОГ/ПАО «НК «Роснефть» от собственной или привлеченной генерации» № П4-06.01 М-0019 версия 1.00.

27. МУК «ЕТТ. Система БАВР» № П4-06.03 М-0135 версия 1.

28. ТТР «Ремонтно-производственные базы для обслуживания объектов энергетики».

29. МУК «ЕТТ. Силовые трансформаторы» № П4-06.03 М-0156 версия 1.00.

Менеджер управления по
проектно-изыскательским работам

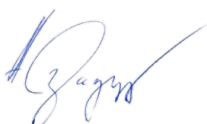


О.А. Киршин

И.о. начальника отдела развития энергохозяйства
и технологических присоединений



Д.Д. Ягудин



УТВЕРЖДАЮ

Начальник управления метрологии,
автоматизации, связи,
информационных технологий,
информационной безопасности
ООО «РН-Уватнефтегаз»

О. Г. Загайнов

« 2 » 2020г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

**«Инженерно-технических средств охраны и связи
кустовых площадок»**

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	3
2.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	3
3.	ТРЕБОВАНИЯ К ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИМ УКРЕПЛЕНИЯМ И К СИСТЕМЕ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ДОСТУПОМ.....	5
4.	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ОХРАННОГО ОСВЕЩЕНИЯ	5
5.	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ	5
6.	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ОХРАННОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ	6
7.	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ.....	7
8.	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ СВЯЗИ.....	9

1. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АРМ – автоматизированное рабочее место;
АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;
ПО – программное обеспечение;
КИП – контрольно-измерительные приборы;
ОК – оптоволоконный кабель
ЛВС – локальные вычислительные сети
ЦО – центр освоения
ЛСУ – Локальные системы управления
ВЛ – высоковольтная линия;
ОПС – охранно-пожарная сигнализация;
ОТР – основные технические решения;
СУ ЭЦН – станция управления электрическим центробежным насосом
ТСБО – технические средства безопасности объекта
ТУ – технические условия;
ШБД – широкополосный беспроводной доступ;

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При разработке проектной и рабочей документации учесть непрерывный, круглосуточный режим работы технологических объектов.

Все технические решения должны быть направлены на обеспечение безопасности проектируемого объекта при строительстве и эксплуатации, обеспечение высокого технического уровня, а также высокой экономической эффективности.

Разработку проектной и рабочей документации раздела выполнить в соответствии с нормами и правилами, действующими на территории Российской Федерации, а также в соответствии с локальными нормативными документами Компании, включающими:

- Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов ТЭК»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- «Правила по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 458;
- Положение Компании «Обеспечение инженерно-технической защиты и охраны объектов Компании» № ПЗ-11.01 Р-0170 в актуальной редакции на момент выпуска проектной и рабочей документации;
- Классификатор Компании «Перечень инженерно-технических средств охраны, рекомендованных к применению на объектах Компании» в актуальной редакции на момент выпуска проектной и рабочей документации .
- Методические указания Компании «Безопасность телекоммуникационной инфраструктуры» № ПЗ-11.01 М-0022;
- РД 78.36.032-2013 методические рекомендации «Инженерно-техническая укрепленность и оснащение техническими средствами охраны объектов, квартир и МХИГ, принимаемых под централизованную охрану подразделениями вневедомственной охраны».

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с нормативным документом «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации №87.

Выполнить локальные сметные расчеты на строительно-монтажные (со стоимостью оборудования и материалов) и пуско-наладочные работы для всех видов систем. При необходимости, в сметных расчетах предусмотреть работы по интеграции в

существующие системы, а также сметный расчет на корректировку прикладного программного обеспечения.

При проектировании максимально использовать технические решения, технические средства и возможности смежных проектов и существующего оборудования.

Разделы проекта должны содержать следующие части:

- 1) общие данные и условные обозначения;
- 2) пояснительную записку;
- 3) структурные схемы систем;
- 4) принципиальные электрические схемы;
- 5) схемы подключения приборов/оборудования;
- 6) схемы монтажа оборудования;
- 7) чертежи внешнего вида шкафов;
- 8) чертежи расположения оборудования и внешних проводок;
- 9) расчет времени работы источника бесперебойного питания;
- 10) ведомость объемов работ;
- 11) кабельный журнал;
- 12) спецификацию оборудования и материалов;
- 13) опросные листы на основное оборудование.
- 14) расчет качественных показателей радиосвязи;
- 15) профиль трассы радиосвязи/профиль зоны покрытия.

В заказной документации должны отсутствовать требования ограничивающие рынок потенциальных поставщиков МТР (наименования торговых марок, заводов-изготовителей, узкие требования к габаритным характеристикам и т.д.). Рекомендуется требования к МТР указывать в формате «не более...», «не менее...».

В соответствии с порядком проведения закупочных процедур Компании, заказная документация может проходить дополнительное согласование на этапе формирования номенклатурного плана поставок. В случае получения замечаний от операторов поставки, членов экспертного совета по информационным технологиям либо иных согласующих служб на этапе формирования номенклатурного плана поставок, ответы на замечания экспертов должны направляться проектной организацией в адрес Заказчика в течение двух рабочих дней, заказная документация должна корректироваться в течение трех рабочих дней. Как правило, взаимодействие по отработке замечаний осуществляется по электронной почте.

При разработке проектной и рабочей документации использовать условные графические обозначения в соответствии с нормативными документами РФ.

В случае организации канала связи беспроводным способом, подготовить пакет документов (при необходимости) в ГРЧЦ (Главный радиочастотный центр), для получения разрешения на пользование радиочастот, а также в случае необходимости (согласно СанПиН 2.1.8/2.2.4.1383-03) получить санитарно-эпидемиологическое заключение.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИМ УКРЕПЛЕНИЯМ И К СИСТЕМЕ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ДОСТУПОМ

В виду особого географического положения объекта (удаленность от населенных пунктов, пропускная система въезда и выезда на месторождение) следующие инженерно-технические средства не проектировать:

- 1) основные и дополнительные ограждения;
- 2) предупредительные, разграничительные и запрещающие знаки;
- 3) КПП;
- 4) противотаранные устройства, шлагбаум;
- 5) систему контроля доступа.

Для помещений, в которых размещается оборудование автоматики предусмотреть защитные металлические оконные конструкции (в случае наличия окон) и металлические двери.

4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ОХРАННОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Освещение территории объекта обеспечивают прожекторы, установленные на мачте освещения. Дополнительного охранного освещения не требуется.

5. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

По системе пожарной сигнализации выполнить проектирование следующих подсистем противопожарной безопасности:

- 1) пожарной сигнализации;
- 2) системы оповещения и управления эвакуацией.

Необходимо выполнить проект пожарной сигнализации в виде единой интегрированной системы безопасности (ИСБ), состоящей из отдельных функциональных подсистем с единым управлением, выводом и хранением информации.

Разработать проект пожарной сигнализации по блочно-модульному принципу из функционально законченных конструктивных единиц. Конструкция отдельных подсистем и схмотехнические решения должны обеспечивать заменимость составных частей. Так же необходимо учесть совместимость приборов установленных в блочных помещениях с общей схемой пожарной сигнализации. При проектировании руководствоваться СП 5.13130.2009.

Техническими средствами пожарной сигнализации (ТС ПС) оборудовать помещения и площадки охраняемого объекта, в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

Проект пожарной сигнализации должен предусматривать формирование команды на управление системой оповещения о пожаре и формирование сигнала «Пожар» на кустовую станцию управления (СУ) не менее чем от двух автоматических пожарных извещателей или одного ручного пожарного извещателя.

Оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре запроектировать согласно СП 3.13130.2009, как правило для кустовых площадок проектируется СОУЭ 1 типа.

Выполняя проект пожарной сигнализации, размещение световых указателей и эвакуационных знаков пожарной безопасности должно выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов по пожарной безопасности, утвержденных в установленном порядке. Звуковые сигналы СОУЭ должны обеспечивать общий уровень звука, уровень звука постоянного шума вместе со всеми сигналами, производимыми

оповещателями, не менее 75 дБА на расстоянии 3 м от оповещателя, но не более 120 дБА в любой точке защищаемого помещения.

Интегрировать пожарную сигнализацию кустовой площадки в существующую охранно-пожарную систему месторождения АРМ «ОРИН ПРО» ЗАО НВП «Болид». Общая схема представлена на рис.1.

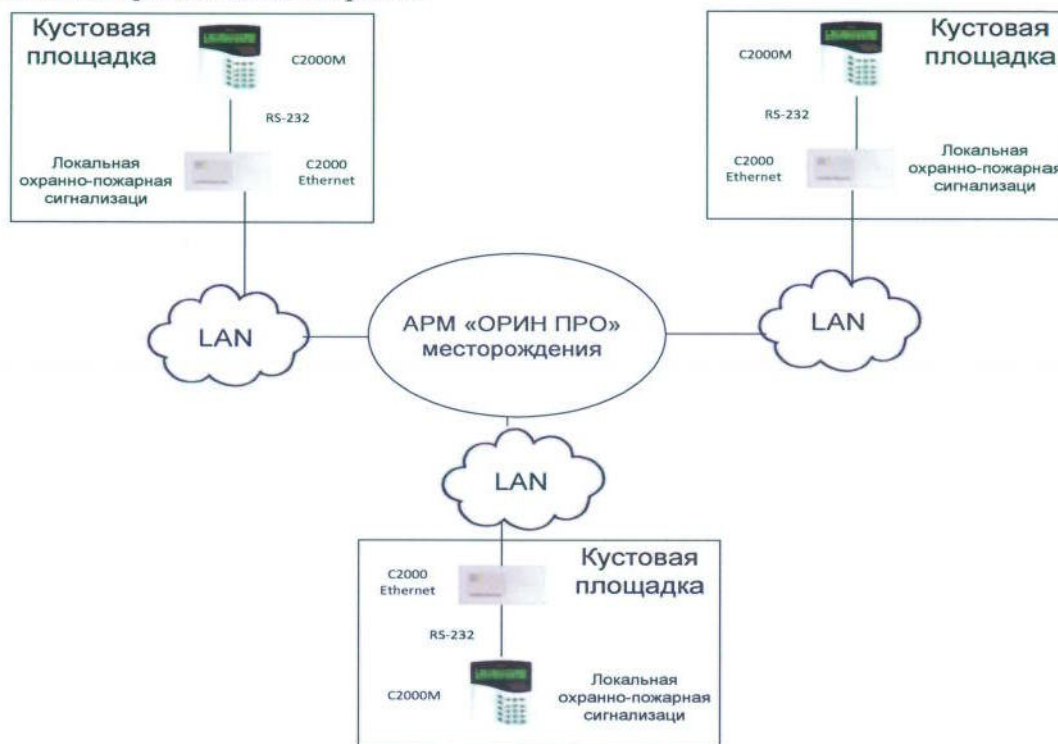


Рисунок 1

6. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ОХРАННОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

Система охранной сигнализации (ОС) предназначена для оперативного и гарантированного обнаружения и оповещения службы безопасности объектов Заказчика о несанкционированном доступе, проникновении на территорию помещений объектов Заказчика.

Функции охранной сигнализации должны обеспечиваться различными техническими средствами охраны. Для обнаружения несанкционированного доступа и проникновения служат датчики, тревожные кнопки. Для обработки, регистрации информации и создания управляющих сигналов тревоги - приемно-контрольная аппаратура и периферийные устройства.

Общие требования, предъявляемые к системам охранной сигнализации должны учитывать положения ГОСТ 31817.1.1-2012.

Количество рубежей охраны определить согласно нормативных документов, указанных в разделе 2.

Система охранной сигнализации должна обеспечивать возможности:

- 1) раздельного и централизованного взятия под охрану/снятия с охраны каждой охраняемой зоны;
- 2) контроля целостности и отображения состояния системы охраны;
- 3) ведения протокола событий;

- 4) передачи оповещений о тревоге (сигналов тревоги) на пост дежурного службы охраны предприятия.

Рекомендуемое оборудование в системе охранной сигнализации:

- 1) инфракрасные датчики (датчики объема), реагирующие на движение объекта;
- 2) контактные, магнито-контактные датчики (геркон);
- 3) приемно-контрольная панель (устройство, которое собирает, обрабатывает и хранит информацию с датчиков, тревожных кнопок, извещателей, а так же осуществляет выдачу управляющих сигналов на инженерные системы и коммуникации объекта).

Системой охранной сигнализации оснащать технологические блоки и блоки автоматики АГЗУ, блок-боксы комплектных трансформаторных подстанций.

Интегрировать охранную сигнализацию кустовой площадки в существующую охранно-пожарную систему месторождения АРМ «ОРИОН ПРО» ЗАО НВП «Болид». Общая схема представлена на рис.1

7. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

Основное назначение системы видеонаблюдения – обеспечение действенного производственного контроля скважин (своевременное выявление открытых фонтанов и газонефтеводопроявлений), определение правильности действия бригады, в том числе в случае возникновения происшествия, а так же выявление несанкционированного доступа на территорию объекта.

Оснащение каждого объекта системой видеонаблюдения предусмотреть в следующем объеме:

- не менее двух камер видеонаблюдения на каждую группу из восьми скважин;
- не менее двух купольных камер видеонаблюдения на объект;
- локальный видеорегистратор с емкостью по подключению камер из расчета не менее суммарного количества камер видеонаблюдения;

Конфигурация системы и применяемое оборудование должны обеспечивать возможность наращивания системы за счет расширения аппаратной и программной частей.

Система видеонаблюдения должна обеспечить круглосуточную запись событий.

Журналы и записи системы видеонаблюдения должны быть защищены от несанкционированного уничтожения или модификации.

Всё оборудование системы видеонаблюдения должно быть обеспечено необходимым программным обеспечением, измерительным оборудованием с комплектами шнуров, инструментом и приспособлениями для обеспечения его безопасной эксплуатации, проведения технического обслуживания, мониторинга состояния, автоматического уведомления обслуживающего персонала об аварийных состояниях, настройки и диагностики неисправностей, а также быть совместимо с введенной в эксплуатацию информационно-аналитической системой «Пикет», включающей модуль вывода изображения систем видеонаблюдения на видеостену управления экономической безопасности общества (г. Тюмень, ул. Ленина, д. 67, каб. 104). Система «Пикет» основана на базе ПО «Интеллект», ООО «Ай Ти Ви групп».

В качестве устройства, преобразующего оптическое изображение наблюдаемого объекта в электрический видеосигнал применить IP видеокамеры уличного исполнения. Требования к характеристикам видеокамер:

- цветного изображения;
- разрешающая способность в пикселях не хуже 1280x720;
- оптический zoom не менее 12-кратного (для камер охранного видеонаблюдения);
- режимы работы: день/ночь, расширенный динамический диапазон;
- чувствительность в режиме «день» не хуже 0,2 лк, в режиме «ночь» не хуже 0,01 лк;
- возможность настройки частоты кадров в диапазоне не менее чем от 5 до 25 кадр/сек.
- встроенного приемника телеметрии, обеспечивающего управление функцией PTZ (pan-tilt-zoom) видеокамеры;
- поддержка функции детектор движения;
- формат сжатия видео H.264;
- возможность электропитания по сетевому кабелю, технология Power over Ethernet (PoE);
- класс защиты не ниже IP66;
- климатическое исполнение – работа в температурном диапазоне не хуже -45 до +40°С.

Камеры охранного видеонаблюдения установить на мачтах освещения кустовой площадки. Высоту подвеса определить проектом.

Приоритетным является установка камеры общепромышленного исполнения на трубостойках на высоте достаточной для выноса камеры за пределы взрывоопасной зоны. Высоту подвеса определить проектом. В случае технико-экономической обоснованности допускается применение взрывозащищенных камер.

Тип и класс защиты применяемых видеокамер должен соответствовать или быть не ниже категории места установки на объекте по взрывозащите (ПУЭ гл. 7.3).

Для хранения полученных данных и трансляции в сеть видео с камер необходимо использовать локальный видеорегистратор. Требования к видеорегистраторам:

- хранения записей в течении 30 дней;
- поддержка кодека H.264;
- полнофункциональный CMS (Content Management System) клиент;
- поддержка функции PTZ(pan-tilt-zoom);
- разрешение кадра не ниже HD(1280x720) с возможностью настройки;
- скорость записи и отображения не менее 6 к/с с возможностью настройки.

Источник бесперебойного питания (ИБП) с аккумуляторными батареями для резервного электроснабжения системы телевизионного наблюдения принять совместным с системами связи. ИБП должен обеспечивать работу оборудования после исчезновения основного электропитания в течение не менее 60 минут.

В проекте предусмотреть вывод изображения с видеокамер на АРМы со специализированным ПО. Места установки АРМов: РИТС месторождения, АБК г.

Тюмень ул. Ленина 67 (видеостена). Необходимость включения АРМов в рабочую спецификацию уточняется дополнительно у Заказчика, в зависимости от проектируемых объектов. Качество изображения (кадровая частота, пиксели и т.д.) передаваемого на АРМы определить исходя из пропускной способности существующих магистральных каналов связи. ПО должно обеспечивать следующие функции:

- просмотр изображения со всех кустовых видеорегистраторов в режиме реального времени;
- возможность удаленной настройки видеорегистраторов;
- поддержка функции PTZ(pan-tilt-zoom);
- поддержка функций видеоаналитики и детекторов движения.

8. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ СВЯЗИ

Система связи объекта «Кустовая площадка» (КП) должна быть интегрированной и обеспечивать передачу данных от КП в магистральную линию связи месторождения.

В качестве оконечного коммутатора на КП использовать промышленный управляемый Ethernet коммутатор со следующими характеристиками:

- не менее 4000 Vlan;
- не менее 8000 MAC адресов;
- поддержка технологии виртуальных ЛВС (VLAN) и транковых протоколов;
- поддержка RSTP - протокола построения L2 топологий;
- возможность запуска отдельного экземпляра протокола RSTP для отдельных VLAN;
- поддержка стандартных протоколов синхронизации времени по IP (NTP);
- поддержка технологий зеркалирования трафика как локально, так и удалённо;
- поддержка технологий определения однонаправленных обрывов каналов связи;
- поддержка автоматизированного распознавания и переключения IP-телефона на порту пользователя в отдельный от ПК пользователя vlan с использованием специализированных протоколов (LLDP, CDP);
- наличие нескольких входящих и исходящих очередей на порт, реализуемых аппаратно, с возможностью выделения приоритетной очереди;
- возможность использования аутентификации пользователя на порту устройства сети, а также возможность определять политики доступа пользователя к сетевым ресурсам на основе его аутентификации (протокол 802.1x и расширение протокола Radius - COA (Change of Authorization)) – поддержка динамического назначения VLAN на порт пользователя и /или динамически загружаемый лист контроля доступа для пользовательского порта;
- поддержка возможности двухфакторной аутентификации пользователей на портах – сертификатом пользователя и логином/паролем в MS AD;
- Port security;
- возможность применения уникальных списков доступа на уровне портов;
- возможность ограничения скорости передачи пакетов на портах для направленных, много-направленных и широковещательных кадров;
- поддержка SSH;

- поддержка QoS;
- поддержка IEEE 802.1x;
- функция Storm control;
- поддержка RSTP, MST.

На кустовой площадке предусмотреть структурированную кабельную систему (СКС), включающую в себя телефонию и локальную вычислительную сеть. СКС должна обеспечивать обмен данными в корпоративной информационной сети, технологической сети АСТУП, IP-телефонии, систем ИТСО с учетом требований по разделению сетей и информационной безопасности общества.

СКС организовать на базе стандартов Ethernet. Кабели СКС принять категории UTP не ниже 6 (неэкранированная витая пара). Розетки типа RJ45 по стандарту EIA/TIA 568B для телефонов, компьютерной техники.

Организовать точку подключения абонентского устройства на КП от IP-АТС, находящейся на магистральном узле связи месторождения. В качестве абонентского устройства применить IP телефон.

Обеспечить установку отдельных защитных автоматов электропитания для подключения оборудования СКС.

Заземление осуществить от заземляющих устройств объекта.

Связь между КП и другими технологическими площадками организовать каналом с пропускной способностью обеспечивающей передачу информации от всех систем кустовой площадки с требуемой скоростью, без потерь и искажений. Тип связи выбрать исходя из условий расположения кустовой площадки с учетом технических решений, технических средств и возможностей смежных проектов и существующего оборудования. При проектировании проработать следующие варианты связи:

- волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС);
- широкополосный беспроводной доступ (ШБД);
- радиорелейная линия связи (РРЛС).

Предпочтительный вид связи – ВОЛС.

Предусмотреть наличие транковой связи на проектируемом объекте. В составе проекта выполнить расчет зоны покрытия транковой связи ближайшей базовой станции. В случае нестабильного сигнала на проектируемой территории предусмотреть расширение базовой станции. По согласованию с Заказчиком увеличить абонентскую емкость системы транковой связи.

Выбранные проектные решения согласовать с Заказчиком.

Главный специалист ОКПИР

Д.В. Лобода

СОГЛАСОВАНО:

Начальник отдела АСУТПиКИП

И.В. Трапезников

Начальник отдела ИТ и телекоммуникаций

В.Н. Белуган

Начальник отдела по ОФиИТЗ

Д.В. Загребельный

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального директора
по капитальному строительству

С.А. Багин

« 10 » 09 2020 г.

Исходные данные для разработки проекта организации строительства (ПОС)

по объекту: «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения»

1. Наименование и адрес:

- объекта строительства – «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения».
- Заказчика/Инвестора строительства – ООО «РН-Уватнефтегаз»
- Генеральной Подрядной организации – по результатам тендера. Учесть выполнение СМР по этапам строительства объекта несколькими подрядными организациями:
 - **Подрядчик 1** – выполнение СМР по этапам:
 - «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки»; (рубка леса, утилизация ЛПО; укладка лежневого настила).
 - «ВЛ 35 кВ от точки подключения в ВЛ 35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения (рубка леса, утилизация ЛПО)».
 - «Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения. (рубка леса, утилизация ЛПО)».
 - «Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. (рубка леса, утилизация ЛПО; укладка лежневого настила)».
 - **Подрядчик 2** – выполнение СМР по этапам: «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки»; (отсыпка площадки, укладка плит ПДН);
 - **Подрядчик 3** – выполнение СМР по этапам:
 - «Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. (отсыпка автодороги, укладка плит ПДН)»;
 - **Подрядчик 4** – выполнение СМР по этапам:
 - «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки (межстадийное содержание; 2-я стадия)»;
 - «Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения (межстадийное содержание; 2-я стадия)».
 - **Подрядчик 5** – выполнение СМР по этапам:
 - «ВЛ 35 кВ от точки подключения в ВЛ 35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения».
 - **Подрядчик 6** – выполнение СМР по этапам:
 - «Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения»;
 - **Подрядчик 7** – выполнение СМР по этапам:
 - выполнение СМР по этапам – «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. Инженерные сети (монтаж оборудования, технологические сети)»;
 - Этап строительства:
 - Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважины первой позиции).
 - Этап строительства:
 - Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважины второй позиции).
 - Этап строительства:
 - Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения Обустройство. (Скважина третьей позиции).
 - Этап строительства:
 - Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина четвертой позиции).

Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина одиннадцатой позиции).

2. Проектируемые мощности, назначение объекта (включая подобъекты):

<u>Этап строительства:</u> Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки;
<u>Этап строительства:</u> ВЛ 35 кВ от точки подключения в ВЛ 35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
<u>Этап строительства:</u> КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
<u>Этап строительства:</u> Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинское месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1 Северо-Тямкинское месторождения;
<u>Этап строительства:</u> Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважины первой позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважины второй позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения Обустройство. (Скважина третьей позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина четвертой позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина пятой позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина шестой позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина седьмой позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина восьмой позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина девятой позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина десятой позиции).
<u>Этап строительства:</u> Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина одиннадцатой позиции).

Мощности объектов (подобъектов) уточнить на этапе проекта.

3. Сроки строительства директивные, (с указанием сроков по подобъектам и очередям)

Общий срок выполнения СМР по объекту с учетом сезонности выполнения работ – определяется проектом в соответствии с директивными сроками строительства этапов:

- «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки»; (рубка леса, утилизация ЛПО; укладка лежневого настила).

- «ВЛ 35 кВ от точки подключения в ВЛ 35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения (рубка леса, утилизация ЛПО)».

- «Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения. (рубка леса, утилизация ЛПО)».

- «Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. (рубка леса, утилизация ЛПО; укладка лежневого настила)». – 05 февраля – 30 мая 1-го года; (работы в весенние месяцы предусмотрены с целью подтверждения качества выполнения утилизации ЛПО после схода снежного покрова).

- 1-я стадия «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки»; (возведение земляного полотна из глины):

– 20 февраля – 25 апреля 1-го года; 05 февраля – 15 февраля 2-го года. Режим работы – односменный, смена - 12 часовая;

- 1-я стадия (возведение земляного полотна из песка и укладка плит ПДН) – 05 февраля – 25 апреля 2-го года. Режим работы – односменный, смена - 12 часовая;

- Межстадийное содержание – 15 июня 2-го года – 20 марта 3-го года. Режим работы – односменный, смена - 12 часовая;

- 2-я стадия – 05 мая – 30 октября 3-го года. Режим работы – односменный, смена - 12 часовая.

- «Автомобильная дорога от автодороги на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. (отсыпка автодороги, укладка плит ПДН)»:

- 1-я стадия (возведение земляного полотна из глины) - 20 февраля – 25 апреля 1-го года; 05 февраля – 15 февраля 2-го года. Режим работы – односменный, смена - 12 часовая;

- 1-я стадия (возведение земляного полотна из песка и укладка плит ПДН) – 15 февраля – 25 апреля 2-го года. Режим работы – односменный, смена - 12 часовая;

- Межстадийное содержание – 15 июня 2-го года – 20 марта 3-го года. Режим работы – односменный, смена - 12 часовая;

- 2-я стадия – 10 мая – 30 октября 3-го года. Режим работы – односменный, смена - 12 часовая.

- «ВЛ 35 кВ от точки подключения в ВЛ 35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения» – 25 февраля – 30 июля 1-го года; Режим работы – односменный, смена - 12 часовая;

- «Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения.

– 15 февраля – 10 апреля; 1-го года (с проведением гидравлических испытаний); Режим работы – односменный, смена - 12 часовая;

- Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского. Обустройство». (монтаж оборудования, технологические сети); (электрические сети); (сети контроля и автоматики, сети охранно-пожарной сигнализации, сети связи)»: Режим работы – односменный, смена - 12 часовая

- Монтаж площадки НЭО, монтаж АГЗУ, монтаж эстакады до 1-й скважины, монтаж технологических трубопроводов и дренажных емкостей (подземная часть) – 20 апреля – 25 июня 2-го года;

КТП 35/0,4 кВ куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения» - 10 июня – 30 сентября 2-го года.

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина первой позиции). - 20 сентября – 30 сентября; 2-го года.

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство. (Скважина второй позиции). - 24 сентября – 2 октября; 2-го года

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения Обустройство. (Скважина третьей позиции).

20 октября – 30 октября; 2-го года

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тяжминского месторождения. Обустройство. (Скважина четвертой позиции).

15 ноября – 25 ноября; 2-го года

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тяжминского месторождения. Обустройство. (Скважина пятой позиции)-

15 декабря – 25 декабря; 2-го года

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тяжминского месторождения. Обустройство. (Скважина шестой позиции). -

15 января – 25 января; 3-го года

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тяжминского месторождения. Обустройство. (Скважина седьмой позиции).

05 февраля – 10 февраля; 3-го года

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тяжминского месторождения. Обустройство. (Скважина восьмой позиции).

25 февраля – 05 марта; 3-го года

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тяжминского месторождения. Обустройство. (Скважина девятой позиции).

25 марта – 05 апреля; 3-го года

Этап строительства:

Куст скважин №1-бис Северо-Тяжминского месторождения. Обустройство. (Скважина десятой позиции).

25 апреля – 10 мая; 3-го года

Этап строительства

Куст скважин №1-бис Северо-Тяжминского месторождения. Обустройство. (Скважина одиннадцатой позиции). 15 мая – 25 мая; 3-го года

4. Планируемый бюджет проекта – определить проектом.

5. Объем строительно-монтажных работ по генподряду (по отчетным данным) за прошедший год – не требуется

6. Среднегодовая плановая и фактическая выработки за 20XX год и последующие годы при условии максимально загруженного года (тыс.руб./год): – среднегодовую плановую выработку определить проектом.

7. Намечаемые станции разгрузки стройматериалов, оборудования и расстояние до перевалочной базы, базы УПТО и КО с указанием местоположения:

1. Материалы поставки Заказчика:

а) стройматериалов (в т.ч. щебня) - склад МТР Тяжминского месторождения

б) оборудования – склад МТР Тяжминского месторождения.

Материалы поставки Подрядчика:

а) стройматериалов – г. Тюмень;

б) оборудования – г. Тюмень.

Транспортную схему с расстояниями типом покрытия автодорог определить проектом, согласовать заказчиком.

8. Имеющиеся и намечаемые перевалочные базы, временные базы, базы УПТО и КО и т.д. для приемки и хранения материалов и оборудования с указанием кратких характеристик.

1. Материалы поставки Заказчика:

а) стройматериалов (в т.ч. щебень) – склад МТР Тяжминского месторождения

б) оборудования – склад МТР Тяжминского месторождения.

Материалы поставки Подрядчика:

- площадка строительства;

Транспортную схему с расстояниями и типом покрытия автодорог определить проектом и согласовать заказчиком.

9. Расстояния от перевалочной базы, базы УПТО и КО до объекта строительства:

Определить проектом с учетом данных в п.7-8. Транспортную схему с расстояниями и типом покрытия автодорог определить проектом, согласовать с заказчиком.

10. Наличие постоянных и временных дорог от станции разгрузки до площадки строительства, в том числе специальных дорог для доставки КТО (крупнотоннажного оборудования) краткая характеристика дорог: Определить проектом с учетом данных в п.7-9. Транспортную схему с расстояниями и типом покрытия автодорог определить проектом и согласовать с заказчиком.

11. Наличие и местоположение трубосварочных баз и прочих баз подготовки строительства (сборочных площадок, вахтовых поселков):

Предусмотреть устройство и содержание на период выполнения СМР временного вахтового поселка в районе куста №1 Тяжминского месторождения. Площадь территории под вахтовый поселок, количество вагон-домов (с

разбивкой по каждому подрядчику) определить с учетом календарно-сетевого графика на период максимального количества задействованных рабочих при СМР.

12. Исходный пункт перебазировки подрядчика – г. Тюмень.

13. Наличие существующих или вновь отводимых карьеров:

– песчаный грунт: изыскать в районе строительства объекта, в случае отсутствия, предусмотреть карьер грунта «Верхне-Демьянский-2». Транспортную схему с расстояниями и типом покрытия автодорог определить проектом и согласовать с заказчиком.

– Глина: карьер грунта №1 Северо-Тямкинского м/р. Транспортную схему с расстояниями и типом покрытия автодорог определить проектом и согласовать с заказчиком.

14. Обеспечение материалами, изделиями, полуфабрикатами:

а) песок, глина (для отсыпки) – см. п.13.

б) гравий (щебень) – см. п.7-8.

в) кирпич – см. п.7-8.

г) бетонная смесь и раствор – изготовление на месте, минимизировать приготовление бетона при выполнении СМР. Максимально использовать сборные ж/б конструкции.

д) лесоматериалы:

– предусмотреть использование деловой древесины лес диаметром более 16 см для устройства лежневого настила (необходимость определить проектом); при определении стоимости лежневых дорог учесть использование леса от попутной добычи, а также распорядительные документы ответственного за вопросы ценообразования СП ПАО «НК Роснефть» по стоимости работ, по возведению лежневого настила. Исключить стоимость леса от попутной добычи из расценок, учтенную в затратах на возмещение ущерба за изъятие лесных участков в гл.1 ССР, стоимость древесины, согласно письма от 22.03.2019 №ЭЛ-3774 "Об использовании древесины после вырубki" при устройстве лежневых дорог принять на основании данных аукционных закупок на арендуемых Обществом Группы лесных участках;

– в случае недостатка деловой древесины в границах отвода лесного участка для устройства лежневого настила предусмотреть обеспечение потребности на основании аукционных закупок, запросив данные у Заказчика, в случае отсутствия у Заказчика необходимого объема деловой древесины, - предусмотреть поставку Подрядчиком.

– в случае отсутствия необходимости использования деловой древесины (части деловой древесины) для устройства лежневого настила запросить у заказчика место штабелирования деловой древесины. **Учесть работы по обработке невостробованной древесины пестницами с целью соблюдения природоохранного законодательства;**

е) асфальт, асфальтобетон, битум – исключить применение

ж) сборные железобетонные изделия – см. п.7-8;

з) столярные изделия – см. п.7-8;

и) металлоконструкции – опоры ВЛ, мачты освещения, мачты связи (в т.ч. ростверки для указанных конструкций) см. п.7-8;

к) технические газы (кислород, ацетилен и др.) в период действия зимников - см. п.7-8. В летний период необходимо учесть доставку от Тюмени до Тобольска автотранспортом, далее вертолетом до вертолётной площадки Тямкинского м/р, затем автотранспортом до места производства работ.

л) трубы – см. п.7-8;

м) блочно-модульные здания и оборудование – см. п.7-8;

н) кабельно-проводниковая продукция – см. п.7-8.

15. Изготовление металлических конструкций, узлов технологических трубопроводов:

- на строительной (монтажной) площадке Подрядчиком – все конструкции, кроме опор ВЛ, мачт освещения, мачт связи (в т.ч. ростверков для указанных конструкций)

- заводское изготовление (поставка заводов-изготовителей, специализированные производственные базы Подрядчиков) – опоры ВЛ (в разобранном виде сегментами), мачты освещения, мачты связи в т.ч. ростверки для указанных конструкций). Изготовление ответственных конструкций в заводских условиях предусмотреть в полном соответствии с ГОСТ23118. СП 70.13330.2012 Несущие и ограждающие конструкции.

16. Дальность перевозки минерального грунта (песка, торфа, суглинка):

а) отвозка – отсутствует необходимость.

б) подвозка – см. п. 13.

17. Наличие и возможность подключения на площадке коммуникаций для обслуживания нужд строительства (приложить ситуационную схему существующих коммуникаций, мощность сетей, в том числе на трассе): наличие и возможность подключения отсутствует.

а) пара - наличие и возможность подключения отсутствует

б) воды - наличие и возможность подключения отсутствует

в) канализации - наличие и возможность подключения отсутствует

г) электроэнергии - наличие и возможность подключения отсутствует

д) сжатого воздуха - наличие и возможность подключения отсутствует

е) теплоснабжения - наличие и возможность подключения отсутствует

ж) кислорода - наличие и возможность подключения отсутствует

з) связи - наличие и возможность подключения отсутствует

18. Наличие и возможность привязки к существующим геодезическим сетям, условия: нет необходимости.

19. Наличие и возможность использования существующих зданий под временные сооружения на период строительства (краткая характеристика, мощность): возможность отсутствует.

20. Перечень предполагаемых титульных временных зданий и сооружений, необходимых для осуществления строительства, с указанием № типовых проектов и стоимости (приложить настоящий перечень):

- Дизельные электростанции временного пользования;
- Устройство и содержание временных зимних вдольтрассовых проездов под линейные объекты;
- При обустройстве кустов – лестницы в АГЗУ изготавливаться на площадке строительства.

21. Перечень предполагаемых титульных временных устройств и обустройств, размещенных за пределами участка, отведенного под застройку и неучтенные нормами: -----

22. Списочная численность работающих на строительно-монтажных работах: определить проектом с учетом п. 3 и 6.

Сведения о возможности обеспечения строительства местными рабочими кадрами – возможность отсутствует.

23. Доставка рабочих на объекты строительства автотранспортом на расстояние более 3 км:

а) тип автотранспортного средства – Вахтовый автобус повышенной проходимости.

б) пассажироместимость автотранспорта – возможность использования вахтовых автобусов вместимостью в соответствии с письмом №05/01-исх-1213 от 07.08.20г.

в) плата 1 автомобиле-часа за вахтовый автобус повышенной проходимости –

г) в случае аренды автотранспортного средства указать стоимость (тыс.руб./год) – весь транспорт является собственностью подрядчика.

24. Осуществление работ вахтовым и вахтово-экспедиционным методом:

а) объём работ по генподряду, выполняемый вахтовым методом – 100%

б) объём работ по генподряду, выполняемый вахтово-экспедиционным методом – не требуется

в) продолжительность работы вахты (дней в месяц) – 30 дней, продолжительность смены – 12 часов

г) численность и наименования населенных пунктов постоянного места жительства привлекаемых рабочих.

- Тюмень – Тямкинское м/р:
 - в период январь-март – автотранспортом (автобус, вахтовка);
 - в период апрель-декабрь: Тюмень-Тобольск – автотранспортом (автобус, вахтовка), Тобольск – вертолётная площадка Тямкинского месторождения – вертолетом МИ-8АМТ, затем автотранспортом до площадки строительства. **Предусмотреть мобилизацию технических и людских ресурсов на каждую скважину при обустройстве кустовой площадки.**

д) содержание вахтового поселка на _____ чел. (тыс.руб./год) – численность проживающих работников и затраты на содержание вахтового поселка определить проектом.

е) содержание гостиниц в аэропортах (тыс.руб./год) – не требуется.

ж) содержание диспетчерских служб по авиаперевозке (тыс.руб./год) – не требуется.

и) затраты на привлечение дополнительных мастеров и др. ИТР _____ чел. (тыс.руб./год) – не требуется.

к) другие затраты (тыс.руб./год): – не требуется.

25. Командирование рабочих для выполнения строительных, монтажных и специальных строительных работ – не требуется

26. Перебазировка строительно-монтажных организаций с объекта строительства на другой (обосновать необходимость): – Заложить мобилизацию до 100 км в пределах Тямкинского Хаба. В связи с тем, что бурение скважин выполняется последовательно, на одну скважину затрачивается время от 20 дней до 25 дней с учетом освоения скважин. Подрядные организации, выполняющие обустройство, «уходят» в неоплачиваемый простой.

27. Аренда флота при строительстве мостов, искусственных сооружений:

а) грузоподъемность используемых судов – не требуется.

б) количество арендуемых судов – не требуется

в) стоимость аренды – не требуется

г) обустройство (энергетика и КИПиА) – строительные леса или автогидроподъемник; Электротехническую лабораторию.

е) Установка для бурения лидерных скважин на кустовой площадке при обустройстве (для погружения свай через лежневый настил).

28. Аренда специальной авиационной техники: - не требуется

29. Аренда и необходимость использования другой специальной техники: - для укладки плит дорожного покрытия при выполнении СМР на автодорогах, предусмотреть тип автокрана с возможностью проведения грузоподъемных операций без выдвигания аутригеров.

30. Затраты на проведение специальных мероприятий по обеспечению нормальных условий труда (борьба с радиоактивностью, силикозом, малярией, энцефалитным клещом, гнусом и т.д.) (тыс.руб./год).

31. Затраты на оплату сборов за перевозку негабаритных грузов по дорогам и мостам (тыс.руб) – необходимость транспортировки негабаритных грузов определить проектом. При необходимости транспортировки негабаритных грузов проектной организации:

- разработать транспортную схему;
- подготовить документацию для запроса у собственников дорог технических условий на транспортировку негабаритных грузов со стоимостью транспортировки. Технические условия запрашивает Заказчик;
- выполнить расчет затрат на оплату сборов за перевозку негабаритных грузов.

32. Особые условия данного строительства, которые по мнению Заказчика должны быть учтены в проекте.

32.1	Способ обращения с непригодной для строительства (древяной) древесиной, образующейся в процессе вырубki.	Измельчение мульчером (включая лес диаметром менее 16см и сучья от раскряжевки).
32.2	Способ обращения с порубочными остатками, образующимися в процессе вырубki.	Измельчение мульчером.
32.3	Способ обращения с демонтированным оборудованием. (при условии, что в объекте предусматривается его демонтаж).	Площадка МТР Тямкинского месторождения.
32.4	Обращение с ТКО, образующимися в процессе СМР (демонтажа). <u>Наименование и месторасположения полигона ТБО.</u>	Строительные отходы: в летний период накопление, в зимний период вывоз - место приема ТКО п. Туртас. ТКО- в летнее время (до температуры воздуха +5 и выше град. С – ежедневно обезвреживать на собственных мобильных установках, в зимнее время при температуре воздуха ниже +5 град. С – накопление не более 3-х суток с последующим вывозом -место приема ТКО п. Туртас.
32.5	Местоположение площадки временного хранения лома и отходов металла.	Площадка МТР Тямкинского месторождения.
32.6	Обращение с хозяйственно-бытовыми стоками в период СМР, в т.ч. воды после гидроиспытаний.	Хоз-бытовые стоки вывозятся на КОС в районе ВЖК Тямкинского м/р. Стоки после гидроиспытаний вывозятся на ЦПС Тямкинского м/р, после очистки используются в системе ППД
32.7	Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд в период СМР (демонтажа).	Подземный водозабор на ВЖК Тямкинского м/р. После закрытия зимних автодорог, время предусмотреть проектом доставку воды авиационным транспортом.
32.8	Водоснабжение для производственных нужд (включая гидроиспытания) в период СМР. Бутилированная вода привозная авиа!!!	Подземный водозабор на ВЖК Тямкинского м/р.
32.9	Особые условия производства работ в период СМР	Учитывать температурный режим и влажность при производстве работ. Предусмотреть устройство шпунтовой стенки и водоотлив в местах врезок в действующие коммуникации. Предусмотреть проезды через существующие коммуникации. Предусмотреть мероприятия по выбраковке, перевозке, хранению и учёту плит Б/У после 1- ой стадии строительства.

Руководитель проекта



Е.А. Серов

УТВЕРЖДАЮ
Начальник управления
охраны окружающей среды
ООО «РН-Уватнефтегаз»

И.Ф. Зайниев

« 18 / 08 » 2020 г.

**Технические условия на водоснабжение и водоотведение
 по объекту: «Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»**

Технические решения по водоснабжению и водоотведению разработать в соответствии требованиями Положения Компании «Порядок принятия технических решений на этапе проектирования объектов капитального строительства и капитального ремонта Компании» № П2-01 Р-0161, требованиям экологических, санитарно-гигиенических, технологических и других норм, правил, стандартов, действующих на территории Российской Федерации.

Период эксплуатации

Водоснабжение

Для хозяйственно-питьевых нужд временно прибывающего обслуживающего персонала использовать привозную бутилированную воду, соответствующую требованиям СанПиН 2.1.4.1116-02 «Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества». Бутилированная вода будет завозиться с ВЖК Тямкинского месторождения автотранспортом, которым будет снабжена служба эксплуатации Северо-Тямкинского месторождения.

Водоотведение

Объём образуемых поверхностных (дождевых и талых) сточных вод определить проектом. Сбор данных стоков с территории кустовой площадки организовать по спланированной территории со сбором в амбар дождевых и талых стоков.

Вывоз поверхностных сточных вод предусмотреть передвижными средствами на ЦПС Тямкинского месторождения для совместной очистки и подготовки с пластовой водой и последующего использования в системе поддержания пластового давления.

Служба эксплуатации Северо-Тямкинского месторождения будет обеспечена необходимым специализированным автотранспортом для возможности откачки и вывоза поверхностных сточных вод.

Концентрацию загрязняющих веществ в дождевых сточных водах принять согласно п. 6.7.3.4 ГОСТ Р 58367-2019.

Срок действия ТУ – 3 года.

Исп. главный специалист отдела
 природоохранных мероприятий
 Сулейманова З.М.
 Тел. 8 (3452) 389999, доб. 1064



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»
(ООО «РН-Уватнефтегаз»)

Почтовый адрес: ул. Ленина, д. 67, г. Тюмень, Тюменская обл., 625000
Юридический адрес: ул. Иртышская, д. 19 с. Уват, Тюменская обл., 626170
Телефон: (3452) 38 99 99, факс: (3452) 38 21 62, e-mail: rn-uvatng@rosneft.ru
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997150001

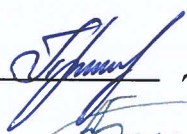
**Технические условия
на проектирование объекта
«Куст скважин № 1бис Северо-Тямкинского месторождения Обустройство»**

1. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 бис Северо-Тямкинского месторождения подключить в двух точках:
 - в действующий нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения. Проектом предусмотреть переемычку в районе кустовой площадки.
 - в действующий нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петъегского месторождения - ЦПС Тямкинского месторождения на узле переключения задвижек «Т-б» запроектированным ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ш. 0721Д.
2. Трубопровод рассчитать на рабочее давление 4 МПа.
3. Провести гидравлический расчет и определить параметры его работы для получения оптимальной скорости течения жидкости на всех участках. Результаты гидравлических расчетов НГСТ с учетом существующих и проектируемых объектов трубопроводного транспорта, толщину стенки трубопровода, ведомости пересечений согласовать с Заказчиком до начала основного проектирования.
4. Выполнить и согласовать с Заказчиком технико-экономическое обоснование выбора трубной продукции и антикоррозионной защиты. Трубопровод запроектировать с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием. При выполнении расчётов на прочность и устойчивость учесть срок службы объекта не менее 20 лет и принять в расчёт письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» 05/01-исх-0825 от 08.07.2019 г.
5. Определить необходимость установки компенсаторов по всей протяженности проектируемого трубопровода в соответствии с расчетом. Расчёт трубопровода выполнить на температуру перекачиваемого продукта +80 °С на выходе с кустовой площадки.
6. Предусмотреть подключения к действующим трубопроводам с учётом соединительных деталей, подключение проектируемого трубопровода к действующим трубопроводам выполнять силами организации, строящей трубопровод совместно с участком эксплуатации трубопроводов, с остановкой действующего трубопровода.
7. Предусмотреть наличие вантузных задвижек до и после секущих задвижек на крановых узлах трубопровода, способ присоединения арматуры фланцевый.
8. В части основных технико-экономических характеристик, показателей и технологических решений проектируемого и существующего объектов, необходимо руководствоваться соответствующими пунктами утвержденных технических требований на проектирование и утвержденного задания на проектирование. Все специфические решения по подключению к существующим трубопроводным коммуникациям, не учтенные настоящими ТУ, официально согласовывать с Заказчиком.


9. Владелец существующих и проектируемых коммуникаций – ООО «РН-Уватнефтегаз».
10. Срок действия технических условий - 2 года.

Начальник отдела эксплуатации трубопроводов

Начальник УЭТнЛА УНП-2



Д.В. Прытков



А.Н. Бейзель

УТВЕРЖДАЮ

Начальник управления метрологии,
автоматизации, связи, информационных
технологий, информационной
безопасности ООО «РН-Уватнефтегаз»

_____ О.Г. Загайнов
« 27 » _____ 2020 г.

ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

**НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК
ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»**

ВЕРСИЯ 2.00

ООО «РН-Уватнефтегаз»
2020 г.

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

Начальник отдела АСУТП и КИП



И.В. Трапезников

Главный специалист отдела контроля ПИР



Д.В. Лобода

Менеджер отдела АСУТП и КИП



А.В. Галич

Главный специалист отдела информационных технологий и телекоммуникаций



В.Г. Кутепова

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	4
1.1.	ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ СИСТЕМЫ И ЕЁ УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ	4
1.2.	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ (МОДЕРНИЗАЦИИ) СИСТЕМЫ	4
1.2.1.	География расположения системы	5
2.	НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ	5
3.	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	6
4.	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ	6
4.1.	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ В ЦЕЛОМ	6
4.1.1.	Требования к структуре и функционированию Системы	7
4.1.2.	Требования по сохранности информации при авариях	11
4.1.3.	Требования к надежности	12
4.1.4.	Требования по обеспечению информационной безопасности АСУ ТП.....	13
4.1.5.	Требования к Эргономике и технической эстетике	13
4.1.6.	Требования к безопасности	14
4.1.7.	Требования к защите от влияния внешних воздействий	15
4.1.8.	Требования к эксплуатации, техническом обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы	16
4.1.9.	Требования по стандартизации и унификации	17
4.1.10.	Дополнительные требования	18
4.2.	ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИЯМ (ЗАДАЧАМ), ВЫПОЛНЯЕМЫМ СИСТЕМОЙ	18
4.2.1.	Объем автоматизации	18
4.2.2.	Функции Системы	18
4.3.	ТРЕБОВАНИЯ К ВИДАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ	21
4.3.1.	Требования к техническому обеспечению	21
4.3.2.	Требования к программному обеспечению	27
4.3.3.	Требования к лингвистическому обеспечению	37
4.3.4.	Требования к метрологическому обеспечению	39
4.3.5.	Требования к информационному обеспечению	39
4.3.6.	ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕМАТИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	40
6.	ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ ИЛИ МОДЕРНИЗАЦИИ АСУ	41
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ ЗАКАЗЧИКУ	43
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АСУ	47
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	47
	ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ПРОТОКОЛ КУСТОВОГО КОНТРОЛЛЕРА	76
	ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ	120

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Данные технические требования на проектирование автоматизированных систем управления технологическими процессами разработаны для объектов технического перевооружения, реконструкции, новых объектов ООО «РН-Уватнефтегаз», создания, реконструкции и объектов проектируемых, модернизируемых (объекты технического перевооружения) и реконструируемых объектов, а также объектов технического перевооружения площадных технологических объектов. В документе представлена общая концепция построения систем автоматизации.

Объекты автоматизации определяется в соответствии с заданиями на проектирование и технологическими решениями.

Подрядчику следует придерживаться предлагаемых технических решений, при этом в обязательном порядке выполнять требования нормативной документации РФ.

АСУ ТП должна обеспечивать взаимодействие различных уровней автоматизации:

- Нулевой уровень. Полевой уровень: датчики, приборы и средства контроля, преобразователи, приводы запорной и регулирующей арматуры, исполнительные устройства агрегатов и установок, а так же другие КИП и А, включая средства автоматики, встроенные в технологическое оборудование;
- Первый уровень. ПЛК, контуры авторегулирования и стабилизации, панели оператора;
- Второй уровень. Уровень мониторинга, протоколирования процесса, настройки и управления технологическими процессами агрегатов и установок, диагностика и обслуживание КИП и А.

АСУ ТП (далее «Система») создаётся для обеспечения взаимодействия функционально и территориально распределенного оборудования системы площадных объектов в интегрированной системе управления АСУ ТП Уватского проекта.

При проектировании должны использоваться платформы для разработки АСУТП второго уровня уже применяемые на производственных объектах ООО «РН-Уватнефтегаз».

Вновь проектируемое оборудование первого уровня АСУ должно свободно интегрироваться в существующие системы второго уровня (без доработки протоколов обмена со стороны второго уровня).

1.1. ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ СИСТЕМЫ И ЕЁ УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ

Наименование системы автоматизации присваивает проектная организация, с учетом наименования объектов капитального строительства приведенных в задании на проектирование, приложением к которому являются данные технические требования.

1.2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ (МОДЕРНИЗАЦИИ) СИСТЕМЫ

Основание для создания (модернизации) системы указано в п. 1 задания на проектирование, приложением к которому являются данные технические требования.

1.2.1. География расположения системы

В административном отношении объекты автоматизации расположены в Уватском районе Тюменской области на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа Югры.

Рельеф на территории месторождения равнинный с отдельными возвышениями, с незначительным перепадом высот. Поверхность представляет собой слаборасчлененную, в разной степени заболоченную, озерно-аллювиальную и аллювиальную равнину.

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга.

Климат района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень, и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Резкие колебания температуры в течение года даже суток. Среднегодовая температура воздуха минус 0,7°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 19,2°С, а самого жаркого июля плюс 17,6°С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь минус 51°С, абсолютный максимум - на июнь-июль плюс 35°С. Температура наиболее холодной пятидневки составляет минус 40°С.

Максимальная высота снежного покрова достигает 98 см. Сохраняется снежный покров 185 дней. В течение года преобладают ветры южного направления. В декабре-феврале - южного, а в июне-августе – северного направления.

В соответствии со СП 131.13330.2018 строительная зона IV.

По СП 20.13330.2016 снеговая нагрузка IV район, давление ветра II район, толщина стенки гололеда II район.

По СП 131.13330.2018 дорожно-климатическая зона II.

Сейсмичность района (по карте ОСР-97-А СП 14.13330.2018) не более 5 баллов.

2. НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

АСУ ТП проектируемых кустовых площадок предназначена для:

- контроля и управления процессом работы кустового оборудования;

- обеспечения оперативного персонала и других служб предприятия оперативной и достоверной информацией о ходе технологического процесса с возможностью - передачи её в смежные аналитические системы;
- унификации процессов добавления объектов при расширении нефтепромыслов.

Целями создания АСУ ТП являются:

- возможность осуществления надежного, безаварийного и безопасного управления технологическим процессом в реальном времени, в соответствии с действующими нормативными требованиями государственных органов и Общества;
- стабилизация эксплуатационных показателей технологического оборудования и режимных параметров технологического процесса;
- обеспечение автоматизированных систем уровня управления предприятием, технологической информацией в режиме реального времени;
- сокращение эксплуатационных расходов.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

Состав объектов автоматизации определяется в соответствии с заданиями на проектирование и технологическими решениями.

Сооружения кустовой площадки необходимо выполнить в блочно-комплектном исполнении полной заводской готовности.

Проект АСУ ТП должен быть выполнен в соответствии с требованиями к информационной безопасности, согласно нормативным документам, действующим в Обществе.

Большая часть оборудования систем автоматизации будет размещена внутри помещений и эксплуатироваться при температуре окружающей среды от плюс 5 до плюс 40°С. Кроме того, возможно аварийное снижение температуры в помещениях до минус 40°С в случае неисправности системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, после которого при восстановлении нормальных условий оборудование не должно терять работоспособность.

Оборудование, размещаемое снаружи помещений, должно иметь исполнение позволяющее работать при температурах окружающей среды или обеспечиваться средствами термоизоляции.

4. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

4.1. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ В ЦЕЛОМ

Система АСУ должна полностью отвечать требованиям Положения Компании №ПЗ-04 Р-0389, актуальной версии – «Автоматизированные системы управления

технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам».

4.1.1. Требования к структуре и функционированию Системы

1) Требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы. Требования к составу программно-технических комплексов АСУ ТП

АСУ ТП должна иметь структуру, включающую в себя три уровня:

- Нулевой уровень, уровень размещения оборудования КИПиА и исполнительных механизмов - датчики, исполнительные механизмы (включая трехходовые электроприводные краны на обвязке скважин), другие КИПиА (включая средства автоматики, встроенные в технологическое оборудование).

- Первый уровень должен реализовать функции регулирования, противоаварийной защиты и блокировок, в аппаратном плане этот уровень представлен программируемыми логическими контроллерами (ПЛК). Такие ПЛК должны выполнять в АСУ ТП роль устройств связи с объектом (УСО) и включают в себя: контроллеры технологических объектов, контроллеры смежных систем (пожарной и охранной сигнализации), ЛСУ иного блочного оборудования.

На первом уровне должно обеспечиваться выполнение следующих функций:

- программное (логическое) управление;
- автоматическое регулирование (стабилизация) технологических процессов в заданных режимах работы (при необходимости);
- дистанционное управление (пуск, останов, изменение уставок);
- управление сигнализацией и оповещением;
- сбор и обработку информации о технологическом процессе и технологическом оборудовании;
- распознавание и сигнализацию аварийных ситуаций и отклонений процесса от заданных пределов;
- передача сигнала о пожаре от систем автоматической пожарной сигнализации в технологические контроллеры, для безопасного останова технологического процесса;
- ведение журнала событий;
- регистрацию и архивирование параметров процесса;
- обмен информацией с внешними системами.

- Второй уровень должен реализовать функции оперативного (диспетчерского) контроля и управления технологическими объектами. Основу таких АСУ ТП составляют развитые комплексы программно-технических средств вычислительной техники, предназначенные для накопления, хранения, обработки (обобщения) и представления значительных массивов информации. Включает в себя АРМы операторов, серверы ввода/вывода, сервер баз данных и т.д. На этом уровне

обеспечивается доступ к технологической информации для персонала процессных подразделений Общества.

2) Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами системы

Организация информационного обмена между компонентами системы должна осуществляться следующим образом:

- Нулевой и первый уровни обмениваются между собой информацией посредством приема/передачи дискретных и аналоговых сигналов, а так же по проводной связи сети RS-485. В качестве прикладного протокола используется Modbus-RTU.
- Второй и нулевой уровни обмениваются между собой через протокольный шлюз. Он позволяет объединять между собой сеть Ethernet и RS-485. На уровне сети Ethernet для обмена используется прикладной протокол Modbus-TCP. На уровне сети RS-485 используется Modbus-RTU.
- Обмен между вторым и первым уровнями происходит по каналам оптических линий либо беспроводной связи широкополосного доступа. В качестве прикладного протокола используется Modbus-TCP.
- Описание протокола кустового контроллера приведено в Приложении 4.

3) Требования к взаимодействию создаваемой системы со смежными системами

Предусмотреть прием дискретных и интерфейсных сигналов «Пожар» от системы пожарной сигнализации.

Предусмотреть программную и аппаратную интеграцию АСУ ТП вновь проектируемого/реконструируемого объекта в АСУ ТП с функциями MES-системы площадочного объекта к которому территориально и/или инфраструктурно отнесен объект проектирования/реконструкции. При интеграции использовать интерфейсы и протоколы совместимые с действующей АСУ ТП площадочного объекта к которому территориально и/или инфраструктурно отнесен объект проектирования/реконструкции Точки интеграции в существующую АСУ определены отдельным приложением к заданию на проектирование.

Обеспечить работу АСУ ТП автономно и в составе существующей многоуровневой автоматизированной системы управления месторождения.

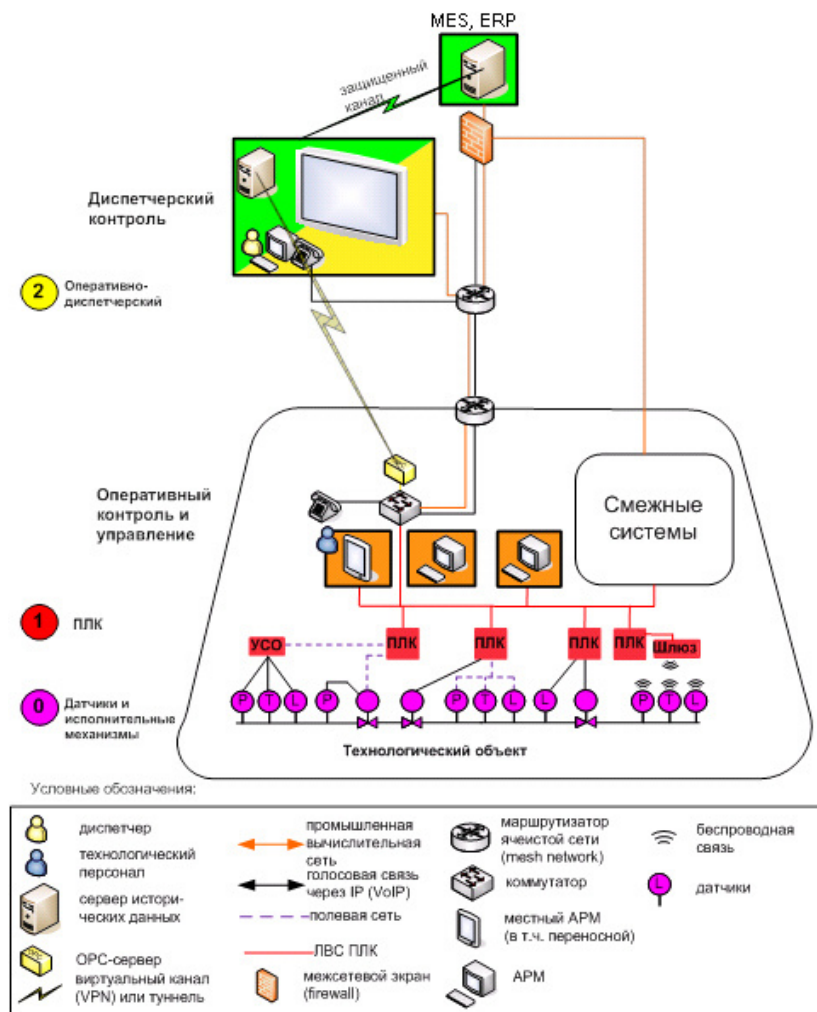


Рис. 1. Структура АСУ ТП

Необходимо предусмотреть возможность предоставления производственно-технологической информации на уровень управления ОГ. Для реализации этой задачи АСУ ТП должна обеспечить:

- доступ к технологической информации, хранимой в АСУ ТП, для информационных систем и бизнес-приложений, функционирующих на уровне ОГ;
- выполнение анализа технологических данных, расчетов определенной сложности над технологическими данными в соответствии с требованиями ОГ;
- формирование и предоставление отчетности о производстве в АСДУ в соответствии с требованиями ОГ за произвольный период времени (текущая, часовая, суточная, недельная и т.д.).

Разработка АСУ ТП должна быть ориентирована на создание единой информационной системы сбора, передачи, обработки и хранения разнородной информации. При этом должна быть организована интеграция АСУ ТП с рядом смежных систем.

Для интеграции АСУ ТП с MES и ERP ее разработка должна быть направлена на создание единой ИС сбора, передачи, обработки и хранения разнородной информации. Взаимодействие должно осуществляться на основе стандартных (не специализированных) интерфейсов связи (по протоколам OPC, OLEDB, ODBC, DDE). Организацию информационного обмена между компонентами системы необходимо осуществлять на основании требований, обусловленных характером использования систем.

Связь между пунктами оперативно-диспетчерского управления АСУ ТП и системами управления производством (MES системы), должна осуществляться в соответствии с сетевыми стандартами IEEE 802.3 (10/100/1000 Base-TX/FX Ethernet). В ЛВС, реализующих такие связи, должны использоваться на сетевом уровне – протокол IP, на коммуникационном уровне – протокол TCP.

4) Требования к режимам функционирования Системы

Система должна обеспечивать непрерывную работу объекта автоматизации в круглосуточном режиме (штатный режим).

При появлении нештатных ситуаций (отключение питания, сбой в системах ввода – вывода и прочее) в Системе должны быть реализованы алгоритмы управления, направленные на перевод оборудования в безопасный режим.

АСУ ТП должна обеспечивать выполнение функций системы реального времени. Быстродействие функций АСУ должно соответствовать следующим требованиям:

Показатели быстродействия для разных видов функций АСУ ТП

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ФУНКЦИИ (ГРУППЫ ФУНКЦИЙ)	БЫСТРОДЕЙСТВИЕ
1	2	3
1	Периодичность опроса сигналов, обеспечивающая необходимую точность фиксации времени событий и значений аналоговых сигналов по отношению к системному времени ПТК.	Не более 1 с.
2	Задержка от подачи оператором команды вызова информации до начала вывода/до окончания вывода соответственно:	-
2.1	▪ на экран монитора;	Не более 5 с.
2.2	▪ на экран коллективного пользования.	Не более 15 с.
3	Периодичность обновления информации:	-
3.1	▪ на экране монитора;	По изменению переменной
3.2	▪ на экране коллективного пользования.	Не более 15 с.
4	Задержка в отображении спонтанно появляющихся сигналов предупредительной и аварийной сигнализации на экранах мониторов операторских станций.	Не более 1 с.

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ФУНКЦИИ (ГРУППЫ ФУНКЦИЙ)	БЫСТРОДЕЙСТВИЕ
1	2	3
5	Время выдачи управляющего воздействия по каналам технологических защит после обнаружения аварийной ситуации.	Не более 0,5 с.
6	Время прохождения команды от момента нажатия оператором-технологом кнопки виртуального блока управления до появления сигнала на выходных цепях ПТК.	Не более 1 с.
7	Задержка от момента выдачи оператором команды дистанционного управления до отображения на мониторе результатов выполнения команды (без учета времени отработки команды объектом управления).	Не более 2 с.
8	Задержка от момента приема команды управления от систем противоаварийного управления до начала ее отработки.	Не более 25 мс.

Связь между отдельными элементами АСУ ТП (станциями и панелями управления) должна обеспечиваться с помощью выделенной резервированной управляющей сети.

Все оборудование АСУ ТП должно быть обеспечено источниками бесперебойного питания и стабилизаторами напряжения.

При необходимости предусмотреть резервирование процессоров, модулей ввода/вывода, блоков питания, сетевых модулей, других устройств АСУ ТП.

5) Перспективы развития, модернизации Системы

При проектировании Системы предусмотреть резерв для обеспечения возможности расширения – подключения дополнительных контроллеров, модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты и других аппаратных компонентов, в объёме до 20% (30% по дискретным каналам ввода-вывода) от использованных. Преобразователи интерфейсов должны иметь не менее двух резервных портов для приема/передачи данных.

Во всех шкафах и панелях, шасси контроллеров АСУ необходимо предусматривать не менее 15% свободного места для размещения оборудования.

Первый уровень системы должен иметь открытую модульную архитектуру, предусматривать возможность редактирования и конфигурирования программного обеспечения контроллеров технологических объектов. Должна обеспечиваться возможность по наращиванию АСУ путем непосредственного дополнения, а не изменения технических средств и минимального изменения программного обеспечения и конфигурации Системы.

4.1.2. Требования по сохранности информации при авариях

Проектом необходимо предусмотреть меры, обеспечивающие сохранность информации при авариях.

Возможные основные ситуации, приводящие к потере информации и меры, обеспечивающие её сохранность (не ограничиваются указанными):

- при отсутствии электропитания, энергонезависимая память контроллеров должна обеспечивать сохранение полной конфигурации и всех рабочих параметров без ограничения по времени;
- при полном обесточивании всей системы, работоспособность должна поддерживаться за счет использования источников бесперебойного питания в течение не менее 1 часа.

4.1.3. Требования к надежности

Используемые в АСУ ТП программно-технические средства должны быть рассчитаны на непрерывную и круглосуточную работу без постоянного присутствия эксплуатационного персонала АСУ ТП.

Функции управления технологическим процессом, визуализации и диагностики должны реализовываться единым ПО. АСУ должна иметь единую базу данных.

Отказ элементов ПТК или канала связи не должен приводить к останову или отключению технологического оборудования.

Должна быть предусмотрена возможность внесения изменений в программу в режиме «ONLINE» при нормальной работе технологического оборудования.

В Системе должна быть предусмотрена возможность хранения базы данных и файлов конфигурации системы на внешнем носителе информации и оперативной загрузки их в Систему.

АСУ должна иметь в своем составе аппаратно-программные средства самодиагностики, позволяющие фиксировать отказы оборудования Системы с точностью до модуля, и передавать о них сообщения на рабочие станции и для архивирования;

Показатели надежности и точности выполнения отдельных функций нулевого уровня систем автоматизации, эксплуатируемых на технологических объектах нефтегазодобычи, определяются соответствующими показателями применяемых в них технических средств

Допустимые значения наработки на отказ для функций первого уровня АСУ должны быть не менее следующих значений:

- для информационных функций (например, измерение) – 5 000 ч;
- для управляющих функций, выполняемых в нормальном (штатном) режиме эксплуатации (например, автоматическое регулирование) – 10 000 ч;

Для управляющих функций первого уровня АСУ ТП, выполняемых в особых ситуациях (например, противоаварийная защита), значения показателей надёжности должны соответствовать требованиям международного стандарта IEC 60511.

Допустимые значения наработки на отказ функций второго уровня АСУ должны быть не менее следующих значений:

- для штатных информационных функций (например, оперативный мониторинг состояния технологических объектов) – 8 000 ч.;

- для управляющих функций, выполняемых при штатном режиме эксплуатации (например, формирование рекомендаций по оптимизации режимов) – 5 000 ч.

Для предотвращения нарушения работы оборудования по причине исчезновения питания, устранения последствий его отключения, необходимо предусмотреть возможность резервного питания контроллеров, серверов и другой ответственной аппаратуры второго уровня АСУ ТП от источников бесперебойного питания (ИБП), рассчитанных на время функционирования не менее 1 часа. Предусмотреть контроль работы ИБП с выводом информации на второй уровень с сигнализацией перехода на резервное питание.

Для защиты оборудования от перепадов напряжения должна быть предусмотрена установка стабилизаторов напряжения с передачей информации по питающему напряжению и сигнализацией об отклонениях от номинальных значений.

На все поставляемые технические средства в документации должен быть указан назначенный срок службы, или назначенный ресурс. Средний срок службы Системы в целом не менее 10 лет с учетом проведения восстановительных работ.

4.1.4. Требования по обеспечению информационной безопасности АСУ ТП

Для обеспечения штатного режима функционирования АСУ ТП должен быть предусмотрен комплекс организационных и технических мер, составляющих систему защиты информации АСУ ТП и обеспечивающих информационную безопасность в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», Требованиями к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды и ЛНД Компании в области информационной безопасности АСУ ТП.

Полные требования по обеспечению информационной безопасности АСУ ТП приведены в Приложении 2.

4.1.5. Требования к Эргономике и технической эстетике

Условия работы персонала должны соответствовать ГОСТ 12.3.002-2014. Взаимодействие человека с АСУ осуществляется через специализированные АРМ.

Интерфейс разрабатываемой системы АСУ должен быть интуитивно-понятным, позволяющим пользователю в кратчайшие сроки освоить работу с АСУ. Должен быть реализован графический многооконный режим с настраиваемыми элементами интерфейса и цветового оформления.

Отображение информации на экране цветного графического дисплея должно обеспечивать получение оператором полной характеристики текущего состояния

технологического процесса и оборудования и возможность управления ими в виде, наиболее удобном для восприятия в каждой конкретной ситуации. Фрагменты изображения не должны быть перенасыщены информацией и разнообразием цветовой гаммы. Фон графических экранов должен быть не ярким и выбран из "спокойной" цветовой гаммы.

Все рабочие места должны быть оборудованы инженерной мебелью специального исполнения, которая обеспечивает удобство работы.

Общие эргономические требования к залу операторов и расположению рабочих мест должны соответствовать ГОСТ 21958-76.

Общие эргономические требования, регламентирующие организацию рабочего места, взаимное расположение средств связи в пределах одного рабочего места – согласно ГОСТ 22269-76.

4.1.6. Требования к безопасности

Конструкция аппаратуры АСУ должна обеспечивать безопасность при производстве регламентных работ:

- без снятия напряжения – сухая чистка корпусов аппаратуры;
- со снятием напряжения – измерение сопротивления изоляции переносным мегаомметром, замену электронных блоков.

Технические средства АСУ должны соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок, изд.7, ГОСТ Р 50571.3-2009 и ГОСТ 25861-83.

АСУ ТП должна обеспечивать взрывозащиту вида «искробезопасная электрическая цепь» для оборудования, находящегося во взрывоопасных зонах, посредством применения барьеров искрозащиты.

Технические средства, устанавливаемые в помещениях операторной и аппаратной - общепромышленного исполнения.

Все внешние элементы технических средств АСУ, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения человека, а сами технические средства – заземлены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.030-81 и 4. и Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. Раздел 6. Электрическое освещение. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Главы 7.1, 7.2.

В каждом из помещений, в которых будут устанавливаться шкафы управления и операторские станции АСУ, должны быть предусмотрены:

- контур защитного заземления;
- контур функционального заземления.

Сопrotивление контуров защитного и функционального заземления выполнить в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, ГОСТ Р 50571.4.44-2019, ГОСТ Р 50571.5.54-2013/МЭК 60364-5-54:2011 и ГОСТ Р 50571.22-2000.

Пожаробезопасность аппаратуры АСУ должна обеспечиваться применением в аппаратуре защитных устройств электрических цепей от токов перегрузки и коротких замыканий, применением трудногорючих или негорючих материалов, веществ и покрытий и контролем сопротивления изоляции.

Короткие замыкания в аппаратуре, линиях связей и цепях питания не должны приводить к иным последствиям, кроме отключения поврежденных линий связи и аппаратуры.

Механическая безопасность должна обеспечиваться конструктивными мерами.

Для обеспечения токсикологической безопасности аппаратура АСУ в рабочем и отключенном состоянии не должна выделять токсические вещества выше предельно допустимых концентраций, установленных для атмосферного воздуха, согласно ГОСТ 12.1.007-76 и ГОСТ 12.1.005-88.

Уровни шума и звуковой мощности, генерируемые оборудованием АСУ в местах расположения персонала не должны превышать значений, установленных в ГОСТ 12.1.003-83 и санитарными нормами. При этом должны быть учтены уровни шумов и звуковой мощности, создаваемые всеми источниками.

Общие требования по технике безопасности при эксплуатации АСУ должны устанавливаться специальным разделом инструкции по эксплуатации АСУ.

В поле зрения оператора должно быть обеспечено соответствующее распределение яркости. Отношение яркости экрана операторской станции к яркости окружающих его поверхностей не должно превышать в рабочей зоне 3:1.

4.1.7. Требования к защите от влияния внешних воздействий

Технические средства АСУ ТП должны быть устойчивы к атмосферным воздействиям (температура, влажность и т.д.).

Все оборудование АСУ ТП должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254:

- не ниже IP65 для компонентов, имеющих электропитание, устанавливаемых вне помещений;
- не ниже IP54 для компонентов, не имеющих электропитание, устанавливаемых вне помещений;
- не ниже IP20 – внутри помещений.

Если оборудование не обеспечивает требуемой степени защиты, оно должно устанавливаться в шкафы, корпуса, пульты для выполнения этих условий.

Для оборудования, располагаемого непосредственно у технологических аппаратов, должны быть обеспечены условия взрывопожаробезопасности.

Должна предусматриваться защита технических средств от внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания.

Для обеспечения работоспособности в условиях эксплуатации оборудование АСУ ТП должно соответствовать требованиям устойчивости к импульсному магнитному полю по ГОСТ 30336, степень жесткости 4.

Оборудование АСУ ТП должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 50571.4.44.

Для защиты от помех оборудования АСУ ТП следует использовать следующие способы:

- соблюдение условий совместной прокладки силовых проводок и информационных линий (Таблица 105 Положения №ПЗ-04 Р-0389);
- рациональное конструирование соединительных линий (экранирование, заземление);
- гальваническая развязка входных и выходных цепей;
- установка помехозащитных устройств, при необходимости;
организация функционального заземления (подраздел 6.6.3. Положения №ПЗ-04 Р-0389)

4.1.8. Требования к эксплуатации, техническом обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы

АСУ ТП должна эксплуатироваться в режиме круглосуточной непрерывной работы. Профилактическое и ремонтное обслуживание отдельных частей АСУ должно проводиться во время остановки на профилактическое и ремонтное обслуживание контролируемого технологического оборудования.

Должны быть предусмотрены следующие виды технического обслуживания и ремонта:

- ◆ Оперативный контроль исправности АСУ ТП который автоматически в режиме «on-line» должен обеспечивать:
 - выявление факта неисправности, в том числе отсутствия электропитания;
 - прием в АСУ ТП диагностических сообщений от полевых приборов с представлением на операторскую станцию обобщенного сигнала о неисправности и ее характере;
 - определение места неисправности до сменного модуля;
 - контроль состояния сети управления АСУ ТП, а также контроль целостности цепей датчиков и исполнительных устройств;
 - функциональный контроль статуса входных сигналов по границам допустимого изменения параметров.
- ◆ Регламентный контроль исправности АСУ, осуществляемый по вызову оператора, должен производиться при выводе аппаратуры из действия и в общем случае обеспечивать контроль датчиков и тестовую проверку аппаратуры всех типов, включительно до сменного модуля, проверку каналов управления. Для обеспечения регламентного контроля в значительной мере должны использоваться средства, предусмотренные для оперативного контроля. Обобщенная информация о неисправности должна представляться на операторскую станцию.
- ◆ Плановое техническое обслуживание.

Периодичность технического обслуживания и объем контролируемых параметров АСУ ТП, необходимых для технического обслуживания и ремонта, должны быть определены на этапе создания АСУ ТП и представлены в эксплуатационной документации.

Удобство технического обслуживания и ремонта АСУ ТП должно обеспечиваться:

- свободным и удобным доступом к модулям и другим восстанавливаемым элементам и монтажу;
- укомплектованностью ЗИП;
- возможностью применения стандартных приспособлений для демонтажа и монтажа;

- использованием конструктивных принципов, исключающих неправильное выполнение операций технического обслуживания, а также маркировкой и окраской в различный цвет однотипных деталей, предназначенных для выполнения разных функций и т.п.;
- возможностью контроля и регулировки параметров аппаратуры при помощи встроенных или переносных средств контроля;
- взаимозаменяемостью однотипных блоков и модулей без дополнительной регулировки и настройки;
- возможностью оперативного внесения изменений в процессе сдачи и эксплуатации по причинам возникновения изменений в управляемых системах, комплексах и технических средствах.

В эксплуатационной документации должны быть указаны виды технического обслуживания и ремонта и обеспечение их ЗИП, периодичность, продолжительность, трудоемкость и квалификация персонала, а также, при необходимости, перечень переносной контрольно-проверочной аппаратуры и инструкции по ее применению.

В комплект поставки АСУ ТП должны входить: комплект внешних диагностических устройств, комплект специального инструмента и монтажных приспособлений для выполнения всех операций по монтажу, наладке эксплуатации и ремонту оборудования.

Полный перечень ЗИП должен быть определен на основании требований к среднему времени восстановления работоспособности системы и приведен в рабочей документации в «Ведомости ЗИП».

Условия хранения ЗИП и аппаратуры АСУ ТП (до ее монтажа) должны соответствовать ГОСТ Р 52931-2008.

Условия хранения носителей с копиями ПО должны соответствовать паспортным данным носителей.

Транспортирование и хранение технических средств АСУ ТП должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52931-2008.

4.1.9. Требования по стандартизации и унификации

Программно-технические средства, входящие в Систему, должны иметь сертификаты соответствия, выданные органами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии при Министерстве промышленности и торговли РФ (Росстандарт), а также в установленных случаях другими надзорными и лицензирующими органами РФ.

Технические средства должны соответствовать требованиям:

- «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ);
- «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
- актуализированной версии стандарта компании №ПЗ-04 Р-0389 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи.

Требования к функциональным характеристикам».

При выборе номенклатуры КИПиА максимально применить приборы с выходными сигналами 4-20 мА HART или RS-485 MODBUS RTU.

Второй уровень АСУ ТП является существующим и выполнен на базе программного обеспечения «Регион 4.0». Взаимодействие первого уровня со вторым осуществляется по протоколу Modbus TCP.

4.1.10. Дополнительные требования

При проектировании автоматизированной системы управления объектами кустовой площадки, проектом предусмотреть следующее оборудование и работы в рамках существующей АСУ месторождения:

- оборудование для интеграции вновь проектируемых систем (при необходимости);
- создание нового программного обеспечения, видеокадров АРМ;
- внесение изменений в базы данных, прикладное программное обеспечение, видеокадры АРМ.

Комплект ЗИП ПТК должен включать резервные модули по всем ответственным элементам системы.

Для минимизации количества монтируемого кабеля и сокращения емкости кабельных лотков на эстакадах предусмотреть объединение маложильных кабелей от единичных приборов в многожильные кабели, используя клеммные коробки.

В ходе создания Системы необходимо учесть следующие требования:

- На все оборудование и работы по созданию АСУ должен быть предоставлен гарантийный срок не менее 24 месяцев, с момента передачи комплекса технических средств АСУ в промышленную эксплуатацию или 36 месяцев от даты отгрузки, в зависимости от того какой срок наступит раньше;
 - Для осуществления бесперебойного функционирования Системы поставщик должен гарантировать техническую поддержку Системы и поставку ЗИП производителем в срок не менее 20 лет с даты поставки.

4.2. ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИЯМ (ЗАДАЧАМ), ВЫПОЛНЯЕМЫМ СИСТЕМОЙ

4.2.1. Объем автоматизации

Объем автоматизации предусмотреть в соответствии с Приложением 5, исходя из перечня проектируемых сооружений. Для проектируемых объектов кустовых площадок принять класс автоматизации первый с дистанционным измерением давления на выкидной линии скважины. Выбран минимальный класс автоматизации в целях снижения капитальных затрат.

4.2.2. Функции Системы

АСУ ТП на уровне технологических агрегатов и установок кустовых площадок должна обеспечивать выполнение следующих функций в соответствии с объемами автоматизации, указанном в Приложении 5.

На уровне подсистемы оперативного контроля (операторной) Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации с технологического объекта;
- отображение информации о технологическом процессе и состоянии оборудования;
- сигнализацию отклонений параметров и изменений состояния агрегатов;
- автоматическую регистрацию значений технологических параметров;
- автоматическую регистрацию действий оператора;
- дистанционное управление технологическими объектами и агрегатами;
- изменение уставок сигнализации и блокировок;
- формирование отчетов и рапортов.

1) На нулевом уровне АСУ ТП, устанавливаемых для контроля и управления технологическими объектами нефтегазодобычи, должны быть реализованы следующие функции:

- получение информации о состоянии контролируемого участка технологического объекта;
- первичная обработка полученной информации;
- передача необходимых данных на вход вышестоящего уровня АСУ ТП;
- приемка командных и настроечных сигналов от вышестоящего уровня.

Количество и виды измеряемых (контролируемых) переменных технологического объекта, а также число управляемых исполнительных устройств должны соответствовать объему автоматизации для объектов данного вида, приведенному в Приложении 5.

2) Основными требованиями, предъявляемыми к построению первого уровня АСУ ТП и определяющими его функциональные возможности, являются:

- получение информации с нулевого уровня АСУ ТП;
- обработка информации о состоянии технологического процесса;
- выполнение функций автоматического регулирования и противоаварийной защиты;
- передача командных и настроечных сигналов на нулевой уровень АСУ ТП;
- передачу информации, собранной со скважин, на уровень нефтепромысла;
- обмен данными со вторым уровнем АСУ ТП.

3) Второй уровень АСУ ТП нефтегазодобывающих объектов Общества должен обеспечивать автоматизированный контроль и управление группой взаимосвязанных технологических объектов (станцией, установкой, площадкой, промыслом). Основной задачей создания и функционирования второго уровня АСУ ТП является обеспечение взаимодействия нижних уровней АСУ ТП с системами производственно – технологического управления. Тем самым создаётся интегрированная система диспетчерского контроля (мониторинга), учета и управления нефтедобывающим производством на предприятии.

Для второго уровня АСУ ТП должна быть обеспечена связь с системами автоматизации нижнего уровня при помощи стандартных информационно-вычислительных сетей путём

создания интегрированной автоматизированной системы управления, имеющей выход в КИС через WEB-сервер и/или другие интерфейсы.

Общее функциональное назначение второго уровня АСУ ТП – реализация быстрого и удобного доступа диспетчера и других удаленных пользователей к необходимой им информации, генерируемой в локальных системах автоматизации промышленных объектов или на нижнем уровне АСУ. Такая информация должна передаваться на автоматизированные рабочие места пользователей и использоваться ими для выработки соответствующих управленческих решений и рекомендаций.

Второй уровень АСУ ТП должен обеспечивать типовые функции:

- регулярного круглосуточного контроля (мониторинга) состояния основных технологических агрегатов и установок;
- опроса с требуемой периодичностью и фиксацией в архиве значений главных технологических параметров управляемых объектов и их предельных значений, системных уставок, корректируемых диспетчером, сигналов неисправностей с их временной привязкой;
- приема и передачи сигналов о возникновении таких ситуаций или событий, требующих в дальнейшем вмешательства работников более высокого уровня управления;
- обработки информации, поступающей с технологических объектов или с нижнего уровня АСУ ТП, включая её проверку на достоверность, взаимную увязку и т.п.;
- визуализации информации, полученной извне или сгенерированной внутри системы, включая ее сигнализацию, цифровую индикацию и документирование;
- координации функционирования взаимосвязанных технологических объектов (аппаратов, установок); управления потоками и режимами работы оборудования на объекте с учётом приоритетов соответствующих задач и сигналов;
- настройки (дистанционного изменения) параметров функционирования оборудования;
- формирования дистанционных управляющих воздействий, определяющих режимы работы технологических объектов нефтегазодобычи и энергообеспечения;
- ведения архивов данных о ходе процессов, изменениях параметров, событиях и действиях работников; формирования на базе этих архивов и выдачу по установленным формам технологических и иных журналов, отчетов, сводок за заданные периоды времени;
- подготовки и отправки необходимой информации в системы следующего, более высокого уровня, в том числе в системы сбора, обработки и анализа всего комплекса нефтепромышленной информации;
- учёта наработки технологического и энергетического оборудования;
- контроля энергопотребления на всех технологических объектах, охватываемых данной системой;

- предоставления доступа работникам (с учетом их должностных обязанностей и соответствующих прав доступа) к информации, собираемой и/или хранимой в системе, исполнения их запросов в диалоговом режиме.

При выполнении на втором уровне АСУ ТП функций, связанных с безопасностью (например, функции оперативной обработки информации об аварийных ситуациях), показатели быстродействия системы должны соответствовать требованиям, предъявляемым к аналогичным функциям нижнего уровня АСУ ТП.

Информационные и вспомогательные функции второго уровня АСУ ТП должны выполняться с помощью SCADA-пакетов и программных средств обработки данных, построенных на стандартных языках высокого уровня.

Функции и функциональные операции, связанные с визуализацией информации должны выполняться на втором уровне АСУ ТП посредством АРМ.

Пользователю АРМ информация должна выводиться на экран монитора в виде цветных мнемосхем с цифровой индикацией значений основных технологических параметров, а также в виде графиков и таблиц; должна быть обеспечена световая и звуковая сигнализация, требующая мгновенной реакции пользователя.

4.3. ТРЕБОВАНИЯ К ВИДАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ

4.3.1. Требования к техническому обеспечению

Технические средства АСУ ТП должны соответствовать требованиям актуализированной версии стандарта компании №ПЗ-04 Р-0389 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам».

Технические средства АСУ ТП всех уровней, должны быть заземлены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.030 и «Правил устройства электроустановок». При этом заземление приборных (аналоговых) цепей технологических контроллеров должно быть отделено от защитного заземления.

1) Требования к техническим средствам нулевого уровня АСУ

Сбор и измерение сигналов с приборов и оборудования автоматизации производит контроллер технологического объекта. Подключение осуществляется стандартными сигналами: аналоговый 4-20 мА HART, дискретный типа «сухой контакт», импульсный (частотный), интерфейс RS 485 с использованием протокола передачи данных Modbus RTU.

С целью сокращения количества кабельной продукции, металлоемкости кабельных эстакад и затрат на монтаж, следует максимально применять подключение датчиков, ЛСУ и электроприводов по стандартным последовательным интерфейсам.

Все оборудование нулевого уровня должно иметь соответствующее исполнение для безотказного и безаварийного выполнения своих функций в зоне его размещения. При

необходимости предусматривать оборудование взрывозащищенного исполнения, с необходимой степенью защиты оболочек (IP), требуемого климатического исполнения.

Все электрические и электронные средства полевых систем автоматизации, размещаемые во взрывоопасных зонах, должны применяться только во взрывозащищенном исполнении. Для датчиков с электрическим выходным сигналом следует преимущественно использовать вид взрывозащиты – «искробезопасная электрическая цепь», для датчиков с дискретным выходом типа «сухой» контакт – вид взрывозащиты – «взрывонепроницаемая оболочка». Средства защиты должны иметь свидетельство о взрывозащищенности.

При необходимости предусмотреть обогрев оборудования при помощи термошкафов / термокожухов.

Все электрические и электронные средства систем автоматизации, размещаемые во взрывоопасных зонах, должны применяться только во взрывозащищенном исполнении. Для датчиков с электрическим выходным сигналом следует преимущественно использовать вид взрывозащиты – «искробезопасная электрическая цепь», для датчиков с дискретным выходом типа «сухой» контакт - вид взрывозащиты - «взрывонепроницаемая оболочка». Средства защиты должны иметь свидетельство о взрывозащищенности.

При строительстве или реконструкции кустовых площадок выполнить подключение СУ ЭЦН на прямую к АСУТП второго уровня (ИУС Регион 4.0), с переходом RS485/Ethernet путем установки Modbus TCP шлюза.

Обеспечить передачу данных состояния «ЭЦН в работе» от СУ ЭЦН к кустовому контроллеру сухим контактом DI 24в.

Обеспечить передачу управляющей команды ПАЗ «Аварийный останов ЭЦН» от кустового контроллера сухим контактом DI 24в СУ ЭЦН.

2) Требования к техническим средствам первого уровня АСУ ТП

Технические средства первого уровня АСУ должны быть представлены СУ технологического объекта, локальными системами управления (ЛСУ), блочными установками (при наличии).

Перечень данных обмена между системами определить на этапе разработки РД.

Основные технические средства первого уровня АСУ ТП - ПЛК, способные реализовать прием и первичную обработку информационных сигналов от устройств нулевого уровня, алгоритмы регулирования, логического управления и защиты, выдачу управляющих сигналов на исполнительные механизмы и поддерживающие стандартные протоколы обмена информацией как между технологическими контроллерами, так и со вторым уровнем АСУ ТП.

Программируемый логический контроллер СУ технологического объекта, при необходимости, должен обеспечивать ввод/вывод следующих типов сигналов (но не ограничиваться):

Входные сигналы:

- унифицированный аналоговый сигнал 4-20мА;
- сигналы от термометров сопротивления;

- дискретные сигналы типа «сухой контакт» или «открытый коллектор»;
- дискретные сигналы, с рабочим напряжением в диапазоне от 24В до 220В постоянного/переменного тока;
- числоимпульсные сигналы;
- последовательный интерфейс RS-485.

Выходные сигналы:

- унифицированный аналоговый сигнал 4-20мА;
- дискретные сигналы постоянного тока с рабочим напряжением в диапазоне от 24В до 220В, с максимальным током до 3,5 А;
- дискретные сигналы переменного тока с рабочим напряжением в диапазоне от 24В до 220В, с максимальным током до 5,0 А;
- последовательный интерфейс RS-485.

Контроллеры должны иметь модульную, проектно-компонуюемую структуру и развитые сетевые средства. Состав и количество модулей контроллера технологического объекта должны определяться рабочим проектом.

Графическая панель для локальной визуализации и управления технологическим процессом должна быть оснащена цветным экраном не менее 10”.

3) Требования к техническим средствам второго уровня АСУ ТП

В соответствии с требованиями функциональной достаточности на втором уровне АСУ нефтегазодобычи применяются программно-технические комплексы средств автоматизации, построенные на основе технических средств следующего функционального назначения:

- компьютеры в промышленном исполнении, выполняющие вычислительную обработку поступающей информации, функции серверов локальной сети и/или рабочих станций оператора-технолога;
- операторские пульты и панели, оборудованные мониторами, цифровыми индикаторами, приборами и другими устройствами контроля и управления технологическим объектом.

На втором уровне в сервере ввода/вывода должна быть реализована поддержка протоколов всех используемых СУ с возможностью смены версии протокола средствами конфигурации АСУ ТП, без корректировок ПО. При появлении новых протоколов обмена в ПО должно быть предусмотрено добавление новых драйверов.

В общем случае, при проектировании АСУ ТП кустовых площадок существующих месторождений (центров освоения) АСУ ТП второго уровня реализовать на существующей программно-аппаратной платформе (Серверы ввода/вывода, АРМы, базовое программное обеспечение, ИБП). При разработке проекта необходимо провести анализ достаточности существующего аппаратного обеспечения, лицензий системного и прикладного ПО для интеграции АСУ ТП проектируемого площадного технологического объекта. В случае

необходимости в проекте предусмотреть соответствующее оборудование, ПО и работы для устранения выявленных несоответствий.

4) Требования к техническим средствам системы передачи сигналов и данных

При интеграции ПЛК вновь проектируемых и/или реконструируемых объектов в РСУ действующего объекта применить интерфейсы и протоколы совместимые с действующими контролерами. При создании новых РСУ применять стандартные промышленные протоколы: Ethernet/IP; Modbus (TCP, RTU). По согласованию с Заказчиком, возможно применение других протоколов для обеспечения требуемых технических характеристик АСУ.

При информационном взаимодействии компонентов АСУ, размещённых в различных ЛВС (или ЛВС различного уровня) обязательно применение межсетевых экранов.

5) Требования к размещению оборудования АСУ, исполнению полевого оборудования (при условии поставки ЕИП и ИБП комплектно с системой) и рабочей температуре.

Технические средства полевой автоматики, располагаемые на открытых производственных площадках или в помещениях с нерегулируемыми окружающими условиями, должны устойчиво функционировать при воздействиях климатических факторов, изменяющихся в пределах, установленных Международным стандартом МЭК 60654-1 для классов D2 и C2 (или для групп D2 и C2 по ГОСТ Р 52931-2008) соответственно. Такие изделия необходимо размещать в обогреваемых боксах (будках, шкафах).

Технические средства автоматизации, размещаемые в боксах, не должны выходить из строя под влиянием временного (до 1 часа) воздействия температуры окружающего воздуха, т.к. при аварийных ситуациях или общем отключении питания они могут оказаться при температуре внешней среды. В необходимых случаях для оборудования, устанавливаемого вне помещений и обогреваемых боксов, должны предусматриваться конструктивные меры защиты от атмосферных осадков.

Размещение компонентов Системы в операторной технологического объекта (в существующих блоках контроля и управления) определить проектом.

Оборудование первого уровня, размещаемое в помещениях, должно работать при температурах окружающей среды в полном диапазоне указанных температур окружающей среды: от минус 10 до +40 °С (климатическое исполнение и категория размещения электрооборудования УЗ.1 по ГОСТ 15150-69).

Оборудование второго уровня, размещаемое в помещениях, должно работать при температурах окружающей среды в полном диапазоне указанных температур окружающей среды: +1 до +35 С (климатическое исполнение и категория размещения электрооборудования УХЛ4 по ГОСТ 15150-69).

Должна учитываться возможность аварийного снижения температуры в помещениях до минус 40°С или повышения до +70°С в случае неисправности системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, после которого при восстановлении нормальных условий оборудование не должно терять работоспособность.

б) Требования к шкафам системы управления

Для размещения оборудования АСУ должны использоваться закрытые запираемые шкафы.

Дверцы шкафов должны быть съемными. Для шкафов шириной 800 мм и более должны использоваться двухстворчатые двери. Допускается использование прозрачных дверей. Все дверцы должны быть легкоъемными, содержать уплотнения и быть достаточно жесткими во избежание деформации и коробления. Минимальный угол открывания дверей должна быть 130°.

Класс защиты шкафа соответствует IP 42 (минимум). Для шкафов, устанавливаемых в серверных помещениях, допускается использовать класс защиты IP 21.

Для монтажа оборудования в шкафах должны использоваться монтажные плиты или специальные профили. Для монтажа оборудования размером 19" должны использоваться специальные монтажные профили и переходники. Возможность монтажа оборудования и прокладка сигнальных кабелей на боковых стенках шкафов согласовывается с Заказчиком.

Возможна установка на боковых стенках кабель-каналов для силовых и сетевых кабелей.

Шкафы, устанавливаемые рядом на одном основании, должны быть скреплены между собой. Крепление шкафов к раме (общему основанию) должно выполняться болтовым соединением.

Для размещения активного оборудования (контроллеры, модули ввода/вывода, барьеры, станции, сетевое оборудование и т.д.) должны использоваться шкафы с принудительной вентиляцией, автоматически включающейся при повышении температуры в шкафу от допустимых эксплуатационных значений.

Каждый шкаф, оборудованный принудительной вентиляцией должен содержать внутренний датчик температуры, данный датчик должен формировать сообщения сигнализации в СУ при отклонении температуры.

Разрабатываемые шкафы должны комплектоваться всем необходимым климатическим оборудованием.

Силовые кабели должны входить в шкафы с нижней стороны через соответствующие узлы подключения кабелей, внутренние провода распределения питания должны идти в отдельных каналах. Сигнальные кабели должны входить в шкафы с нижней стороны через соответствующие узлы подключения.

Должно быть предусмотрено освещение внутри шкафов.

На внутренних сторонах дверей, с каждой стороны шкафа, предусмотреть карманы для внутришкафной документации.

На наружных сторонах шкафов, предусмотреть легко читаемую табличку с маркировкой шкафа, согласно проекту.

Окончательная компоновка шкафа и конструкция кабельного доступа должна утверждаться Заказчиком.

В шкафах должно быть предусмотрено подключение линий питания полевых приборов, требующих независимого питания 24 В постоянного тока или 220 В переменного тока.

Все кабели, клеммники и зажимы должны быть промаркированы. Сигнальные линии и линии для питания КИП должны коммутироваться через клеммы с размыкателем или предохранителем.

Для питания полевых линий и контроллеров должны использоваться разные, независимые, гальванически не связанные цепи и блоки питания.

Все полевые линии (сигнальные и линии питания) должны иметь защиту от короткого замыкания. Защита может выполняться промежуточным реле, предохранителем или

автоматическим выключателем. Короткое замыкание на любой линии не должно приводить к перегрузке источника питания и обесточиванию других линий.

Шкафы должны состоять из полевой части и контроллерной части.

Полевая часть (полевой клеммник) строится в соответствии с кабельным журналом, т.е. является отображением полевых кабелей. Все полевые кабели и все жилы полевых кабелей подключаются к клеммам строго последовательно. Перекрестное подключение жил разных кабелей не допускается. Все жилы, включая резервные, должны быть подключены к клеммам.

Контроллерная часть кросса строится в соответствии с модулями ввода/вывода системы. Все каналы всех модулей ввода/вывода последовательно подключаются к клеммам или терминальным устройствам контроллерной части кросса.

Электропитание разделительных реле должно выполняться по резервированным линиям.

Для подключения соответствующей полевой линии к соответствующему входу системы используются кроссировочные линии. Кроссировочные линии должны выполняться в пределах одного шкафа.

Должен быть предусмотрен резерв смонтированного и дополнительный резерв для будущего монтажа.

7) Требования к экранированию и заземлению

Для оборудования систем автоматизации должно быть выполнено защитное и рабочее (инструментальное) заземление.

Сопrotивление заземляющего устройства должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок. Седьмое издание. Раздел 6. Электрическое освещение. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Главы 7.1, 7.2.

В помещениях контроллерных и операторных выполняется контур защитного заземления от общего контура заземления.

Все металлические детали (дверцы, выдвижные стойки и т. д.), кожуха и т.д. должны соединяться с надежной системой заземления.

Экраны системы и экраны кабелей должны соединяться с системой рабочего (инструментального) заземления.

Все металлическое оборудование в шкафу должно быть подключено к единой для шкафа точке защитного заземления. В каждом шкафу должен иметься болт заземления М10 для подключения к заводской системе заземления.

Экраны соединительных кабелей следует заземлять только с 1 (одного) конца.

Заземление экрана входящих/выходящих кабелей следует выполнять со стороны системы.

8) Требования к электропитанию

Электропитание систем автоматизации должно осуществляться от сетей переменного тока 380/220 В. Категория электроснабжения объекта определяется техническими условиями на подключения к действующим сетям.

Электропитание АСУ осуществляется от ИБП, который должен обеспечивать работу АСУ в течение времени, достаточного для обеспечения перевода установки в безопасное состояние, но не менее 1 часа при отсутствии внешних источников питания.

В АСУ необходимо обеспечить прием сигналов о состоянии блоков ИБП и сигналы тревог в случае сбоя или переключения.

Для защиты оборудования от перепадов напряжения должна быть предусмотрена установка стабилизаторов напряжения с передачей информации по питающему напряжению и сигнализацией об отклонениях от номинальных значений.

Питание полевых КИПиА, ламп, сирен осуществляется от системы управления. Для приборов, требующие питания 220 В переменного тока, должен подаваться один фидер от распределительного шкафа питания. Для таких приборов должны быть предусмотрены отдельные автоматические выключатели или предохранители.

Каждый шкаф управления должен содержать распределительную панель для подключения силового питания переменного тока и/или клеммы автоматических выключателей с предохранителями для каждого блока питания, вентилятора принудительной тяги и других потребителей силового питания.

Для ремонта/замены неисправного блока питания должны быть предусмотрены средства диагностики и сигнализации.

Номинальная мощность каждого блока питания должна обеспечивать максимальное энергопотребление соответствующей нагрузки.

Должна быть предусмотрена возможность изоляции, отключения, снятия и замены неисправного блока питания без нарушения работоспособности оборудования АСУ.

В цепях питания аппаратуры КИП должно быть предусмотрено устройство автоматической защиты на базе автоматических выключателей и предохранителей.

Должна быть предусмотрена возможность простой замены предохранителей.

4.3.2. Требования к программному обеспечению

1) Общие требования к ПО.

Программные средства АСУ ТП должны отвечать следующим требованиям:

- функциональная полнота;
- надежность (включая восстанавливаемость);
- модифицируемость;
- масштабируемость;
- модульность построения;
- удобство применения.

Программные средства АСУ ТП должны быть достаточными для реализации совместно с техническими средствами необходимого набора функций системы, начиная от сбора и отображения технологической информации до контроля и автоматизированного управления производством в реальном масштабе времени. Перечень функций АСУ ТП и требования к ним должны устанавливаться ТЗ на систему и техническим проектом АСУ ТП, утвержденным Заказчиком. Программные средства АСУ ТП должны обеспечивать точность, своевременность и достоверность предоставления информации.

Программные средства АСУ ТП должны обеспечивать возможность создания автоматизированных систем, открытых для модернизации и развития.

ПО должно быть построено таким образом, чтобы отсутствие отдельных данных не сказывалось на выполнении функций АСУ ТП, при реализации которых эти данные не используются.

ПО АСУ ТП объектов автоматизации базового и перспективного классов должно иметь средства диагностики технических средств, средства реконфигурации, средства контроля достоверности входной информации с выдачей соответствующих предупредительных сигналов и сообщений, а также автоматическим выводом из работы сигналов от неисправных датчиков, используемых в контурах управления.

Программные средства АСУ ТП должны обеспечивать проверку систем загазованности и технологических защит оборудования без его остановки. В рамках разработки ПО должна быть создана методика проверки систем загазованности и технологических защит оборудования без его остановки.

АСУ ТП должна быть реализована в виде совокупности совместно функционирующих подсистем, взаимодействие между которыми должно происходить через распределенную БД (для объектов автоматизации базового и перспективного классов).

ПО объектов автоматизации базового и перспективного классов совместно с техническими средствами АСУ ТП должно обеспечивать автоматическую синхронизацию всех процессов. Для этого все подсистемы, входящие в АСУ ТП, должны быть привязаны к единой временной шкале.

Программные средства АСУ ТП должны включать системное и прикладное ПО на отдельном электронном носителе с инструкцией по восстановлению.

Системное ПО должно поставляться комплектно с аппаратными средствами автоматизированных систем или приобретаться как законченный продукт у специализированных фирм (Разработчиков и Поставщиков программных продуктов). Прикладное ПО должно разрабатываться по ТЗ Заказчика для конкретной автоматизированной системы с учетом ее специфики.

Системное ПО (в том числе разработанное за рубежом) должно быть обеспечено всеми необходимыми услугами по технической поддержке, оказываемыми предприятиями (организациями, фирмами) действующими на территории РФ, включая услуги по обучению Заказчика, консалтингу, гарантийному и постгарантийному обслуживанию, предоставлению русскоязычной документации.

Пригодность системного ПО и его применение в составе АСУ ТП должны подтверждаться сертификатами, свидетельствами, протоколами испытаний.

Прикладное ПО перед применением в АСУ ТП должно пройти отладку, испытания и приемку, проводимую в условиях максимально приближенных к условиям применения на объектах.

Готовность прикладного ПО к промышленной эксплуатации должна подтверждаться результатами испытаний, проведенными по программе и методике, согласованной со специалистами ОГ Компании.

Должны быть предусмотрены меры по недопущению внесения изменений в системное ПО без привлечения Разработчика или системного администратора соответствующего структурного подразделения Заказчика.

Должна быть предусмотрена возможность задания паролей и установление границ санкционированного доступа при внесении изменений в прикладное ПО АСУ ТП.

Должны быть предусмотрены меры для обеспечения информационной безопасности с использованием следующих средств:

- средства обнаружения атак и вторжений;
- средства идентификации и аутентификации (как работников, так и устройств);
- средства мониторинга состояния вычислительных средств и событий информационной безопасности;
- средства контроля целостности исполнительных модулей программных продуктов и данных;
- средства контроля использования внешних носителей информации.

Эксплуатационная программная документация, поставляемая со всеми средствами ПО, должна быть оформлена по единым правилам в соответствии с ГОСТ 34.201 и содержать все сведения, необходимые для обеспечения эксплуатации этих средств.

Архитектура программных средств подсистем АСУ ТП в соответствии с принципом иерархического построения автоматизированных систем в общем случае должна представлять собой модель до трёх уровней, с чётким распределением функций между каждым из уровней:

- ПО интеллектуальных датчиков (для объектов автоматизации перспективного класса);
- ПО технологических контроллеров;
- ПО уровня диспетчерского контроля и управления.

2) Требования к ПО интеллектуального КИПиА.

ПО интеллектуальных датчиков подсистем АСУ ТП для объектов автоматизации перспективного класса должно включать:

- инструментальные средства конфигурирования интеллектуальных датчиков;
- средства реализации алгоритмов функционирования (при необходимости);
- средства поддержки интерфейсов и протоколов промышленных сетей;
- средства самодиагностики датчика (калибровка, тестирование);

-
- средства для обеспечения метрологической поверки.

Программные средства интеллектуальных датчиков должны обеспечивать:

- проведение первичной обработки измерительной информации;
- передачу текущих значений измеряемой величины в заданных единицах измерения на следующий уровень АСУ ТП;
- реализацию алгоритмов управления, автоматического регулирования (при необходимости);
- надёжность измерения благодаря встроенной функции самодиагностики;
- удалённое и локальное конфигурирование;

ПО интеллектуальных датчиков должно преобразовывать измеряемый сигнал в унифицированный аналоговый сигнал и в цифровой сигнал в положении протокола HART или поддерживать протокол Modbus RTU.

Удалённое и локальное конфигурирование должно предусматривать настройку интеллектуального датчика на объект:

- установку нуля;
- выбор диапазона измерения;
- выбор единиц измерения;
- настройку времени усреднения выходного сигнала (демпфирование) для фильтрации входного сигнала.

Алгоритмы функционирования интеллектуальных датчиков должны разрабатываться с учетом фактических данных, характеризующих объект автоматизации в заданных условиях эксплуатации.

3) Требования к системному и прикладному программному обеспечению первого уровня АСУ ТП.

Состав системного ПО ПЛК должен определяться спецификой автоматизированной системы и классом рациональной автоматизации объекта НГД, и включать системное ПО и ПО инструментальных средств разработки прикладных программ, а именно:

- операционная система реального времени;
- драйверы модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей;
- средства диагностики модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей;
- средства поддержки интерфейсов и протоколов промышленных сетей;
- инструментальные средства для разработки, отладки и загрузки (в том числе и удаленной) прикладных программ в контроллер;

-
- службу единого времени (для объектов автоматизации базового и перспективного классов);
 - программные средства для обеспечения функционирования технических средств по схемам с горячим резервированием контроллеров, модулей ввода /вывода и средств коммуникации в случае повышенных требований к надежности функционирования системы (для объектов автоматизации базового и перспективного классов);
 - средства для хранения данных в памяти контроллера на период временного отсутствия связи со вторым уровнем системы (для объектов автоматизации базового и перспективного классов).

В качестве главного компонента системного ПО ПЛК должна использоваться высокопроизводительная операционная система реального времени, которая должна обеспечивать:

- поддержку многозадачного режима;
- модульность;
- определенное ТЗ время реакции системы на поступивший запрос или сигнал о событии;
- многоуровневую, основанную на приоритетах, обработку прерываний.

Драйверы модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей могут быть встроены в ядро операционной системы контроллеров или поставляться в виде отдельной библиотеки.

В программных средствах контроллера для обеспечения передачи оперативных данных на второй уровень АСУ ТП должна быть реализована поддержка коммуникационных протоколов.

Требования к объему данных, архивируемых в памяти контроллера в случае временного отсутствия связи со вторым уровнем системы, определяются нормативным временем восстановления работоспособности коммуникаций. После восстановления связи вся накопленная информация должна передаваться в штатный архив второго уровня.

Системное ПО контроллеров АСУ ТП должно предусматривать средства синхронизации и привязки контролируемых параметров к единой общесистемной шкале времени. Метка времени (с минимальной задержкой от момента возникновения событий) должна присваиваться событиям и использоваться без коррекции на всех уровнях АСУ ТП.

Инструментальные средства контроллеров предназначены для разработки прикладного ПО интеллектуальных контроллеров.

Прикладное ПО ПЛК, работающее в реальном времени, должно разрабатываться для конкретной автоматизированной системы с учетом ее специфики с использованием:

- стандартных языков программирования ПЛК;
- современных графических языков программирования.

Инструментальные средства разработки прикладных программ должны обеспечивать функции местного и дистанционного программирования.

В соответствии с МЭК 61131-3 инструментальные средства разработки прикладных программ должны поддерживать следующие языки программирования контроллеров:

- язык последовательных функциональных схем (Sequential Function Chart - SFC), описывающий логику программы на уровне чередующихся процедурных шагов и транзакций (условных переходов);
- язык релейных диаграмм или релейной логики (Ladder Diagram - LD);
- язык функциональных блок-диаграмм (Functional Block Diagram - FBD);
- язык структурированного текста (Structured Text - ST) - текстовый высокоуровневый язык общего назначения;
- язык инструкций (Instruction List - IL)- текстовый язык низкого уровня.

Программный код должен содержать комментарии с достаточной степенью детализации заложенных алгоритмов или сопровождаться отдельным текстовым документом с их подробным описанием.

Прикладное ПО должно быть совместимо с системным ПО контроллеров и должно обеспечивать:

- приём и обработку сигналов от первичных измерительных преобразователей;
- оценку достоверности входной информации;
- организацию автоматического управления исполнительными устройствами (для объектов автоматизации базового и перспективного классов);
- реализацию алгоритмов технологических защит и блокировок (для объектов автоматизации базового и перспективного классов).

Для реализации программ управления должна быть предусмотрена библиотека стандартных алгоритмических функций, например:

- управление приводами, механизмами и другими объектами;
- защиты, блокировки, АВР;
- алгоритмические, логические преобразования;
- П-, ПИ-, ПИД-законов регулирования аналогового и импульсного типов.

Для оценки достоверности входной информации должны применяться:

- диагностирование наличия питающего напряжения и проверка исправности всех технических средств, входящих в канал прохождения информации (первичного преобразователя, соединительных линий, модулей ввода/вывода и т.д.);
- проверка значения сигнала (находится в пределах допустимого диапазона);
- проверка скорости изменения сигнала;

-
- специальные алгоритмы контроля обрыва и короткого замыкания во внешних цепях первичного преобразователя.

Выявление недостоверной информации должно вызывать формирование предупредительного сигнала. Управляющие воздействия, связанные с данной информацией, должны блокироваться.

Должна предусматриваться возможность сохранения исходных прикладных программ на электронных носителях и дальнейшая загрузка (при необходимости) через интерфейсные каналы в память контроллера.

Должна предусматриваться возможность изменения или коррекции прикладных программ в процессе работы в составе АСУ ТП работниками ПАО «НК «Роснефть» без привлечения Разработчика.

Прикладное ПО, загружаемое в память специализированного ПЛК заводом-изготовителем, выполняющее управление ходом определенного технологического процесса и не предоставляющее возможностей для последующей модификации со стороны пользователя, должно предусматривать возможности интеграции в систему АСУ ТП, предоставляя доступ к регистрам чтения/записи, подробное описание и назначение которых должно быть приведено в КД Поставщика соответствующего оборудования.

4) Требования к системному и прикладному программному обеспечению второго уровня АСУ ТП.

Системное ПО уровня диспетчерского контроля и управления должно включать системное ПО АРМ:

- операционную систему;
- программные средства коммуникации;
- программы-приложения;
- программные средства обеспечения информационной безопасности;
- инструментальные средства разработки (корректировки) и диагностики прикладного ПО (для АРМ программиста – системного администратора).

Системное ПО серверов БД (для объектов автоматизации базового и перспективного классов) должно включать:

- операционную систему;
- программные средства коммуникации;
- программные средства обеспечения информационной безопасности;
- СУБД.

В качестве операционной системы необходимо использовать систему, обеспечивающую надёжную работу, отсутствие системных сбоев, доступ к сетевым ресурсам.

Операционные системы уровня диспетчерского контроля и управления должны удовлетворять следующим требованиям:

- поддержка многозадачного режима;
- высокая производительность;
- надёжность, высокая степень устойчивости;
- поддержка протоколов обмена информации по используемым сетям;
- высокое качество видео;
- поддержка нескольких дисплеев;
- вывод звука;
- возможность конфигурирования под конкретные условия использования.

В качестве программ-приложений в системах, где это предусмотрено ТЗ на АСУ ТП, могут использоваться офисные программные продукты (например, Word, Excel и т.д.).

Программные средства обеспечения информационной безопасности АСУ ТП должны защищать её от произвольного или умышленного искажения и/или перехвата сигналов и данных системы и предотвращать неблагоприятные последствия, вызванные:

- несанкционированными действиями работников;
- проникновением вредоносных программ (вирусов);
- использованием АРМ в качестве ПК для непроизводственных целей.

Инструментальные пакеты для разработки прикладного ПО должны включать в себя полный набор средств, необходимых для создания пользовательских интерфейсов и реализации алгоритмов уровня оперативно-диспетчерского контроля и управления.

Инструментальные пакеты должны:

- иметь гибкий инструментарий разработки решений по представлению производственных данных в составе ЧМИ;
- обладать свойством масштабируемости;
- поддерживать протоколы передачи технологических параметров;
- иметь средства программной реализации алгоритмов управления: встроенные языки сценариев, универсальные языки программирования высокого уровня (например, C, C++, Visual Basic, Java);
- поддерживать технологии COM/DCOM, ActiveX, .NET, CORBA, Java RMI, применяемые для создания распределённых систем;

- иметь открытый прикладной программный интерфейс API с доступом к функциям и данным;
- иметь стандартные промышленные сетевые интерфейсы и средства настройки на каналы связи с контроллерами;
- поддерживать клиент-серверную архитектуру;
- иметь встроенный комплекс средств доступа к реляционным БД ODBC / OLE DB / ADO.NET;
- предоставлять русскоязычный интерфейс разработчика и пользователя АСУ ТП;
- иметь средства для обучения и проверки знаний пользователей (при необходимости).

СУБД должны обеспечивать поддержку функционирования следующих задач:

- надёжное хранение данных реального времени с длительностью хранения и частотой записи параметров, определенными на этапе формирования требований к системе;
- контроль целостности информации в БД;
- сжатие поступающих данных перед их записью в архив;
- индивидуальная настройка записи для каждого параметра;
- добавление, удаление, переименование и конфигурация параметров в режиме «on-line» без потери данных;
- обеспечение доступа клиентским приложениям к технологическим данным;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- возможность резервного копирования и быстрого восстановления информации;
- разграничение прав пользователей;
- администрирование БД;
- легкость интеграции с широким спектром ПО и стандартными СУБД;
- репликация БД, ведение которых осуществляется на разных уровнях системы.

Регламентация доступа к БД должна представлять собой реализацию задачи обеспечения доступа к БД по паролям.

Санкционированный доступ к БД должен определять права пользователей АСУ ТП на использование информации, что предотвращает повреждение, удаление файлов БД и/или информационных массивов. Полным доступом к информации и управлению правами доступа пользователей АСУ ТП должен обладать только системный администратор АСУ ТП.

Разграничение прав пользователей АСУ ТП должно предполагать:

- настройку АРМ клиента на БД;
- закрепление за клиентским приложением прав доступа к информации (просмотр, добавление, редактирование, удаление);

- закрепление за клиентскими приложениями для работы определенного набора данных (таблиц) БД.

Необходимо осуществлять протоколирование изменений хранимой информации с регистрацией даты изменений и пользователя системы, вносившего изменения.

Формирование и использование информации в БД должно обеспечиваться выполнением основных функций, предоставляемых СУБД по вводу, модификации, просмотру текстовой, числовой, графической информации, в том числе такие стандартные средства, как сортировка информации, отбор ее с использованием фильтров.

Прикладное ПО АРМ операторов АСУ ТП должно разрабатываться на основе современных SCADA-систем и реализовать в АСУ ТП отображение информации на экранах мониторов ПК (видеокадры, табличные формы) для выполнения технологического мониторинга, команд управления с пульта оператора-технолога, формирование архивной информации, формирование трендов по измеряемым параметрам, файлов журнала событий и системного журнала.

Формы и способы отображения информации на экранах мониторов АРМ должны обеспечивать получение оператором АСУ ТП всей необходимой информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования в виде, удобном для контроля и управления.

Используемая SCADA-система должна:

- иметь сертифицированные высокопроизводительные интерфейсы передачи технологических параметров, соответствующие спецификациям OPC: DA – обязательно, HDA, A&E, Security – опционально;
- иметь средства интегрирования с MES- и ERP-решениями (WEB-технология, GSM-технология и т.д.).

Прикладное ПО АРМ должно обеспечить выполнение следующих основных функций:

- прием информации о состоянии технологического процесса от промышленной аппаратуры первого уровня;
- контроль достоверности, обработка принятой информации и управление технологическим процессом на основе заданных алгоритмов;
- регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями работника, ответственного за эксплуатацию и обслуживание системы;
- ведение архива данных и событий и предоставление доступа к нему;
- графическое представление хода технологического процесса в удобной для восприятия оператором форме (мнемосхемы, графики, отчеты и т. д.);
- навигация по информационной модели объекта контроля и управления;
- диалог с оператором АСУ ТП: прием команд оператора АСУ ТП и передача их в адрес контроллеров первого уровня (дистанционное управление);

- отслеживание предаварийных событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и функционированием программно-аппаратных средств АСУ ТП, и выдача предупредительных или аварийных сигналов;
- генерация оперативных и ретроспективных сводок и отчетных документов;
- обмен информацией с автоматизированными системами управления;
- обмен информацией со стандартными БД;
- санкционированный доступ к ресурсам системы, обеспечивающим управление технологическим процессом (группы пользователей, пароли, уровни доступа);
- диагностика функционирования элементов системы.

Точность при записи данных в архив должна быть достаточна для их последующего использования в расчётах и воспроизводства характера технологического процесса.

Для оценки достоверности входной информации должны применяться:

- диагностирование наличия питающего напряжения контроллера;
- проверка исправности каналов передачи данных;
- проверка значения сигнала (находится в пределах допустимого диапазона);
- проверка скорости изменения сигнала.

Источниками данных в системах диспетчерского контроля и управления должны быть:

- драйверы связи с контроллерами. Должна быть обеспечена высокая надежность драйверов связи. Драйверы должны иметь средства защиты и восстановления данных при сбоях, автоматически уведомлять оператора АСУ ТП и систему об утере связи, при необходимости, подавать сигнал тревоги;
- реляционные БД. Системы диспетчерского контроля и управления должны поддерживать протоколы, независимые от типа БД, благодаря чему в качестве источника данных может выступать большинство популярных СУБД: Access, Oracle, MS SQL Server и т.д.;
- приложения, содержащие стандартные интерфейсы обмена данными, что дает возможность использовать в качестве источника данных даже некоторые стандартные офисные приложения, например Microsoft Excel.

При проектировании кустовой площадки учесть наличие у Заказчика существующего прикладного программного обеспечения (типовое ППО). Типовое ППО должно загружаться и полнофункционально работать на поставляемой аппаратной платформе без каких-либо доработок и ограничений.

4.3.3. Требования к лингвистическому обеспечению

Лингвистическое обеспечение должно быть рассчитано на пользователя, не владеющего универсальными языками программирования или описания алгоритмов.

Лингвистическое обеспечение оператора-технолога должно сводиться к системе видеogramм и текстовых сообщений, снабженных необходимыми «меню», «подсказками» и «помощью», при организации его диалога с системой. Вся текстовая информация должна быть выполнена на русском языке.

Лингвистическое обеспечение разработчиков, наладчиков и обслуживающего персонала АСУ ТП должно содержать:

- инструментальные средства проектирования системы и разработки ПО;
- средства формирования и ведения баз данных;
- способы описания (языки описания) характерных задач управления: сбор и первичная обработка информации, дистанционное управление
- способы формирования и включения в систему видеogramм, отчетов (протоколов), ведомостей и архивов;
- способы формирования и включения в систему прикладных информационных функций и задач: технологической сигнализации, регистрации событий, регистрации аварийных ситуаций;

Лингвистическое обеспечение наладочного и эксплуатационного персонала ПТК и АСУ ТП должно также обеспечивать возможность проведения (с помощью простейших операций) тестирования, диагностирования, других регламентных работ и настройки системы.

При программировании и конфигурировании АСУ ТП должны использоваться языки программирования согласно ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016.

Для реализации программ логического управления должны быть предусмотрены следующие унифицированные средства:

- управления программами;
- реализации шаговых программ;
- реализации логических и других преобразований.

Система описания типовых информационных задач должна включать подсистемы:

- генерации видеogramм;
- генерации отчетов (ведомостей, журналов);
- генерации архивов.

Подсистема генерации видеogramм должна содержать:

- редактор изображений;
- средства организации библиотек изображений;
- библиотеки типовых изображений объектов, включая изображения виртуальных блоков управления исполнительными механизмами и устройствами автоматики;
- средства описания «меню»;
- средства описания способа формирования, условий вывода и задания текста технологических сообщений различного класса и т.п.

Подсистема генерации отчетов должна содержать средства:

- формирования форматов отчетов;
- описания данных, включаемых в отчет;
- задания операций (вычислений) над данными;
- описания условий формирования (вывода) отчета.

Подсистема генерации архивов, а также ввода и получения информации из архива должна содержать средства:

- описания архива (название, глубина хранения, условия уничтожения и т.п.);

- описания информации, вводимой в архив, и условий ее записи;
- защиты информации от несанкционированного доступа.

4.3.4. Требования к метрологическому обеспечению

Все технические средства полевой автоматики (датчики, преобразователи, вторичные приборы и др.), применяемые в АСУ ТП для реализации функций измерения с нормированными метрологическими характеристиками, должны иметь сертификаты Федерального Агентства по техническому Регулированию и Метрологии об их признании в качестве СИ и о занесении в Государственный реестр СИ.

С целью поддержания необходимой точности функционирования АСУ ТП ЭД на датчики, измерительные преобразователи, вторичные приборы и другие СИ должны предусматривать проведение регулярных метрологических проверок и/или калибровок, выполняемых в соответствии с требованиями, установленными приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 года N 1815 «Порядок проведения проверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

4.3.5. Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение должно быть достаточным по объему и содержанию для оперативной и достоверной оценки состояния технологического оборудования, режимов его работы, оценки и функционирования АСУ ТП, распознаванию отказов.

Совокупность информационных массивов в структуре каждой базы должна содержать данные, достаточные для описания объекта, события или процесса, входящих в сферу контроля и управления со стороны данного компонента сети вычислительных средств.

Каждый информационный массив должен представлять собой набор атрибутов данных, необходимых для реализации одной или нескольких задач.

Информационное обеспечение должно обладать достаточностью для последующей разработки ПО, в то же время, не ограничивая программистов в поиске оптимальных программных решений.

Структура хранения и распространения данных в АСУ ТП должна обеспечивать:

- быстрое действие соответствующее временным характеристикам контролируемых технологических процессов;
- требования к точности значений данных и временной привязки;
- требования к надежности хранения;
- требования к продолжительности хранения.

В соответствии этими требованиями структура хранения данных должна состоять из следующих основных областей:

- область временного хранения данных: данные с устройств сбора и обработки, данные управления. Охватывает нулевой и первый уровни иерархии структуры АСУ ТП;

- область постоянного хранения данных: архивные данные, данные, определяющие функционирование системы (настройки преобразования, управления, сигнализации). Охватывает второй уровень иерархии структуры АСУ ТП;

- область данных представления: данные, управляющие видом мнемосхем, сгенерированные отчеты, текстовые сообщения. Охватывает второй уровень иерархии структуры АСУ ТП.

Информационная совместимость АСУ ТП и смежных систем обеспечивается применением стандартных протоколов обмена данными:

- Ethernet/IP;
- Modbus TCP, RTU.

Системой должен осуществляться контроль достоверности входных данных.

Решение о не достоверности принимается на основе следующих событий:

- выход значения за границы диапазона измерения;
- неисправность устройств преобразования и передачи;
- неисправность интеллектуального датчика;
- неисправность канала передачи.

В случае уточнения или модернизации технологии производства может возникнуть необходимость обновления следующих данных:

- данные преобразования и иных расчетных функций;
- данные регулирования;
- данные управления и сигнализации.

Система должна обеспечить защиту и допускать только авторизованное обновление значений данных этого типа.

Конфигурационные данные контроллеров (коэффициенты преобразования, уставки регулирования и сигнализации) после аварий и сбоев восстанавливаются с внешнего носителя.

4.3.6. ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕМАТИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ

Алгоритмы, входящие в состав математического обеспечения АСУ ТП, должны обладать полнотой (охватывать всю совокупность технологических процессов и их взаимодействие между собой), четкостью (включать в себя все возможные варианты исхода тех или иных ситуаций) и предусматривать выполнение всех функций системы.

В рамках математического обеспечения должны быть реализованы следующие алгоритмы:

- алгоритмы управления исполнительными механизмами;
- алгоритмы, предотвращающие развитие аварийных ситуаций;
- алгоритмы расчета технико-экономических показателей работы агрегата.

Математическое обеспечение системы управления должно реализовывать все перечисленные выше функции и базироваться на использовании универсальных алгоритмов решения задач.

Используемые алгоритмы по возможности должны быть унифицированы и разрабатываться по модульному принципу.

Разрабатываемые алгоритмы управления должны функционировать в условиях переменного во времени объема измерений, обусловленного возможными отказами датчиков, и уже на стадии разработки учитывать ограничения по использованию оперативной памяти и быстродействия микропроцессорных модулей, необходимых для их реализации.

Математическое обеспечение АСУ ТП должно обеспечивать реализацию следующих основных функций:

- первичной обработки сигналов (достоверность, фильтрация, масштабирование);
- обработки, накопления, усреднения, интегрирования и внесения корректив;
- учета времени наработки технологического оборудования (насосов и т.п.);
- программно-логического непрерывного контроля.

Математическое обеспечение АСУ ТП должно позволять выполнять, как минимум следующие операции:

- сложение, вычитание, деление, умножение;
- извлечение квадратного корня, возведение в степень;
- интегрирование и дифференцирование;
- операции с логарифмами;
- логические операции «И», «ИЛИ», «НЕ»;
- действия с селекторами сигналов, таймерами, триггерами, звеньями задержки;
- математические вычисления с плавающей запятой;
- функции изменения сигнала по линейному закону;
- опережение-запаздывание, линия задержки сигнала.

В инструментальной системе программирования контроллерного оборудования должны использоваться языки программирования в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016.

При разработке математического обеспечения должны быть учтены процедуры диагностики программных и технических средств системы управления.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ ИЛИ МОДЕРНИЗАЦИИ АСУ

Документация должна быть выполнена по ГОСТ 34.201-89, РД 50-34.698-90, ГОСТ 34.602-89.

Содержание документов является общим для всех видов автоматизированных систем и, при необходимости, может дополняться Поставщиком (Разработчиком проекта АСУ ТП) в зависимости от особенностей конкретно создаваемой АСУ ТП. Допускается включать в документы дополнительные разделы и сведения, объединять и исключать разделы.

Рабочую документацию автоматизации технологических процессов выполнить согласно ГОСТ 21.408-2013. Состав комплекта рабочей документации систем автоматизации (не ограничивается указанными документами):

- общие данные;
- функциональные схемы автоматизации;
- принципиальные схемы (электрические, пневматические);
- схемы соединений и подключения внешних проводок;

-
- чертежи расположения оборудования и внешних проводок;
 - спецификация оборудования, изделий и материалов;
 - ведомость работ;
 - таблицы соединений по форме 7 ГОСТ 21.408-2013;
 - опросные листы на приборы и оборудование;
 - документацию на поставляемые шкафы контроллеров в соответствии с РД 50-34.698-90 и РМ4-107-82.

Каждый отдельный документ должен содержать фамилии и подписи ответственных лиц, разработавших, проверивших и утвердивших документ (при направлении документации, как в бумажном, так и в электронном виде).

Предоставляемая документация должна быть на русском языке.

Перечень документов проектной документации и эксплуатационных документов для передачи Поставщиком (Разработчиком) – Заказчику приведен в Приложении 1.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ ЗАКАЗЧИКУ

Перечень документов проектной документации и эксплуатационных документов для передачи Поставщиком/Разработчиком/Проектировщиком – Заказчику.

ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВУ ПРОЕКТНОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА АСУ					
№	НАИМЕНОВАНИЕ ДОКУМЕНТА	КОД ДОКУМЕНТА	АСУТП 0 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ	АСУТП 1 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ	АСУТП 2 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ
1	2	3	4	5	6
	<i>Техническое задание на АСУ ТП</i>	<i>ТЗ</i>	-/-	-/-	-/-
1	Общесистемные решения				
1.1	<i>Пояснительная записка к техническому проекту</i>	<i>П2</i>	-/-	+/*	+/*
1.2	<i>Схема функциональной структуры</i>	<i>С2</i>	-/-	+/*	+/*
1.3	<i>Описание автоматизируемых функций</i>	<i>ПЗ</i>	-/-	+/*	+/*
1.4	<i>Программа и методика испытаний (компонентов, комплексов средств автоматизации, подсистемы, систем)</i>	<i>ПМ</i>	+/+	+/+	+/+
1.5	<i>Схема организационной структуры</i>	<i>С0</i>	-/-	-/-	+/-
1.6	<i>Проектная оценка надежности системы</i>	<i>Б1</i>	-/-	+/*	+/*
1.7	<i>Ведомость эксплуатационных документов</i>	<i>ЭД</i>	+/*	+/*	+/*
1.8	<i>Формуляр</i>	<i>ФО</i>	-/-	+/*	+/*
1.9	<i>Локальный сметный расчет</i>	<i>Б2</i>	+/+	+/+	+/+
1.10	<i>Паспорт</i>	<i>ПС</i>	-/-	+/*	+/*
2	Организационное обеспечение				
2.1	<i>Описание организационной структуры</i>	<i>ПВ</i>	*/-	+/*	+/*
2.2	<i>Руководство системного инженера</i>	<i>ИЗ.1</i>	-/-	+/*	+/*

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВУ ПРОЕКТНОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА АСУ					
№	НАИМЕНОВАНИЕ ДОКУМЕНТА	КОД ДОКУМЕНТА	АСУТП 0 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ	АСУТП 1 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ	АСУТП 2 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ
1	2	3	4	5	6
2.3	Руководство пользователя АРМ оператора	ИЗ.2	-/-	-/-	+/*
3	Информационное обеспечение				
3.1	Перечень входных сигналов и данных	В1	+/+	+/*	+/*
3.2	Перечень выходных сигналов (документов)	В2	+/+	+/*	+/*
3.3	Описание информационного обеспечения Системы	П5	-/-	+/*	+/*
3.4	Чертежи форм документа (видеокадра)	С9	-/-	-/-	+/*
3.5	Инструкция по формированию и ведению базы данных (набора данных)	И4	-/-	-/-	+/*
3.6	Описание систем классификации и кодирования	П7	-/-	*/*	+/*
4	ПО				
4.1	Описание ПО	ПА	-/-	+/*	+/*
5	Математическое обеспечение				
5.1	Описание алгоритма (проектной процедуры)	ПБ	*/*	+/*	*/*
6	Техническое обеспечение				
	Рабочие чертежи в составе:	АК (А+)			
6.1	Спецификация оборудования, изделий и материалов	В4	+/+	+/+	+/+
6.2	Схема автоматизации	С3	+/+	-/-	-/-
6.3	Схема структурная комплекса технических средств	С1	+/+	+/+	+/+
6.4	Описание комплекса технических средств	П9	-/-	+/*	+/*
6.5	Схема принципиальная	СБ	+/+	+/*	*/*

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВУ ПРОЕКТНОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА АСУ					
№	НАИМЕНОВАНИЕ ДОКУМЕНТА	КОД ДОКУМЕНТА	АСУТП 0 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ	АСУТП 1 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ	АСУТП 2 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ
1	2	3	4	5	6
6.6	Схема электрическая принципиальная контуров контроля, управления и сигнализации	СБ.1	+/+	+/*	-/-
6.7	Схема соединений внешних проводок	С4	+/+	+/*	+/*
6.8	Схема подключения внешних проводок	С5	+/+	+/*	*/*
6.9	План расположения	С8	+/+	+/+	+/+
6.10	Чертежи установки технических средств	СА	+/+	+/*	+/*
6.11	Инструкция по эксплуатации КТС	ИЭ	-/-	+/*	+/*
6.12	Задания на разработку строительных, электротехнических и других разделов, связанных с созданием системы	ЗД	-/-	-/-	-/-
6.13	Перечень заданий на разработку строительных, электротехнических, санитарно-технических и других разделов проекта, связанных с созданием системы	ВЗ	-/-	-/-	-/-
7	Информационная безопасность				
7.1	Технический проект системы защиты информации АСУ		-/-	+/*	+/*
7.2	Руководство администратора средств защиты информации		-/-	+/*	+/*
7.3	Руководство пользователя средств защиты информации (Описание порядка предоставления доступа к средствам защиты информации АСУ)		-/-	+/*	+/*
7.4	Описание мероприятий по обеспечению непрерывности и восстановлению после сбоев		-/-	+/*	+/*
7.5	Программа и методика испытаний (Описание порядка проведения и используемых методов приемочных испытаний)		-/-	+/*	+/*
7.6	Паспорт средств защиты информации (Описание комплектности и характеристик средств защиты информации)		-/-	+/*	+/*

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВУ ПРОЕКТНОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА АСУ					
№	НАИМЕНОВАНИЕ ДОКУМЕНТА	КОД ДОКУМЕНТА	АСУТП 0 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ	АСУТП 1 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ	АСУТП 2 УРОВНЯ ПРИ СОЗДАНИ/МОДЕРНИЗАЦИИ
1	2	3	4	5	6
7.7	Протокол подготовки персонала (Перечень персонала с отметками о прохождении обучения и выполнении контрольных заданий)		-/-	+/*	+/*
8	Общие				
8.1	Акт завершения пусконаладочных работ		+/+	+/+	+/+
8.2	Журнал опытной эксплуатации (Перечень замечаний и сведения об их устранении)		*/*	+/*	+/*
8.3	Акт о завершении опытной эксплуатации и допуске системы к приемочным испытаниям		*/*	+/*	+/*
8.4	Протокол приемочных испытаний (Перечень испытаний с отметками о прохождении и замечаниями)		*/*	+/*	+/*
<p><u>Принятые условные обозначения:</u> «-» - Разработка не требуется; «+» - Разработка является обязательной; «*» - необходимость разработки определяется проектной Организацией по согласованию с Заказчиком. Как правило, не разрабатывается, если модернизация (техническое) перевооружения не затрагивает указанный документ.</p>					

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АСУ ТП

Защита информации в автоматизированной системе управления технологическими процессами является составной частью работ по созданию (модернизации) и эксплуатации АСУ ТП и должна обеспечиваться на всех стадиях ее жизненного цикла.

Принимаемые организационные и технические меры защиты информации:

- должны обеспечивать доступность обрабатываемой в автоматизированной системе управления информации (исключение неправомерного блокирования информации), ее целостность (исключение неправомерного уничтожения, модифицирования информации), а также, при необходимости, конфиденциальность (исключение неправомерного доступа, копирования, предоставления или распространения информации);
- должны соотноситься с мерами по промышленной, физической, пожарной, экологической, радиационной безопасности, иными мерами по обеспечению безопасности автоматизированной системы управления и управляемого (контролируемого) объекта и/или технологического процесса;
- не должны оказывать отрицательного влияния на штатный режим функционирования автоматизированной системы управления.

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

АУТЕНТИФИКАЦИЯ Проверка принадлежности субъекту доступа предъявленного им идентификатора (подтверждение подлинности субъекта доступа в АСУ ТП). [Стандарт Компании № ПЗ-11.1 СЦ-001.02 ЮЛ-001]

БАЗОВЫЙ НАБОР МЕР ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ Минимальный набор мер защиты информации, установленный для соответствующего класса защищенности/категории значимости АСУ ТП. [Термины и определения настоящего документа]

ВЛАДЕЛЕЦ АСУ ТП Юридическое лицо, осуществляющие деятельность по эксплуатации АСУ ТП, в том числе по обработке информации, содержащейся в ее базах данных. [Термины и определения настоящего документа]

НУЛЕВОЙ УРОВЕНЬ АСУ ТП Уровень, реализующий функции получения и первичного преобразования информации о протекании технологических процессов и об оперативном состоянии оборудования. [Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389]

ПЕРВЫЙ Уровень, реализующий функции регулирования,

УРОВЕНЬ АСУ ТП

противоаварийной защиты и блокировок. [Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389]

**ВТОРОЙ
УРОВЕНЬ АСУ ТП**

Уровень, реализующий функции оперативного (диспетчерского) контроля и управления технологическими объектами.

[Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389]

**ДЕМИЛИТАРИЗОВАННАЯ
ЗОНА АСУ ТП**

Пограничный сегмент сети автоматизированной системы управления технологическим процессом с внешними по отношению к ней сетями (также известный как защищенная подсеть), выполняющий функции «нейтральной зоны» между указанными сетями. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

**ДОСТУПНОСТЬ
ИНФОРМАЦИИ**

Состояние информации, характеризующее способность автоматизированной системы обеспечивать беспрепятственный доступ к информации субъектов, имеющих на это полномочия. [Термины и определения корпоративного глоссария]

**ЗНАЧИМЫЙ
ОБЪЕКТ КРИТИЧЕСКОЙ
ИНФОРМАЦИОННОЙ
ИНФРАСТРУКТУРЫ**

Объект критической информационной инфраструктуры, которому присвоена одна из категорий значимости и который включен в реестр значимых объектов критической информационной инфраструктуры. [Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ]

ИДЕНТИФИКАТОР

Уникальный признак субъекта или объекта доступа. [Стандарт Компании № ПЗ-11.1 СЦ-001.02 ЮЛ-001]

ИДЕНТИФИКАЦИЯ

Присвоение субъектам доступа (пользователям, процессам) и объектам доступа (информационным ресурсам, устройствам) идентификатора и (или) сравнение предъявляемого идентификатора с перечнем присвоенных идентификаторов. [Стандарт Компании № ПЗ-11.1 СЦ-001.02 ЮЛ-001]

**ИНФОРМАЦИОННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ
АСУ ТП**

Составная часть безопасности, отражающая влияние свойств (целостности, доступности, конфиденциальности и др.) информации, обрабатываемой и производимой автоматизированной системы управления технологическим процессом, на безопасность и надежность ее функционирования. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

ИНЦИДЕНТ

Появление одного или нескольких нежелательных или неожиданных событий информационной безопасности, с которыми связана значительная вероятность компрометации бизнес-операций, нарушения штатного функционирования автоматизированной системы управления технологическим процессом и создания угрозы информационной безопасности. [Термины и определения корпоративного глоссария]

КОМПЕНСИРУЮЩАЯ МЕРА

Мера по защите информации в автоматизированной системе управления технологическим процессом, дополнительно предпринимаемая в связи с практической невозможностью безусловно применить набор мер, формально определенных установленным классом защищенности автоматизированной системы управления технологическим процессом. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

КОНТРОЛИРУЕМАЯ ЗОНА

Пространство (территория, здание, часть здания), в котором исключено неконтролируемое пребывание лиц, а также транспортных, технических или иных средств. [Методический документ ФСТЭК России утв.11.02.2014]

КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ ИНФОРМАЦИИ

Обязательное для выполнения лицом, получившим доступ к определенной информации, требование не передавать такую информацию третьим лицам без согласия ее обладателя. [Термины и определения корпоративного глоссария]

КРИТИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Объекты критической информационной инфраструктуры, а также сети электросвязи, используемые для организации взаимодействия таких объектов. [Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ]

НАРУШИТЕЛЬ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Лицо, которое в результате умышленных или неумышленных действий может нанести ущерб информационным активам, в том числе информационным системам, информационным ресурсам и т.п. [Термины и определения корпоративного глоссария]

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Реализация комплекса организационных и технических мер по защите информации и систем автоматизации от широкого спектра угроз (в отношении целостности, доступности и конфиденциальности обрабатываемой и хранящейся информации) с целью обеспечения функционирования автоматизированной системы управления технологическим процессом. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

ОБЪЕКТЫ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Информационные системы, информационно-телекоммуникационные сети, автоматизированные системы управления субъектов критической информационной инфраструктуры. [Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ]

ПЕРИМЕТР АСУ ТП

Физическая и (или) логическая граница АСУ ТП (сегмента АСУ ТП), в пределах которой Владельцем АСУ ТП обеспечивается защита информации в соответствии с едиными правилами и процедурами, а также контроль за реализованными мерами защиты информации. [Термины и определения

настоящего документа]

**ПОЛЬЗОВАТЕЛЬ
АСУ ТП**

Любой работник, который в процессе своей трудовой деятельности обращается к средствам вычислительной техники, применяемым в автоматизированных системах управления технологическими процессами, с запросом на выполнение работ. [Положение Компании № ПЗ-04 Р-0389]

РОЛЬ

Предопределенная совокупность правил, устанавливающих допустимое взаимодействие между пользователем и АСУ ТП. [Термины и определения настоящего документа]

СЕГМЕНТ АСУ ТП

Совокупность нескольких компонентов АСУ ТП, использующих общую (в том числе разделяемую) среду передачи и объединенных для единства решения функциональных задач. [Термины и определения настоящего документа]

**СИСТЕМНОЕ
ПРОГРАММНОЕ
ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУ ТП**

Программное обеспечение, предназначенное для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления (SCADA - системы, специализированное ПО, необходимое для корректной работы данных систем, среды разработки и т.п.). [Термины и определения настоящего документа]

**СОБЫТИЕ
БЕЗОПАСНОСТИ
(ИНФОРМАЦИОННОЙ)**

Идентифицированное возникновение состояния АСУ ТП (сегмента, компонента АСУ ТП), сервиса или сети, указывающее на возможное нарушение безопасности информации, или сбой средств защиты информации, или ранее неизвестную ситуацию, которая может быть значимой для безопасности информации. [Положение Компании № ПЗ-11 Р-0012]

**СУБЪЕКТ
ДОСТУПА**

Пользователь, процесс, выполняющие операции (действия) над объектами доступа и действия которых регламентируются правилами разграничения доступа. [Методический документ ФСТЭК России утв. 11.02.2014]

**СУБЪЕКТЫ
КРИТИЧЕСКОЙ
ИНФОРМАЦИОННОЙ
ИНФРАСТРУКТУРЫ**

Государственные органы, государственные учреждения, российские юридические лица (или) индивидуальные предприниматели, которым на праве собственности, аренды или на ином законном основании принадлежат информационные системы, информационно-телекоммуникационные сети, автоматизированные системы управления, функционирующие в сфере здравоохранения, науки, транспорта, связи, энергетики, банковской сфере и иных сферах финансового рынка, топливно-энергетического комплекса, в области атомной энергии, оборонной, ракетно-космической, горнодобывающей,

металлургической и химической промышленности, российские юридические лица и (или) индивидуальные предприниматели, которые обеспечивают взаимодействие указанных систем или сетей. [Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ]

УДАЛЕННЫЙ ДОСТУП

Процесс получения доступа (через внешнюю сеть) к объектам доступа АСУ ТП из другой информационной системы (сети) или со средства вычислительной техники, не являющегося постоянно (непосредственно) соединенным физически или логически с АСУ ТП, к которой он получает доступ. [Термины и определения настоящего документа]

УПРАВЛЕНИЕ ДОСТУПОМ

Ограничение и контроль доступа субъектов доступа к объектам доступа в АСУ ТП в соответствии с установленными правилами разграничения доступа. [Термины и определения настоящего документа]

УЯЗВИМОСТЬ

Свойство информационной системы, обуславливающее возможность реализации угроз безопасности, обрабатываемой в ней информации. [Термины и определения корпоративного глоссария]

ЦЕЛОСТНОСТЬ ИНФОРМАЦИИ

Свойство безопасности информации, при котором отсутствует любое ее изменение, либо изменение осуществляется только преднамеренно субъектами, имеющими на него право. [Термины и определения корпоративного глоссария]

2. СОКРАЩЕНИЯ

АВЗ	Антивирусная защита
АСО	Активное сетевое оборудование
АУД	Аудит безопасности
ДМЗ	Демилитаризованная зона
ДНС	Обеспечение действий в нештатных (непредвиденных) ситуациях
ЗИС	Защита автоматизированной системы и ее компонентов
ЗНИ	Защита машинных носителей информации
ЗТС	Защита технических средств и систем
ИАФ	Идентификация и аутентификация субъектов доступа и объектов

доступа

ИНЦ	Реагирование на компьютерные инциденты
КИИ	Критическая информационная инфраструктура
ОКИИ	Объект(ы) критической информационной инфраструктуры
МЭ	Межсетевой экран
ОДТ	Обеспечение доступности
ОПО	Управление обновлениями программного обеспечения
ОПС	Ограничение программной среды
ОС	Операционная система
ОЦЛ	Обеспечение целостности
ППО	Прикладное (в том числе системное) программное обеспечение АСУ ТП
СОВ	Система обнаружения вторжений
СОПВ	Система обнаружения и предотвращения вторжений
СрЗИ	Средство защиты информации
УЗ	Учетная запись
УКФ	Управление конфигурацией автоматизированной системы управления и ее системы защиты
УПД	Управление доступом субъектов доступа к объектам доступа
BIOS	Базовая система ввода-вывода

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Требования к обеспечению информационной безопасности в АСУ ТП определяются в зависимости от установленной в следующем разделе класса защищенности / категории значимости автоматизированной системы управления, а также в соответствии со следующими нормативными документами:

- Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;

- Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 г. № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды»;
- Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
- Приказ ФСТЭК России от 21.12.2017 № 235 «Об утверждении Требований к созданию систем безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и обеспечению их функционирования»;
- ГОСТ Р 8.654-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения»;
- Политика Компании «В области информационной безопасности» № ПЗ-11.01 П-01 версия 2.00;
- Положение Компании «Информационная безопасность. Автоматизированные системы управления технологическими процессами» № ПЗ-11 Р-0012;
- Положение Компании № ПЗ-11.01 Р-0123 «Требования к защите локальных вычислительных сетей Компании, подключаемых в единую корпоративную телекоммуникационную систему ПАО «НК «Роснефть»».

4. КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНИТЕЛЮ

Для всех АСУТП/ОКИИ, в случае если Исполнителем при реализации проекта планируется осуществлять работы по проектированию и внедрению (модернизации) (под)системы защиты информации.

Исполнитель должен обладать практическим опытом выполнения работ по обеспечению информационной безопасности не менее 3 лет.

Для выполнения работ по проектированию и внедрению системы защиты информации, Исполнителем должны быть включены в проектную команду специалисты, удовлетворяющие следующим требованиям к квалификации:

- имеющие высшее образование по направлению подготовки (специальности) в области информационной безопасности и стаж в области проводимых работ не менее 5 лет – не менее 1 специалиста.
- имеющие высшее образование по направлению подготовки (специальности) в области информационной безопасности и стаж в области проводимых работ не менее 3 лет – не менее 1 специалиста.

5. КЛАСС ЗАЩИЩЁННОСТИ / КАТЕГОРИЯ ЗНАЧИМОСТИ АСУ ТП

В соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 АСУ ТП присвоен класс защищённости 3.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ МЕРАМ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ В АСУ ТП

Информационная безопасность компонентов АСУ ТП должна обеспечиваться такими техническими, программными и организационными мерами и решениями, которые полностью исключают или эффективно ограничивают возможности как самопроизвольного, так и умышленного искажения сигналов и данных в системе, способного приводить к неблагоприятным последствиям.

Базовый набор технических мер защиты информации¹ для АСУ ТП формируется на основе присвоенного класса защищённости / категории значимости (п.5) и включает следующие классы мер (надстрочные индексы в идентификаторах конкретных мер указывают на необходимость рассмотрения для соответствующего класса защищённости / категории значимости; меры с идентификаторами без надстрочных индексов должны быть рассмотрены для любого класса защищённости / категории значимости):

6.1. ИДЕНТИФИКАЦИЯ И АУТЕНТИФИКАЦИЯ СУБЪЕКТОВ ДОСТУПА И ОБЪЕКТОВ ДОСТУПА

(ИАФ.1, ИАФ.2, ИАФ.3, ИАФ.4, ИАФ.5, ИАФ.7)

Для обеспечения идентификации и аутентификации СрЗИ АСУ ТП должны выполняться:

- идентификацию и аутентификацию пользователей и инициируемых ими процессов (ИАФ.1);
- идентификацию и аутентификацию устройств (ИАФ.2);
- управление идентификаторами (ИАФ.3);
- управление средствами аутентификации (ИАФ.4);
- идентификацию и аутентификацию внешних пользователей (ИАФ.5);
- защиту аутентификационной информации при передаче (ИАФ.7).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в BIOS, операционную систему (ОС) или прикладное программное обеспечение (ППО) АСУ ТП

¹ Обозначение и наименование мер защиты даны в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России от 14.03.2014 г. № 31 и требованиями Приказа ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239.

механизмов защиты информации, средств антивирусной защиты (АВЗ), активного сетевого оборудования (АСО), средств межсетевого экранирования (МЭ), организационных мер и иных СрЗИ.

Примечание:

Учётные данные, используемые в АСУ ТП и её СрЗИ, должны создаваться в соответствии с требованиями локально-нормативных документов Компании в области обеспечения защиты информации в АСУ ТП. Механизмы идентификации и аутентификации ОС, ППО, АСО, АВЗ, МЭ должны обладать следующими функциональными характеристиками:

- *возможность задания произвольной длины пароля, состоящего из цифро-буквенных символов верхнего и нижнего регистра, а также специальных символов, минимальной сложности пароля (длина пароля должна быть не менее 8 символов и состоять из цифр, букв и специальных символов);*
- *возможность ограничения срока действия пароля;*
- *возможность запрета повторного использования пароля;*
- *возможность уведомления пользователя АСУ ТП о необходимости смены пароля;*
- *хранение паролей доступа в АСУ ТП в защищенном виде;*
- *ограничение неуспешных попыток входа в АСУ ТП (блокировка УЗ после 5 неуспешных попыток доступа);*
- *при смене пароля:*
 - a) *возможность двойного подтверждения при самостоятельной смене пароля;*
 - b) *возможность автоматического сброса поля ввода после каждой проверки введенного пароля;*
- *парольный ввод в АСУ ТП должен осуществляться:*
 - a) *без отображения истинных символов в поле ввода;*
 - b) *с двойным подтверждением при самостоятельной смене;*
 - c) *со сбросом поля ввода после каждой проверки введенного пароля;*
- *хранение и передача по сети паролей доступа в АСУ ТП должно осуществляться в защищенном виде. Запрещается хранить и передавать пароли в незащищенном виде;*
- *пароли, создаваемые по умолчанию, в том числе к системным и служебным учетным записям, а также служебные коды доступа к контроллерам и оборудованию КИПиА должны быть изменены после инсталляции системы и/или монтажа оборудования перед запуском АСУ ТП в эксплуатацию.*

6.2. УПРАВЛЕНИЕ ДОСТУПОМ СУБЪЕКТОВ ДОСТУПА К ОБЪЕКТАМ ДОСТУПА

(УПД.1, УПД.2, УПД.4, УПД.5, УПД.6, УПД.10, УПД.11, УПД.13, УПД. 14)

Для управления доступом СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- управление учетными записями пользователей (УПД.1);
- реализацию политик управления доступом (УПД.2);
- разделение полномочий (ролей) пользователей (УПД.4);
- назначение минимально необходимых прав и привилегий (УПД.5);
- ограничение неуспешных попыток доступа к автоматизированной системе (УПД.6);
- блокирование сеанса доступа пользователя при неактивности (УПД.10);
- управление действиями пользователей до идентификации и аутентификации (УПД.11);
- реализацию защищенного удаленного доступа (УПД.13);
- контроль доступа из внешних информационных (автоматизированных) систем (УПД.14).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, средств антивирусной защиты (АВЗ), активного сетевого оборудования (АСО) и средств межсетевого экранирования (МЭ) и иных СрЗИ.

Примечание:

При реализации доступа работников к компонентам АСУ ТП необходимо наличие:

- возможности настройки минимально необходимых полномочий для решения производственных задач;
- возможности отключения всех дополнительных прав работников и функционала систем;
- возможности настройки права доступа на уровне модулей ППО АСУ ТП;
- возможности настройки права доступа на уровне баз данных АСУ ТП, при этом доступ работников к базам данных, используемых в АСУ ТП, должен быть ограничен. Доступ к базам данных должен быть разрешен только администраторам АСУ ТП и только при условии регистрации всех событий и действий работника в базе данных. Все действия, совершаемые работниками в базах данных должны регистрироваться в журналах баз данных либо в специальных системах контроля действий пользователей баз данных;
- возможности настройки права доступа на уровне операционных систем серверов управления и АРМ;

- возможности настройки права доступа на уровне контроллеров и оборудования нижнего уровня АСУ ТП (уровня КИПиА);
- при предоставлении прав и привилегий по доступу к компонентам АСУ ТП:
- возможность разделять права таким образом, чтобы у одного лица не было полного контроля над всеми компонентами АСУ ТП;
- возможность разделения прав администрирования по компонентам АСУ ТП – РСУ, ПАЗ, КИПиА;
- исключение неконтролируемого совершения операций в АСУ ТП другими лицами;
- возможность управления доступом на уровне ролей. При этом минимальный набор ролей на уровне ППО АСУ ТП должен включать:
 - a) роль, реализующую функции администратора АСУ ТП, включающие внесение изменений в состав и конфигурацию АСУ ТП, установку и инициализацию модулей ПО, создание учетных записей работников и управление правами доступа;
 - b) роль, реализующую функции оператора АСУ ТП, включающие осуществление задач по контролю и управлению технологическим процессом, без возможностей внесения изменений в состав и конфигурацию компонентов АСУ ТП.
- возможность мониторинга и контроля средствами ОС и АВЗ за применением мобильных технических средств (флэш-накопители, внешние накопители на жестких дисках, ноутбуки, нетбуки, планшеты, сотовые телефоны, цифровые камеры, звукозаписывающие устройства и иные устройства);
- все действия по созданию учетных записей (идентификаторов), присвоения и изменения прав доступа к компонентам АСУ ТП должны регистрироваться в журналах АСУ ТП.

6.3. ЗАЩИТА МАШИННЫХ НОСИТЕЛЕЙ ИНФОРМАЦИИ

(ЗНИ.1, ЗНИ.2, ЗНИ.5, ЗНИ.7, ЗНИ.8)

Для обеспечения защиты машинных носителей информации СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- учёт машинных носителей информации (ЗНИ.1);
- управление физическим доступом к машинным носителям информации (ЗНИ.2);
- контроль использования интерфейсов ввода (вывода) информации на машинные носители информации (ЗНИ.5);
- контроль подключения машинных носителей информации (ЗНИ.7);
- уничтожение (стирание) информации на машинных носителях информации (ЗНИ.8).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС и BIOS механизмов защиты информации, средств антивирусной защиты (АВЗ).

Примечание:

В BIOS АРМ операторов и инженерных станций АСУ ТП, серверов управления АСУ ТП должна быть запрещена загрузка операционных систем с иных носителей, кроме жесткого диска компьютеров и серверов.

При отсутствии производственной необходимости, все интерфейсы и устройства ввода-вывода на съемные носители, включая порты USB, IEEE 1394, порты карт памяти, устройства чтения и записи на оптические и магнитные диски должны быть отключены, а возможность чтения/записи с/на съемные носители должна быть заблокирована с использованием механизмов защиты ОС или АВЗ. Должна быть предусмотрена возможность физического ограничения доступа к машинным носителям информации устройств (АРМ, серверы, ПЛК, КИПиА) посредством опломбирования корпусов и интерфейсов (пломбировочные материалы должны быть включены в состав поставки АСУ ТП).

Все факты использования съемных носителей информации, с указанием совершенных операций (чтения/записи с/на носитель) должны регистрироваться в соответствующих системных журналах (ОС, АВЗ) с указанием времени регистрации события, совершенной операции, имени активного пользователя в ОС компонента АСУ ТП.

6.4. АУДИТ БЕЗОПАСНОСТИ

(АУД.1, АУД.2, АУД.3, АУД.4, АУД.6, АУД.7, АУД.8)

Для обеспечения аудита СрЗИ АСУ ТП должны выполняться:

- инвентаризацию информационных ресурсов (АУД.1);
- анализ уязвимостей и их устранение (АУД.2);
- генерирование временных меток и (или) синхронизация системного времени (АУД.3);
- регистрацию событий безопасности (АУД.4);
- защиту информации о событиях безопасности (АУД.6);
- мониторинг безопасности (АУД.7);
- реагирование на сбои при регистрации событий безопасности (АУД.8);

Данные меры защиты должны быть реализованы за счет использования встроенных в ОС, ППО, АСО механизмов защиты, АВЗ, МЭ и иных СрЗИ.

Примечание: В ОС и ППО АСУ ТП должна осуществляться регистрация:

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

- *событий безопасности;*
- *вход/выход пользователей, включая неуспешные попытки доступа, с указанием идентификатора пользователя, даты и времени события;*
- *создание, удаление, изменение привилегий пользователей;*
- *действия операторов, администраторов АСУ ТП, по внесению изменений в конфигурацию и настройки АСУ ТП, формирование команд и операций в АСУ ТП, операции с журналами регистрации;*
- *совершаемые технологические операции, транзакции в АСУ ТП и параметры операций, включая дату и время совершения операции, и иные параметры;*
- *системные ошибки;*
- *изменение параметров конфигурации ПО, состава компонентов АСУ ТП, установка/удаление программ и обновлений;*
- *старт/стоп событий и процессов, запуск/останов особых режимов работы ПО и оборудования АСУ ТП;*
- *доступ к объектам системы – файлам конфигурации, файлам данных, файлам журналов регистрации.*

Средства АВЗ должны регистрировать следующие виды событий:

- *факт отключения защиты;*
- *обнаружение вирусов и дальнейшие действия с объектом;*
- *изменение состояния антивирусных средств;*
- *установку и распространение обновлений.*

Время хранения журналов событий:

- *на антивирусном сервере – не менее 2 месяцев;*
- *журналов событий ОС, ППО – не менее 1 года (со дня фиксации последнего события).*

6.5. АНТИВИРУСНАЯ ЗАЩИТА

(АВЗ.1, АВЗ.2, АВЗ.4)

Для обеспечения антивирусной защиты СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- *реализацию антивирусной защиты (АВЗ.1);*
- *антивирусную защиту электронной почты и иных сервисов (АВЗ.2);*
- *обеспечение защиты от вредоносного программного обеспечения (АВЗ.4);*

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования средств АВЗ и МЭ.

Примечание: *Антивирусная защита:*

- должна быть реализована на уровне файловой системы АРМ и серверов АСУ ТП, а также МЭ (в случае его применения);
- должны применяться средства АВЗ не ниже 5 класса защищённости по классификации ФСТЭК России;
- средства АВЗ должны поставляться исходя из количественного состава технических средств АСУ ТП, на которых предполагается их применение, с лицензиями на срок эксплуатации АСУ ТП.
- должны применяться следующие средства АВЗ по классификации ФСТЭК России:
 - а) в автоматизированных системах управления 1 класса защищенности/категории значимости - средства АВЗ не ниже 3 класса защиты;
 - б) в автоматизированных системах управления 2 класса защищенности/категории значимости - средства АВЗ не ниже 4 класса защиты;
 - с) в автоматизированных системах управления 3 класса защищенности/категории значимости - средства АВЗ не ниже 5 класса защиты.

Средства антивирусной защиты должны обладать возможностью:

- отключения автоматического обновления и сканирования;
- отключения дополнительных функций АВЗ, за исключением файлового антивируса;
- обновление компонентов ПО и сигнатур вирусов только в «ручном» режиме;
- выполнение сканирования файловой системы только в «ручном» режиме;
- отключение автоматических действий с файлами (таких как их удаление, блокирование или перемещение). При обнаружении вредоносного ПО допускается только соответствующее оповещение на экран АРМ или сервера АСУ ТП со звуковым оповещением;
- анализ архивных, исполняемых файлов;
- запрет доступа к административным функциям АВЗ под любыми учетными записями, за исключением привилегированных. Доступ к настройкам АВЗ для учетных записей администраторов должен предоставляться только после ввода пароля доступа;
- возможность исключения конкретных папок и файлов из области проверки средствами АВЗ, для исключения негативного влияния на работоспособность компонентов АСУ ТП.

Для всех применяемых на АРМ и серверах АСУ ТП (коммутационные серверы, SCADA-системы, серверы приложений и баз данных) антивирусных средств обязательно официальное подтверждение поставщиком АСУ ТП и/или организацией, осуществляющей внедрение, техническую поддержку и/или сопровождение АСУ ТП, программной совместимости с ППО АСУ ТП.

6.6. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ

(ОЦЛ.1)

Для обеспечения целостности компонентов АСУ ТП СрЗИ должны выполняться:

- контроль целостности программного обеспечения (ОЦЛ.1);

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ППО и ОС механизмов защиты информации.

Примечание:

В АСУ ТП и её СрЗИ должна быть реализована возможность контроля целостности ПО, включая их обновления, с использованием контрольных сумм, хэш-функции или электронной подписи в процессе загрузки или динамически в процессе работы АСУ ТП.

Использование автоматизированных средств контроля состава и целостности ПО, при их наличии, не должно каким-либо образом влиять на работу ПО (блокировать или останавливать работу программ, удалять файлы), только регистрировать факт нарушения с указанием названия измененного программного модуля или не вошедшего в перечень разрешенного ПО.

6.7. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДОСТУПНОСТИ

(ОДТ.4, ОДТ.5, ОДТ.6, ОДТ.8)

Для обеспечения доступности компонентов в АСУ ТП должно выполняться:

- резервное копирование информации (ОДТ.4);
- обеспечение возможности восстановления информации (ОДТ.5);
- обеспечение возможности восстановления программного обеспечения при нештатных ситуациях (ОДТ.6);
- контроль предоставляемых вычислительных ресурсов и каналов связи (ОДТ.8).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, МЭ, организационных мер и наложенных средств, в том числе СрЗИ и средств резервного копирования.

Примечание:

МЭ должны обладать возможностью конфигурирования в отказоустойчивом кластере.

Для обеспечения резервного копирования компонентов АСУ ТП, СрЗИ, наряду со встроенными возможностями ППО АСУ ТП, ОС, должны применяться специализированные средства резервного копирования, включенные в состав СрЗИ. Средства защиты информации АСУ ТП должны обладать функциональной

возможностью выполнения резервного копирования с сохранением резервных копий на машинные носители информации и сетевые ресурсы.

Резервному копированию подлежат:

- файлы и базы данных АСУ ТП и СрЗИ - не реже одного раза в неделю;
- электронные журналы регистрации событий АСУ ТП - не реже одного раза в неделю;
- конфигурационные файлы компонентов АСУ ТП и СрЗИ – при каждом внесении изменений в конфигурационные настройки АСУ ТП и её средств защиты, но не реже одного раза в месяц;
- образы системных жестких дисков АРМ, серверов АСУ ТП и СрЗИ - не реже одного раза в месяц (неделя, в случае использования виртуальной инфраструктуры);
- должна быть обеспечена возможность просмотра/восстановления данных из резервных копий.

6.8. ЗАЩИТА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И СИСТЕМ

(ЗТС.2, ЗТС.3, ЗТС.4, ЗТС.5)

Для обеспечения защиты технических средств и систем АСУ ТП необходимо:

- организация контролируемой зоны (ЗТС.2);
- управление физическим доступом (ЗТС.3);
- размещение устройств вывода (отображения) информации, исключающее ее несанкционированный просмотр (ЗТС.4);
- защита от внешних воздействий (ЗТС.5).

Данные меры защиты должны быть реализованы за счет применения организационных и технических мер.

Примечание:

Оборудование АСУ ТП (АРМ, сервера, активное сетевое оборудование, МЭ, ПЛК, КИПиА) должно размещаться в запираемых шкафах, либо должно быть обеспечено пломбирование корпусов оборудования. В случае размещения в запираемых шкафах, в АСУ ТП должен быть реализован контроль доступа и оповещение оперативного персонала о вскрытии шкафа, с последующей регистрацией события в ПО верхнего уровня, а также, при наличии технической возможности, с передачей в системы охранной сигнализации.

6.9. ЗАЩИТА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ И ЕЕ КОМПОНЕНТОВ

(ЗИС.1, ЗИС.2, ЗИС.3, ЗИС.5, ЗИС.8, ЗИС.19, ЗИС.20, ЗИС.21, ЗИС.32, ЗИС.34, ЗИС.38, ЗИС.39)

Для защиты автоматизированной системы и ее компонентов АСУ ТП СрЗИ должны обеспечить:

- разделение функций по управлению (администрированию) автоматизированной системой с иными функциями (ЗИС.1);
- защиту периметра автоматизированной системы (ЗИС.2);
- эшелонированную защиту автоматизированной системы (ЗИС.3);
- организацию демилитаризованной зоны (ЗИС.5);
- сокрытие архитектуры и конфигурации автоматизированной системы (ЗИС.8);
- защиту информации при ее передаче по каналам связи (ЗИС.19);
- обеспечение доверенных канала, маршрута (ЗИС.20);
- запрет несанкционированной удаленной активации периферийных устройств (ЗИС.21);
- защиту беспроводного соединения (ЗИС.32);
- защиту от угроз отказа в обслуживании (DOS, DDOS-атак) (ЗИС.34);
- защиту информации при использовании мобильных устройств (ЗИС.38);
- управление перемещением виртуальных машин (контейнеров) и обрабатываемых на них данных (ЗИС.39).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ППО и ОС механизмов защиты информации, АВЗ и МЭ.

Примечание:

В АСУ ТП и её СрЗИ должна быть реализована возможность локального, либо с использованием защищенных протоколов сетевого взаимодействия администрирования и конфигурирования компонентов сетевой инфраструктуры АСУ ТП. Административный доступ должен быть разрешен только с сетевых адресов, специально выделенных для этого административных консолей.

Для снижения сложности администрирования при разграничении доступа к компонентам АСУ ТП необходима возможность реализации доступа, основанном на ролевом подходе.

В соответствии с типовым уровнем полномочий для персонала АСУ ТП с одинаковыми должностными обязанностями формируется роль, основанная на принципе наименьших полномочий, необходимых для решения производственных задач.

При применении в технологических сетях АСУ ТП систем беспроводной связи должно обеспечиваться:

- выделение беспроводных сетей связи в отдельный сетевой сегмент с обеспечением его защиты с использованием МЭ;
- аутентификация беспроводных устройств при доступе к беспроводной сети с использованием криптографических алгоритмов;
- шифрование данных в каналах связи беспроводной сети с использованием криптографических алгоритмов.

6.10. РЕАГИРОВАНИЕ НА КОМПЬЮТЕРНЫЕ ИНЦИДЕНТЫ (ИНЦ)

(ИНЦ.1, ИНЦ.2, ИНЦ.3, ИНЦ.4, ИНЦ.5)

Для реагирования на компьютерные инциденты СрЗИ АСУ ТП должны выполнять:

- выявление компьютерных инцидентов (ИНЦ.1);
- информирование о компьютерных инцидентах (ИНЦ.2);
- анализ компьютерных инцидентов (ИНЦ.3);
- устранение последствий компьютерных инцидентов (ИНЦ.4);
- принятие мер по предотвращению повторного возникновения компьютерных инцидентов (ИНЦ.5);

Данные меры должны быть реализованы за счет использования встроенных в ОС, ППО механизмов, а также с помощью СрЗИ.

Примечание:

В АСУ ТП и её СрЗИ должна быть реализована возможность обнаружения и идентификации инцидентов ИБ, в том числе отказов в обслуживании, сбоев (перезагрузок) в работе технических средств, ПО и СрЗИ, нарушений правил разграничения доступа, неправомерных действий по сбору информации, внедрения вредоносных компьютерных программ (вирусов) и иных событий, приводящих к возникновению инцидентов ИБ.

6.11. УПРАВЛЕНИЕ КОНФИГУРАЦИЕЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И ЕЕ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ

(УКФ.2, УКФ.3)

Для управления конфигурацией компонентов АСУ ТП СрЗИ должны выполнять:

- управление изменениями (УКФ.2);
- установку (инсталляцию) только разрешенного к использованию программного обеспечения (УКФ.3).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, АВЗ и МЭ.

Примечание:

Встроенные механизмы защиты СПО, ОС, АВЗ и МЭ должны обладать возможностями:

- *санкционирования внесения изменений в базовую конфигурацию АСУ ТП и ее системы защиты;*
- *регистрации действий по внесению изменений в базовую конфигурацию АСУ ТП и ее системы защиты;*
- *сохранения данных об изменениях базовой конфигурации АСУ ТП и ее системы защиты;*
- *контроль действий по внесению изменений в базовую конфигурацию АСУ ТП и ее системы защиты.*

Конфигурация параметров АСУ ТП должна быть документирована.

Все действия по внесению изменений в конфигурации АСУ ТП (изменения состава и параметров тегов, добавление/удаление оборудования, изменения в калибровочных/градуировочных таблицах, изменения алгоритмов работы АСУ ТП, изменения в параметрах защиты – изменение ролей и состава пользователей, параметров аутентификации и пр.) должны регистрироваться в журналах регистрации АСУ ТП

с указанием:

- *даты и времени изменения;*
- *учетной записи пользователя;*
- *названия и значения изменяемого параметра.*

Для программных прошивок контроллеров и микроконтроллеров должен поддерживаться архив версий встроенного ПО, с указанием истории вносимых изменений.

6.12. УПРАВЛЕНИЕ ОБНОВЛЕНИЯМИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

(ОПО.1, ОПО.2, ОПО.3, ОПО.4)

Для управления обновлениями программного обеспечения компонентов в АСУ ТП должно выполняться:

- *поиск, получение обновлений программного обеспечения от доверенного источника (ОПО.1);*
- *контроль целостности обновлений программного обеспечения (ОПО.2);*
- *тестирование обновлений программного обеспечения (ОПО.3);*
- *установка обновлений программного обеспечения (ОПО.4).*

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, АВЗ, МЭ, организационных мер и прочих наложенных средств.

Примечание: В комплект поставки АСУ ТП должны входить инструкции по обновлению ОС, СПО, средств АВЗ и средств МЭ, а также регламенты (инструкции) по установке обновлений ОС и ППО от разработчика АСУ ТП.

6.13. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЕЙСТВИЙ В НЕШТАТНЫХ (НЕПРЕДВИДЕННЫХ) СИТУАЦИЯХ

(ДНС.3^{1,2}, ДНС.4^{1,2}, ДНС.5)

Для обеспечения действий в нештатных ситуациях, в АСУ ТП должно быть обеспечено:

- обеспечение возможности восстановления АСУ ТП в случае возникновения нештатных ситуаций (ДНС.5).

Данные меры должны быть реализованы за счёт использования встроенных в ОС, ППО механизмов защиты информации, МЭ.

Примечание:

В дополнение к указанным мерам защиты информации для обеспечения действий в нештатных (непредвиденных) ситуациях (ДНС) необходимо учитывать меры защиты информации и обязательные дополнительные функциональные возможности АСУ ТП и её СрЗИ для обеспечения доступности (ОДТ).

6.14. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ МЕРАМ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ КИПИА И СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Программируемые компоненты КИПиА и средств измерений должны иметь парольную защиту от несанкционированного доступа к просмотру и изменению настроек и конфигурации, а также изменению технологических параметров средства измерения.

Метрологически значимое ПО, включая микропрограммное обеспечение оборудования КИПиА, должно быть защищено от несанкционированного доступа, иметь идентификационные данные (версия и контрольная сумма CRC32, MD5, SHA1 или специально разработанный алгоритм с указанием способа их вычисления), подтверждаемые при проведении испытаний в целях утверждения типа средства измерения.

Команды и данные, введенные через интерфейс пользователя оборудования КИПиА, не должны оказывать недопустимое влияние на метрологически значимое ПО и данные.

Должно быть предусмотрено однозначное назначение каждой команды для инициирования функции или изменения данных в соответствии с сопроводительной технической документацией.

Конструкция оборудования КИПиА должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям средства измерения (включая ПО), в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

Защиту ПО и данных в оборудовании КИПиА обеспечить в соответствии с ГОСТ Р 8.654-2015.

В эксплуатационной документации на оборудование КИПиА должны быть описаны:

- все интерфейсы, посредством которых возможно изменение метрологически значимых параметров средства измерения, а также средства контроля доступа к указанным интерфейсам (в том числе фактов использования конфигурационного ПО);
- возможности независимой, т.е. выполняемой сторонним ПО, проверки идентификационных данных (контрольной суммы CRC32, md5, SHA1 или специально разработанный алгоритм с указанием способа их вычисления) микропрограммного обеспечения средства измерения, а также метрологически значимой части ПО для подтверждения подлинности ПО.

6.15. ОБОСНОВАНИЕ ДОСТАТОЧНОСТИ ПРИНЯТЫХ МЕР ЗАЩИТЫ И ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ МЕР

При отсутствии возможности реализации отдельных мер защиты информации на каком-либо из уровней АСУ ТП и (или) невозможности их применения к отдельным объектам и субъектам доступа, в том числе вследствие их негативного влияния на штатный режим функционирования АСУ ТП, Исполнителем должны быть предложены иные средства защиты информации, с представлением документального обоснования их применимости, либо разработаны компенсирующие меры, обеспечивающие адекватное блокирование (нейтрализацию) угроз ИБ и необходимый уровень защищенности АСУ ТП с учётом присвоенного класса защищённости / категории значимости АСУ ТП (см. п.5) и актуальной модели угроз и нарушителя.

В этом случае в ходе разработки системы защиты АСУ ТП должно быть проведено обоснование применения компенсирующих мер защиты информации, а при приемочных испытаниях оценена достаточность и адекватность данных компенсирующих мер для блокирования (нейтрализации) угроз ИБ.

7. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗДЕЛЕНИЮ КОРПОРАТИВНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Технологические сети АСУ ТП должны быть логически или физически выделены в отдельный сетевой сегмент. При этом:

- точки доступа в технологическую сеть АСУ ТП из других сетей связи должны быть минимальны и документированы, в том числе с указанием резервных точек доступа при выходе из строя основных;
- устройство, обеспечивающее сегментацию и фильтрацию сетевых соединений между технологической сетью АСУ ТП и прочими сетями связи, должно быть настроено на запрет любых сетевых соединений, кроме явно разрешенных;
- правила фильтрации сетевых соединений с сетью АСУ ТП, должны обеспечивать фильтрацию на основе сетевых адресов, портов и прикладных протоколов.

Для предоставления данных из технологической сети АСУ ТП в сети смежных или вышестоящих систем (MES, ERP) должен быть реализован подход по размещению серверов с данными АСУ ТП (серверы отчетов, серверы БД реального времени, серверы с историческими данными параметров технологических процессов, сообщений и сигнализации) в отдельной промежуточной сети ДМЗ.

Не разрешается использовать для разделения корпоративной и технологической сетей рабочие станции с двумя сетевыми картами (dual-homed), за исключением случая, когда функционал МЭ является их единственным задействованным функционалом.

Альтернативой использованию МЭ при организации периметральной защиты технологических сетей АСУ ТП является применение технологий однонаправленной передачи для информационного взаимодействия с информационными системами уровня ОГ (MES-системы): однонаправленных шлюзов или дата-диодов. При этом, помимо повышенной сетевой безопасности за счет исключения возможности компьютерных атак со стороны зоны с меньшим уровнем безопасности, достигается значительное упрощение построения и обслуживания сетевой защиты периметра.

Все сервисы, необходимые АСУ ТП, должны быть размещены в пределах технологической сети (AD, серверы АВЗ и обновлений и т.д.). При сбоях МЭ, а также в целях предотвращения компьютерной атаки, МЭ должен иметь возможность перехода в режим полной блокировки трафика через границу технологической сети.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

В рамках обеспечения требований законодательства, нормативно-правовых актов РФ (Приказ ФСТЭК России № 31 от 14.03.2014 г., Приказ ФСТЭК России № 239 от 25.12.2017) и ЛНД Компании основные проектные решения, комплекты проектной и рабочей документации АСУ ТП/ОКИИ должны быть дополнены разделами по информационной безопасности.

Разделы информационной безопасности указанных документов могут быть оформлены как в виде отдельных томов, так и в виде дополнения соответствующих томов документации на АСУ ТП/ОКИИ.

Допускается добавление перечня документов, требуемых для описания подсистемы информационной безопасности, внедряемой АСУ ТП/ОКИИ. Конкретный перечень необходимых документов должен быть явно указан при разработке и согласовании Частного технического задания на подсистему защиты.

Эксплуатационная и организационно-распорядительная документация в части ИБ АСУ ТП/ОКИИ должна быть разработана по факту проведения пуско-наладочных работ.

9. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ АСУ ТП И ОТДЕЛЬНЫМ СРЕДСТВАМ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ (РЕКОМЕНДУЕМЫЕ)

9.1. МАШИННЫЕ НОСИТЕЛИ ИНФОРМАЦИИ

Машинные носители информации, используемые для хранения резервных копий должны удовлетворять следующим техническим характеристикам:

- иметь ёмкость для резервных копий баз данных, журналов событий, конфигурационных файлов ППО АСУ ТП, активного коммутационного оборудования, средств АВЗ, средств МЭ, образов жестких дисков АРМ и серверов АСУ ТП, обеспечивающую срок хранения журналов (глубина архива) событий не менее 1 года со дня фиксации последнего события;
- иметь ёмкость не менее 1000 ГБ (1 ТБ) для резервных копий баз данных, журналов событий, образов жестких дисков АРМ и серверов АСУ ТП;
- иметь ёмкость не менее 128 ГБ для резервных копий конфигурационных файлов ППО АСУ ТП, активного коммутационного оборудования, средств АВЗ и средств МЭ.

9.2. СРЕДСТВА МЕЖСЕТЕВОГО ЭКРАНИРОВАНИЯ

Межсетевое экранирование является основным механизмом обеспечения защиты и сегментации технологических сетей АСУ ТП.

Конфигурация МЭ, установленных между технологическими сетями АСУ ТП и прочими сетями ОГ, а также МЭ промышленных сетей связи должна отвечать следующим требованиям:

- должны быть запрещены любые соединения, кроме явно разрешенных;
- входящие сетевые соединения в технологические сети АСУ ТП из прочих сетей ОГ должны быть запрещены;

-
- порты и сервисы между корпоративными сетями и технологическими сетями АСУ ТП предоставляются на индивидуальной основе под конкретный случай. Обоснованием должна служить согласованная с СБ ОГ заявка на открытие порта или сервиса;
 - все правила политик безопасности МЭ должны содержать сетевые адреса (группы адресов) или идентификаторы (группы идентификаторов) источников и назначений сетевых соединений, порты и протоколы;
 - должен быть разрешен минимально необходимый исходящий трафик из технологических сетей АСУ ТП. Например, только для предоставления данных технологических процессов на серверы исторических данных и отчетов, к ОРС-интерфейсам.

Средства межсетевого экранирования должны удовлетворять следующим техническим характеристикам:

- L2/L3;
- межсетевое экранирование (FW) и NAT;
- IPsec VPN контроль на прикладном уровне (Application Control) на стыке корпоративной сети и сети АСУТП;
- фильтрацию URL (URL filtering);
- механизмы защиты: Firewall/Antivirus/IDS;
- должно быть предусмотрено резервирование средств МЭ на стыке корпоративной сети и сети АСУТП.

Применяемый МЭ должен выполнять следующие основные функции:

- обеспечение фильтрации входящего и исходящего сетевого трафика на сетевом, транспортном и прикладном уровнях на основе заданных правил фильтрации;
- регистрация и учет фильтруемых входящих и исходящих пакетов (данных) коммуникационных протоколов сетевого уровня с указанием атрибутов фильтруемых пакетов, времени, результата фильтрации и др.;
- идентификация и аутентификация входящих и исходящих запросов на установление соединений (протокольных блоков данных коммуникационных протоколов транспортного уровня);
- фильтрация запросов на установление соединений на основе заданных правил фильтрации;
- регистрация и учет фильтруемых входящих и исходящих запросов на установление соединений с указанием атрибутов фильтруемых пакетов, времени, результата фильтрации и др.;
- обеспечение трансляции на транспортном и прикладном уровнях (прокси) для определенных протоколов;
- регистрация и учет попыток нарушения заданных в МЭ правил фильтрации;

- идентификация и аутентификация инженера по эксплуатации СрЗИ при попытке доступа к МЭ;
- регистрация и учет входа/выхода инженера по эксплуатации СрЗИ в систему/из системы МЭ с указанием атрибутов субъекта, результата регистрируемого события и др.;
- контроль и анализ легитимности действий, выполняемых с административными полномочиями;
- контроль целостности программной части МЭ;
- фильтрация вредоносного ПО;
- блокирование внешних атак.

Для защиты сетевой инфраструктуры АСУ ТП от несанкционированного доступа на периметре технологической сети рекомендуется применение МЭ, сертифицированных по требованиям безопасности информации:

- АСУ ТП класса защищенности/категории значимости К1 – МЭ, соответствующие 4 классу защиты;
- АСУ ТП класса защищенности/категории значимости К2 – МЭ, соответствующие 5 классу защиты;
- АСУ ТП класса защищенности/категории значимости К3 – МЭ, соответствующие 6 классу защиты.

Администрирование и конфигурирование МЭ должно осуществляться с локальной консоли, доступ к которой физически ограничен, либо с использованием защищенных протоколов сетевого взаимодействия. Административный доступ к МЭ должен быть разрешен только с сетевых адресов специально выделенных для этого рабочих станций.

При выборе средств МЭ, следует учитывать рекомендованные производителем или поставщиком АСУ ТП технические и программные средства защиты.

В качестве пограничных МЭ между корпоративной и технологическими сетями должны применяться МЭ, утвержденные для применения в сетях связи Компании.

9.3. СРЕДСТВА АКТИВНОГО СЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Активное сетевое оборудование должно размещаться в защищенных помещениях, в запираемых шкафах. Логический доступ к любому активному сетевому оборудованию должен предоставляться только после успешного прохождения процедур идентификации. Все порты и сетевые интерфейсы, не используемые в ходе эксплуатации оборудования, должны быть отключены или опечатаны.

Удаленное управление активным сетевым оборудованием должно осуществляться при условии выполнения следующих требований:

- безопасной идентификации и аутентификации администраторов;
- по защищенному протоколу;

- с фиксированных сетевых адресов;
- с обязательной регистрацией всех событий входа, а также вводимых администраторами команд в журналах регистрации.

Все соединения с активным сетевым оборудованием должны быть защищены паролем.

Консольные порты активного сетевого оборудования должны отключаться после установленного периода неактивности.

На всём активном сетевом оборудовании должны быть отключены все неиспользуемые сервисы и должна быть включена регистрация событий. В обязательном порядке должны регистрироваться события:

- доступа администраторов к активному сетевому оборудованию;
- действия администраторов, включая внесение изменений в конфигурации;
- установка обновлений;
- ошибки и сбои в работе оборудования;
- сетевые события, такие как результат попытки установления соединения, результаты аутентификации, включение и отключение каналов связи и пр.

Хранение журналов регистрации должно осуществляться на выделенном сервере.

Для быстрого восстановления конфигурации активного сетевого оборудования технологической сети АСУ ТП ее резервные копии должны быть сохранены на соответствующих носителях.

Средства АСО, применяемые для защиты на втором уровне АСУ ТП, должны удовлетворять следующим техническим и функциональным характеристикам:

- интерфейсы:
 - a) 10/100/1000Base-T количество портов на коммутаторе выбирается исходя из потребностей работы АСУ ТП, с учётом наличия не менее 50% свободных портов от числа использованных для возможности расширения АСУ ТП;
 - b) 10/100/1000Base-T/SFP не менее 2 портов.
- VLAN:
 - a) группы VLAN;
 - b) 802.1Q Tagged VLAN;
 - c) VLAN на основе порта;
 - d) 802.1v Protocol VLAN;
 - e) VLAN на основе MAC-адресов;
 - f) VLAN Trunking.
- безопасность:
 - a) SSH v2;

- b) SSL v1/v2/v3;
- c) Port Security;
- d) привязка IP-МАС-Port;
- e) защита от широковещательного/многоадресного/одноадресного шторма;
- f) сегментация трафика.

9.4. ИСТОЧНИКИ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

Все активное серверное и сетевое оборудование, СрЗИ должно обеспечиваться источниками бесперебойного питания (ИБП). ИБП должны обладать следующими техническими и функциональными характеристиками:

- в случае сбоя постоянного источника электропитания должен обеспечить работоспособность технических средств защиты АСУ ТП не менее 60 минут;
- должна быть предусмотрена предупредительная сигнализация о необходимости замены аккумулятора;
- должна быть предусмотрена визуальная и звуковая сигнализация нештатного состояния;
- должен быть предусмотрен механизм автоматического включения зарядного устройства ИБП при восстановлении подачи электроснабжения;
- должна быть предусмотрена возможность контроля и управления ИБП через ЛВС с использованием протокола SNMPv3;
- должна быть предусмотрена возможность отключения неиспользуемых сетевых протоколов.

Надежность электроснабжения СрЗИ АСУ ТП должна соответствовать требованиям нормативных и технических документов к устройству электроустановок, относимых к особой группе энергоприемников первой категории.

9.5. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

Программно-технические средства в АСУ ТП должны обладать следующими возможностями:

- отключение всех служб и сервисов на АРМ и серверах управления АСУ ТП, не используемых в процессе эксплуатации и сопровождения АСУ ТП (при наличии технической возможности). При необходимости данные службы, сервисы и функции должны иметь возможность включения на определенный период времени в соответствии с требованиями по управлению конфигурацией АСУ ТП;
- все коммуникационные порты, порты ввода-вывода и интерфейсы на оборудовании АСУ ТП, включая АРМ, серверы управления, коммуникационное оборудование,

не используемые в процессе эксплуатации и сопровождения АСУ ТП, должны иметь возможность отключения или блокировки;

- в BIOS АРМ операторов и инженерных станций АСУ ТП, серверов управления АСУ ТП должна быть возможность запрета загрузки операционных систем с иных носителей, кроме жесткого диска компьютеров и серверов;
- безопасная конфигурация параметров АСУ ТП и СРЗИ АСУ ТП должна быть документирована.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

№ П/П	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
1	2
1.	<i>Правила устройства электроустановок, утвержденные приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 № 204.</i>
2.	<i>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности нефтегазоперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 29.03.2016 № 125.</i>
3.	<i>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 № 96.</i>
4.	<i>ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.</i>
5.	<i>ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.</i>
6.	<i>ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы.</i>
7.	<i>ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем</i>
8.	<i>ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.</i>
9.	<i>ГОСТ 24.701-86. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения.</i>
10.	<i>ГОСТ 21958-76 Система «Человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.</i>
11.	<i>ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.</i>
12.	<i>ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.</i>
13.	<i>ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью.</i>

№ П/П	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
1	2
14.	<i>ГОСТ 27.301-95 Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.</i>
15.	<i>ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения.</i>
16.	<i>ГОСТ Р 8.596-2002. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</i>
17.	<i>МИ 2439-97. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля.</i>
18.	<i>МИ 2440-97. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов.</i>
19.	<i>РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.</i>
20.	<i>СП 77.13330.2016 Системы автоматизации.</i>
21.	<i>Положение Компании «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 Р-0389.</i>
22.	<i>Положение Компании «Информационная безопасность. Автоматизированные системы управления технологическими процессами» № ПЗ-11 Р-0012.</i>

В случае отмены вышеуказанных руководящих и нормативных документов необходимо руководствоваться актуализированными редакциями данных документов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ПРОТОКОЛ КУСТОВОГО КОНТРОЛЛЕРА

Синхронизация даты и времени

Holding-регистры (Modbus func 3, 16)						
Синхронизация даты и времени						
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Тип данных	Чтение	Запись
1101	R/W	uint16	Дата\время RTC - день	DINT	DateTime[2]	DateTime_Set[2]
1102	R/W	uint16	Дата\время RTC - месяц	DINT	DateTime[1]	DateTime_Set[1]
1103	R/W	uint16	Дата\время RTC - год	DINT	DateTime[0]	DateTime_Set[0]
1104	R/W	uint16	Дата\время RTC - час	DINT	DateTime[3]	DateTime_Set[3]
1105	R/W	uint16	Дата\время RTC - минута	DINT	DateTime[4]	DateTime_Set[4]
1106	R/W	uint16	Дата\время RTC - секунда	DINT	DateTime[5]	DateTime_Set[5]
			Команда на выполнение синхронизации	BOOL		SetTime

Структура адресов регистров протокола Modbus-RTU, Modbus-TCP
Сигналы полевого уровня (текущие данные)

Holding-регистры (Cmd = 3, 16)

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
0	R	uint16	Бит 0: «1» - Признак локального изменения конфигурации сигналов DI/ «0» - нет изменений Бит 1: «1» - Признак локального изменения конфигурации сигналов AI/ «0» - нет изменений Бит 2: «1» - Признак локального изменения конфигурации сигналов IMP/ «0» - нет изменений Бит 2: «1» - Признак локального изменения конфигурации сигналов DO/ «0» - нет изменений
1	RW	uint16	Номер страницы дискретных каналов (сейчас это всегда 0)
2	R	uint16	DI01 - DI16 значение дискретных каналов
3	R	uint16	DI17 - DI32 значение дискретных каналов
4	R	uint16	DI33 - DI48 значение дискретных каналов
5	R	uint16	DI49 - DI64 значение дискретных каналов
6	R	uint16	DI01 - DI16 статус дискретных каналов
7	R	uint16	DI17 - DI32 статус дискретных каналов
8	R	uint16	DI33 - DI48 статус дискретных каналов
9	R	uint16	DI49 - DI64 статус дискретных каналов
10	RW	uint16	Номер страницы аналоговых каналов (сейчас это всегда 0)
11	R	float	Значение аналогового канала №1 (в физ. единицах измерен.)
13	R	uint16	Битовое слово канала №1
14	R	float	Значение аналогового канала №2 (в физ. единицах измерен.)
16	R	uint16	Битовое слово канала №2
17	R	float	Значение аналогового канала №3 (в физ. единицах измерен.)
19	R	uint16	Битовое слово канала №3
20	R	float	Значение аналогового канала №4 (в физ. единицах измерен.)
22	R	uint16	Битовое слово канала №4
23	R	float	Значение аналогового канала №5 (в физ. единицах измерен.)
25	R	uint16	Битовое слово канала №5
26	R	float	Значение аналогового канала №6 (в физ. единицах измерен.)
28	R	uint16	Битовое слово канала №6
29	R	float	Значение аналогового канала №7 (в физ. единицах измерен.)
31	R	uint16	Битовое слово канала №7
32	R	float	Значение аналогового канала №8 (в физ. единицах измерен.)

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
34	R	uint16	Битовое слово канала №8
35	R	float	Значение аналогового канала №9 (в физ. единицах измерен.)
37	R	uint16	Битовое слово канала №9
38	R	float	Значение аналогового канала №10 (в физ. единицах измерен.)
40	R	uint16	Битовое слово канала №10
41	R	float	Значение аналогового канала №11 (в физ. единицах измерен.)
43	R	uint16	Битовое слово канала №11
44	R	float	Значение аналогового канала №12 (в физ. единицах измерен.)
46	R	uint16	Битовое слово канала №12
47	R	float	Значение аналогового канала №13 (в физ. единицах измерен.)
49	R	uint16	Битовое слово канала №13
50	R	float	Значение аналогового канала №14 (в физ. единицах измерен.)
52	R	uint16	Битовое слово канала №14
53	R	float	Значение аналогового канала №15 (в физ. единицах измерен.)
55	R	uint16	Битовое слово канала №15
56	R	float	Значение аналогового канала №16 (в физ. единицах измерен.)
58	R	uint16	Битовое слово канала №16
59	R	float	Значение аналогового канала №17 (в физ. единицах измерен.)
61	R	uint16	Битовое слово канала №17
62	R	float	Значение аналогового канала №18 (в физ. единицах измерен.)
64	R	uint16	Битовое слово канала №18
65	R	float	Значение аналогового канала №19 (в физ. единицах измерен.)
67	R	uint16	Битовое слово канала №19
68	R	float	Значение аналогового канала №20 (в физ. единицах измерен.)
70	R	uint16	Битовое слово канала №20
71	R	float	Значение аналогового канала №21 (в физ. единицах измерен.)
73	R	uint16	Битовое слово канала №21
74	R	float	Значение аналогового канала №22 (в физ. единицах измерен.)
76	R	uint16	Битовое слово канала №22
77	R	float	Значение аналогового канала №23 (в физ. единицах измерен.)
79	R	uint16	Битовое слово канала №23
80	R	float	Значение аналогового канала №24 (в физ. единицах измерен.)
82	R	uint16	Битовое слово канала №24
83	R	float	Значение аналогового канала №25 (в физ. единицах измерен.)
85	R	uint16	Битовое слово канала №25
86	R	float	Значение аналогового канала №26 (в физ. единицах измерен.)
88	R	uint16	Битовое слово канала №26
89	R	float	Значение аналогового канала №27 (в физ. единицах измерен.)
91	R	uint16	Битовое слово канала №27
92	R	float	Значение аналогового канала №28 (в физ. единицах измерен.)
94	R	uint16	Битовое слово канала №28
95	R	float	Значение аналогового канала №29 (в физ. единицах измерен.)
97	R	uint16	Битовое слово канала №29
98	R	float	Значение аналогового канала №30 (в физ. единицах измерен.)

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
100	R	uint16	Битовое слово канала №30
101	R	float	Значение аналогового канала №31 (в физ. единицах измерен.)
103	R	uint16	Битовое слово канала №31
104	R	float	Значение аналогового канала №32 (в физ. единицах измерен.)
106	R	uint16	Битовое слово канала №32
107	R	float	Значение аналогового канала №33 (в физ. единицах измерен.)
109	R	uint16	Битовое слово канала №33
110	R	float	Значение аналогового канала №34 (в физ. единицах измерен.)
112	R	uint16	Битовое слово канала №34
113	R	float	Значение аналогового канала №35 (в физ. единицах измерен.)
115	R	uint16	Битовое слово канала №35
116	R	float	Значение аналогового канала №36 (в физ. единицах измерен.)
118	R	uint16	Битовое слово канала №36
119	R	float	Значение аналогового канала №37 (в физ. единицах измерен.)
121	R	uint16	Битовое слово канала №37
122	R	float	Значение аналогового канала №38 (в физ. единицах измерен.)
124	R	uint16	Битовое слово канала №38
125	RW	uint16	Номер страницы счетчиков (сейчас это всегда 0)
126	R	ulong	Значение счётчика №1 (количество импульсов с момента сброса)
128	R	ulong	Значение счётчика №2 (количество импульсов с момента сброса)
130	R	ulong	Значение счётчика №3 (количество импульсов с момента сброса)
132	R	ulong	Значение счётчика №4 (количество импульсов с момента сброса)
134	R	ulong	Значение счётчика №5 (количество импульсов с момента сброса)
136	R	ulong	Значение счётчика №6 (количество импульсов с момента сброса)
138	R	ulong	Значение счётчика №7 (количество импульсов с момента сброса)
140	R	ulong	Значение счётчика №8 (количество импульсов с момента сброса)
142	R	ulong	Значение счётчика №9 (количество импульсов с момента сброса)
144	R	ulong	Значение счётчика №10 (количество импульсов с момента сброса)
146	R	ulong	Значение счётчика №11 (количество импульсов с момента сброса)
148	R	ulong	Значение счётчика №12 (количество импульсов с момента сброса)
150	R	ulong	Значение счётчика №13 (количество импульсов с момента сброса)
152	R	ulong	Значение счётчика №14 (количество импульсов с момента сброса)
154	R	ulong	Значение счётчика №15 (количество импульсов с момента сброса)
156	R	ulong	Значение счётчика №16 (количество импульсов с момента сброса)
158	R	ulong	Значение счётчика №17 (количество импульсов с момента сброса)
160	R	ulong	Значение счётчика №18 (количество импульсов с момента сброса)

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
162	R	ulong	Значение счётчика №19 (количество импульсов с момента сброса)
164	R	ulong	Значение счётчика №20 (количество импульсов с момента сброса)
166	R	ulong	Значение счётчика №21 (количество импульсов с момента сброса)
168	R	ulong	Значение счётчика №22 (количество импульсов с момента сброса)
170	R	ulong	Значение счётчика №23 (количество импульсов с момента сброса)
172	R	ulong	Значение счётчика №24 (количество импульсов с момента сброса)
174	R	ulong	Значение счётчика №25 (количество импульсов с момента сброса)
176	R	ulong	Значение счётчика №26 (количество импульсов с момента сброса)
178	R	ulong	Значение счётчика №27 (количество импульсов с момента сброса)
180	R	ulong	Значение счётчика №28 (количество импульсов с момента сброса)
182	R	ulong	Значение счётчика №29 (количество импульсов с момента сброса)
184	R	ulong	Значение счётчика №30 (количество импульсов с момента сброса)
186	R	ulong	Значение счётчика №31 (количество импульсов с момента сброса)
188	R	ulong	Значение счётчика №32 (количество импульсов с момента сброса)

Команда обнуления счётчиков (Cmd = 16)			
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
190	W	uint16	3 = Команда обнуления счётчиков
191	W	uint16	Номер счётчика (от 1 до 32)
192	W	uint16	Количество счётчиков, которые следует обнулить
Команда чтения/записи выходных каналов контроллера DO (Cmd = 1,5)			
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
0	R/W	bit	Канал 0 дискретного выходного модуля
1	R/W	bit	Канал 1 дискретного выходного модуля
2	R/W	bit	Канал 2 дискретного выходного модуля
3	R/W	bit	Канал 3 дискретного выходного модуля
4	R/W	bit	Канал 4 дискретного выходного модуля
5	R/W	bit	Канал 5 дискретного выходного модуля

6	R/W	bit	Канал 6 дискретного выходного модуля
7	R/W	bit	Канал 7 дискретного выходного модуля
8	R/W	bit	Канал 8 дискретного выходного модуля
9	R/W	bit	Канал 9 дискретного выходного модуля
10	R/W	bit	Канал 10 дискретного выходного модуля
11	R/W	bit	Канал 11 дискретного выходного модуля
		Статус дискретного канала	
		состояние бита канала	Битовое слово
		/0	отказ датчика либо неисправность цепи/норма датчика
		Статус аналогового канала	
		№ бита	Битовое слово
		/0	отказ датчика (итог на основе значения битов 1 и 2)
		/1	отказ датчика верхний (короткое замыкание)
		/2	отказ датчика нижний (обрыв цепи)
		/3	НН (значение больше верхнего аварийного порога)
		/4	Н (значение больше верхнего предаварийного порога)
		/5	L (значение меньше нижнего предаварийного порога)
		/6	LL (значение меньше нижнего аварийного порога)
		/7	
		/8	
		/9	
		/10	
		/11	
		/12	
		/13	
		/14	
		/15	

Для каждого канала (дискретного, аналогового или счетчика) может быть привязан свой источник данных. Он может быть либо программным (сигнал с устройства опрашиваемого через RS485 интерфейс), либо физическим входом контроллера. Конфигурирование сигнала может осуществляться как локально (используя пакет разработки ПО или функционал графической панели), так и удаленно (с графического интерфейса системы верхнего уровня).

Состояние кранов шаровых (КШ)

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
700	R	uint16	Состояние КШ1
701	R	uint16	Состояние КШ2
702	R	uint16	Состояние КШ3
703	R	uint16	Состояние КШ4
704	R	uint16	Состояние КШ5
705	R	uint16	Состояние КШ6
706	R	uint16	Состояние КШ7
707	R	uint16	Состояние КШ8
708	R	uint16	Состояние КШ9
709	R	uint16	Состояние КШ10
710	R	uint16	Состояние КШ11
711	R	uint16	Состояние КШ12
712	R	uint16	Состояние КШ13
713	R	uint16	Состояние КШ14
714	R	uint16	Состояние КШ15
715	R	uint16	Состояние КШ16
716	R	uint16	Состояние КШ17
717	R	uint16	Состояние КШ18
718	R	uint16	Состояние КШ19
719	R	uint16	Состояние КШ20
720	R	uint16	Состояние КШ21
721	R	uint16	Состояние КШ22
722	R	uint16	Состояние КШ23
723	R	uint16	Состояние КШ24
724	R	uint16	Состояние КШ25
725	R	uint16	Состояние КШ26
726	R	uint16	Состояние КШ27
727	R	uint16	Состояние КШ28
728	R	uint16	Состояние КШ29
729	R	uint16	Состояние КШ30
730	R	uint16	Состояние КШ31
731	R	uint16	Состояние КШ32

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
732	R	uint16	Состояние КШ33
733	R	uint16	Состояние КШ34
734	R	uint16	Состояние КШ35
735	R	uint16	Состояние КШ36
736	R	uint16	Состояние КШ37
737	R	uint16	Состояние КШ38
738	R	uint16	Состояние КШ39
739	R	uint16	Состояние КШ40
740	R	uint16	Состояние КШ41
741	R	uint16	Состояние КШ42
742	R	uint16	Состояние КШ43
743	R	uint16	Состояние КШ44
744	R	uint16	Состояние КШ45
745	R	uint16	Состояние КШ46
746	R	uint16	Состояние КШ47
747	R	uint16	Состояние КШ48
748	R	uint16	Состояние КШ49
749	R	uint16	Состояние КШ50
750	R	uint16	Состояние КШ51
751	R	uint16	Состояние КШ52
752	R	uint16	Состояние КШ53
753	R	uint16	Состояние КШ54
754	R	uint16	Состояние КШ55
755	R	uint16	Состояние КШ56
756	R	uint16	Состояние КШ57
757	R	uint16	Состояние КШ58
758	R	uint16	Состояние КШ59
759	R	uint16	Состояние КШ60
760	R	uint16	Состояние КШ61
761	R	uint16	Состояние КШ62
762	R	uint16	Состояние КШ63
763	R	uint16	Состояние КШ64
764	R	uint16	Состояние КШ65
765	R	uint16	Состояние КШ66
766	R	uint16	Состояние КШ67
767	R	uint16	Состояние КШ68
768	R	uint16	Состояние КШ69
769	R	uint16	Состояние КШ70
770	R	uint16	Состояние КШ71

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
771	R	uint16	Состояние КШ72
772	R	uint16	Состояние КШ73
773	R	uint16	Состояние КШ74
774	R	uint16	Состояние КШ75
775	R	uint16	Состояние КШ76
776	R	uint16	Состояние КШ77
777	R	uint16	Состояние КШ78
778	R	uint16	Состояние КШ79
779	R	uint16	Состояние КШ80
780	R	uint16	Состояние КШ81
781	R	uint16	Состояние КШ82
782	R	uint16	Состояние КШ83
783	R	uint16	Состояние КШ84
784	R	uint16	Состояние КШ85
785	R	uint16	Состояние КШ86
786	R	uint16	Состояние КШ87
787	R	uint16	Состояние КШ88
788	R	uint16	Состояние КШ89
789	R	uint16	Состояние КШ90
790	R	uint16	Состояние КШ91
791	R	uint16	Состояние КШ92
792	R	uint16	Состояние КШ93
793	R	uint16	Состояние КШ94
794	R	uint16	Состояние КШ95
795	R	uint16	Состояние КШ96
796	R	uint16	Состояние КШ97
797	R	uint16	Состояние КШ98
798	R	uint16	Состояние КШ99
799	R	uint16	Состояние КШ100
800	R	uint16	Состояние КШ101
801	R	uint16	Состояние КШ102
802	R	uint16	Состояние КШ103
803	R	uint16	Состояние КШ104
804	R	uint16	Состояние КШ105
805	R	uint16	Состояние КШ106
806	R	uint16	Состояние КШ107
807	R	uint16	Состояние КШ108
808	R	uint16	Состояние КШ109
809	R	uint16	Состояние КШ110

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
810	R	uint16	Состояние КШ111
811	R	uint16	Состояние КШ112
812	R	uint16	Состояние КШ113
813	R	uint16	Состояние КШ114
814	R	uint16	Состояние КШ115
815	R	uint16	Состояние КШ116
816	R	uint16	Состояние КШ117
817	R	uint16	Состояние КШ118
818	R	uint16	Состояние КШ119
819	R	uint16	Состояние КШ120
820	R	uint16	Состояние КШ121
821	R	uint16	Состояние КШ122
822	R	uint16	Состояние КШ123
823	R	uint16	Состояние КШ124
824	R	uint16	Состояние КШ125
825	R	uint16	Состояние КШ126
826	R	uint16	Состояние КШ127
827	R	uint16	Состояние КШ128
828	R	uint16	Состояние КШ129
829	R	uint16	Состояние КШ130
830	R	uint16	Состояние КШ131
831	R	uint16	Состояние КШ132
832	R	uint16	Состояние КШ133
833	R	uint16	Состояние КШ134
834	R	uint16	Состояние КШ135
835	R	uint16	Состояние КШ136
836	R	uint16	Состояние КШ137
837	R	uint16	Состояние КШ138
838	R	uint16	Состояние КШ139
839	R	uint16	Состояние КШ140
840	R	uint16	Состояние КШ141
841	R	uint16	Состояние КШ142
842	R	uint16	Состояние КШ143
843	R	uint16	Состояние КШ144
844	R	uint16	Состояние КШ145
845	R	uint16	Состояние КШ146
846	R	uint16	Состояние КШ147
847	R	uint16	Состояние КШ148
848	R	uint16	Состояние КШ149

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
849	R	uint16	Состояние КШ150
850	R	uint16	Состояние КШ151
851	R	uint16	Состояние КШ152
852	R	uint16	Состояние КШ153
853	R	uint16	Состояние КШ154
854	R	uint16	Состояние КШ155
855	R	uint16	Состояние КШ156
856	R	uint16	Состояние КШ157
857	R	uint16	Состояние КШ158
858	R	uint16	Состояние КШ159
859	R	uint16	Состояние КШ160
860	R	uint16	Состояние КШ161
861	R	uint16	Состояние КШ162
862	R	uint16	Состояние КШ163
863	R	uint16	Состояние КШ164
864	R	uint16	Состояние КШ165
865	R	uint16	Состояние КШ166
866	R	uint16	Состояние КШ167

Состояния	
бит 0	Вмешательство оператора
бит 1	Авария (аппаратный сигнал)
бит 2	Местное управление
бит 3	Отказ концевиков
бит 4	Открыта
бит 5	Закрыта
бит 6	Отказ открытия
бит 7	Отказ закрытия
бит 8	Авария (программный сигнал)
бит 9	только для КШ: управление заблокировано (алгоритм ГЗУ)
бит 10	Дистанционное управление
бит 11	Неопределенное положение
Команды	
1	Сбросить аварии
2	Перевести в режим "Дистанционное управление"
3	Перевести в режим "Местное управление"

4	Открыть
5	Закрыть
6	Стоп

Буфер ГЗУ



Holding-регистры (Modbus func 3, 16)				
Версия от 12.12.2016 (Универсальная ГЗУ - light)				
Если какие-то параметры отсутствуют в технологической схеме оборудования, их значения всегда должны быть равны нулю; резервные регистры всегда должны быть равны нулю.				
<p>Для протокола Modbus RTU\TCP существует неопределенность порядка следования байтов при использовании многорегистровых переменных (float32, int32 и т.п.). В текущей версии ПО используется так называемое «middle-endian (PDP-endian)» представление двухрегистровых переменных, с порядком байтов при их передаче через сеть «1-0-3-2» (3 - самый старший байт, 0-самый младший байт).</p> <p>Пример: байт3 байт2 байт1 байт0 {0x41 0x45 0x85 0x1F} (шестнадцатичное) = 12.345 (десятичное) очередность передачи по протоколу Modbus: 0x85 0x1F 0x41 0x45</p>				
Синхронизация даты и времени				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
1101	R/W	uint16	Дата\время RTC – день	Диапазон: 1...31, запись других значений игнорируется.
1102	R/W	uint16	Дата\время RTC – месяц	Диапазон: 1...12, запись других значений игнорируется.
1103	R/W	uint16	Дата\время RTC – год	Отображается в формате 2001...2016
1104	R/W	uint16	Дата\время RTC – час	Диапазон: 0...23, запись

				других значений игнорируется.
1105	R/W	uint16	Дата\время RTC – минута	Диапазон: 0...59, запись других значений игнорируется.
1106	R/W	uint16	Дата\время RTC – секунда	Диапазон: 0...59, запись других значений игнорируется.
Идентификация версии программного обеспечения				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
1107	R/W	uint16	Код производителя и тип блочного оборудования	Формат не определён
1108	R/W	uint16	Идентификатор ПО	Формат не определён
1109	R/W	uint32	Версия и дата сборки ПО	Формат числа ВВГГММДД, где: ВВ – номер версии ПО ИУ ГГММДД – дата введения подверсии ПО ИУ ГГ – год ММ – месяц ДД – день
Обеспечение расширенного применения карты адресов регистров ГЗУ				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
1111	R/W	uint16	Порядковый номер ГЗУ (1-4)	
Команды управления				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
1112	R/W	uint16	Целевой отвод переключателя (от 0xFFFF, 0, 1 - 28)	По-умолчанию "0xFFFF", что означает отсутствие команды. 0 означает команду "Переключить на следующий отвод", значения от 1 до 28 - целевой номер отвода. После выполнения команды контроллер должен формировать в этом регистре значение "0xFFFF".
1113	R/W	uint16	Отвод непрерывного измерения (от 0 до 28)	Номер отвода; если 0, значит отвод не задан, контроллер работает штатно

1114	R/W	uint16	Команды от системы верхнего уровня	<p>Бит 00 - сброс аварий (при значении "1")</p> <p>Бит 01 - пропуск стабилизации (при значении "1")</p> <p>устанавливается в "1" системой телемеханики для принудительного завершения фазы стабилизации, сбрасывается в "0" контроллером сразу же при обнаружении;</p> <p>Бит 02 - пропуск измерения (при значении "1")</p> <p>Бит 03 - Сбросить признак наличия замера в архиве (при значении "1")</p> <p>Бит 04 - Сбросить признак локального изменения конфигурации отводов (при значении "1")</p> <p>Бит 14 - стоп измерения (досрочное завершение текущего измерения с сохранением результатов в архив (если длительность измерения более 5 минут); дальнейшие действия контроллера определяются его режимом работы: в местном автоматическом режиме он переключается на следующий отвод и начинает новое измерение).</p>
1115	R/W	uint16	Блокировка переключателя скважин	1=алгоритм блокирован, переключения между скважинами контроллер ГЗУ не выполняет до тех пор, пока блокировка не будет снята с верхнего уровня или с графической панели по месту
1116	R/W	uint16	резерв	
...			резерв	
1129	R/W	uint16	резерв	
Конфигурирование отводов				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание

1130	R/W	uint16	Команда от системы верхнего уровня	1 = прочитать конфигурацию отвода на верхний уровень, 2 = записать конфигурацию отвода в память контроллера, 3 = очистка (обнуление) конфигурации всех отводов; после выполнения команды контроллер обнуляет этот регистр.
1131	R/W	uint16	Индекс для выбора просматриваемого\редактируемого отвода на ГЗУ	Диапазон: 1...28. При выходе за диапазон контроллер должен обнулять этот регистр.
1132	R/W	uint16	Дополнительные опции скважины	Бит 00 - замер по скважине подтвержден (при значении "1") Бит 01 - «0» - постоянная скважина / «1» - периодическая скважина
1133	R/W	uint16	Индекс скважины на НДС	Сквозной номер скважины в числовом формате от 1 до 42, обозначающий порядковый номер скважины на НДС. Номер скважины на НДС не зависит от типа скважины (нефтяная, водозаборная, нагнетательная) и является уникальным в рамках НДС. Запись значения "0" в этот параметр приводит к очистке конфигурации скважины на этом отводе (все параметры по этой скважине обнуляются программой контроллера).
1134	R/W	char[8]	Геологический номер скважины	Номер скважины в формате строки (8 символов), обозначающий геологический номер скважины на отводе. После окончания измерения помещается в архив вместе с номером отвода, для идентификации объекта измерения. Применяется кодировка "Windows-1251" ('й'=233).

1138	R/W	uint16	Длительность замера, мин	Необходимая для получения корректных результатов длительность измерения параметров дебита скважины. Не включает в себя длительность фазы стабилизации подачи. Диапазон: 0...2880 минут, новое значение проверяется на соответствие границам, при выходе за них принимается значение ближайшей границы.
1139	R/W	float32	Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	Указывается плотность нефти в случае, определенная лабораторным способом по пробе, с приведением в ст. условия. Задаётся с верхнего уровня, если ГЗУ не измеряет этот параметр самостоятельно. Диапазон: 500 : 1000 кг/м ³ , новое значение проверяется на соответствие границам, при выходе за них новое значение игнорируется, остаётся прежнее значение.
1141	R/W	float32	Плотность пластовой воды в стандартных условиях, кг/м ³	Указывается плотность пластовой воды, определенная лабораторным способом по пробе, с приведением в ст. условия. Диапазон: 1000 ... 1300 кг/м ³ , новое значение проверяется на соответствие границам, при выходе за них новое значение игнорируется, остаётся прежнее значение.
1143	R/W	float32	Плотность свободного газа в стандартных условиях, кг/м ³	Указывается плотность свободного попутного нефтяного газа, определенная лабораторным способом по пробе, отобранной в условиях работы сепаратора, с приведением в ст. условия. Диапазон: 0,560 ... 5 кг/м ³ , новое значение проверяется на соответствие границам, при выходе за них новое значение игнорируется,

				остаётся прежнее значение.
1145	R/W	float32	Процент воды по пробе, %	Значение объемной обводненности жидкости, определенный для стандартных условий 20°C и 0 МПа, на основе данных лаборатории физико-химического анализа (ЛФХА). Диапазон: 0,0 ... 100,0 , новое значение проверяется на соответствие границам, при выходе за них новое значение игнорируется, остаётся прежнее значение.
1147	R/W	float32	Плотность жидкости в стандартных условиях, кг/м3	Указывается, если этот параметр должен задаваться с верхнего уровня. Диапазон: 50 : 2000 кг/м3, новое значение проверяется на соответствие границам, при выходе за них новое значение игнорируется, остаётся прежнее значение.
1149	R/W	резерв		
...	R/W	резерв		
1200	R/W	резерв		
Текущее состояние ГЗУ и текущие показатели измерения дебита				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
1201	R	uint16	Текущий номер отвода	Значение от 1 до 28

1202	R	uint16	Состояние измерительной установки	Значение 0 – телезагрузка; Значение 1 – авария; Значение 2 – сброс накопительных сумм расходомеров ; Значение 3 – поиск отвода; Значение 4 – стабилизация подачи скважины; Значение 5 – измерение параметров дебита; Значение 6 – стоп.
1203	R	uint16	Биты отказа измерительной части	Бит 00: «1» – нет переключения; Бит 01: «1» – неверная последовательность; Бит 02: «1» – нулевой код положения отвода; Бит 03: «1» – код положения больше сконфигурированного числа; Бит 04: «1» – всегда 0; Бит 05: «1» – всегда 0; Бит 06: «1» – целевой отвод вне допустимого диапазона; Бит 07: «1» – ручное вмешательство \ переключение; Бит 08: «1» – отвод не найден, число попыток истекло; Бит 09: «1» – отказ встроенного переключателя скважин; Бит 10: «1» – переключатель скважин заблокирован.
1204	R	uint16	Биты параметров измерительной установки	Бит 0: «1» - Местный/ «0» - Дистанционный Бит 1: «1» - Ручной/ «0» - Автоматический Бит 2: «1» - Признак наличия новой записи в архиве/ «0» - Новой записи нет Бит 3: «1» - Признак локального изменения конфигурации отводов/ «0» - нет изменений

1205	R	uint32	Дата и время начала текущего измерения	Формат DATE_TIME_1118
1207	R	uint32	Прогнозируемые дата и время окончания текущего измерения	Формат DATE_TIME_1118
1209	R	uint16	Текущая длительность измерения, мин.	Количество минут с момента начала текущего измерения
1210	R	uint16	Состояние газоанализаторов ТБ	<p>Описания значений битов газоанализатор ТБ#1 (метан)</p> <p>бит00 - сработал порог 1 ТБ#1</p> <p>бит01 - сработал порог 2 ТБ#1</p> <p>бит02 - отказ газоанализатора ТБ#1</p> <p>бит07 - отсутствует газоанализатор ТБ#1</p> <p>газоанализатор ТБ#2 (сероводород)</p> <p>бит08 - сработал порог 1 ТБ#2</p> <p>бит09 - сработал порог 2 ТБ#2</p> <p>бит10 - отказ газоанализатора ТБ#2</p> <p>бит15 - отсутствует газоанализатор ТБ#2</p>
1211	R	uint16	Состояние газоанализаторов АБ	<p>Описания значений битов газоанализатор АБ</p> <p>бит00 - сработал порог 1 АБ</p> <p>бит01 - сработал порог 2 АБ</p> <p>бит02 - отказ газоанализатора АБ</p> <p>бит07 - отсутствует газоанализатор АБ</p>
1212	R	uint16	Состояние датчиков пожара	<p>0-всё ок</p> <p>1-пожар в ТБ</p> <p>2-пожар в АБ</p> <p>3-пожар в ТБ и АБ</p> <p>8-сработала система сигнализации силового шкафа</p> <p>128-не установлены</p>

1213	R	uint16	Состояние датчиков несанкционированного доступа	0-всё ок 1-доступ в ТБ 2-доступ в АБ 3-доступ в ТБ и АБ 4-доступ к СУ 5-доступ к СУ и в ТБ 6-доступ к СУ и в АБ 7-доступ к СУ и в ТБ,АБ 128-не установлены
1214	R	uint16	Контроль вентиляторов ТБ	Описания значений битов состояние вентилятора ТБ#1 (метан) бит00 - состояние пускателя бит01 - состояние реле ПЛК бит02 - нет входа контроля пускателя бит03 - нет выхода реле ПЛК бит04 - авария вентилятора бит07 - нет вентилятора состояние вентилятора ТБ#2 (сероводород) бит08 - состояние пускателя бит09 - состояние реле ПЛК бит10 - нет входа контроля пускателя бит11 - нет выхода реле ПЛК бит12 - авария вентилятора бит15 - нет вентилятора
1215	R	float32	Температура помещения АБ, °С	
1217	R	float32	Температура помещения ТБ, °С	
1219	R	uint16	Контроль обогревателей	Описания значений битов ==== состояние обогревателя ТБ ===== бит00 - состояние пускателя бит01 - состояние реле ПЛК бит02 - нет входа контроля пускателя бит03 - нет выхода реле ПЛК бит04 - авария обогревателя бит07 - нет обогревателя ==== состояние обогревателя АБ ===== бит08 - состояние пускателя бит09 - состояние реле ПЛК бит10 - нет входа контроля пускателя бит11 - нет выхода реле ПЛК

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

				бит12 - авария обогревателя бит15 - нет обогревателя
1220	R	float32	Избыточное давление жидкости, МПа	Усреднённые показатели измерения. Дополнительные правила вычисления величин (по ГОСТ Р 8.615-2005, с учётом растворённого газа или без и т.д.) зависят от конечного заказчика.
1222	R	float32	Температура жидкости, °С	
1224	R	float32	Температура газа, °С	
1226	R	float32	Плотность жидкости в раб.у., кг/м ³	
1228	R	float32	Плотность газа в раб.у., кг/м ³	
1230	R	float32	Дебит жидкости массовый, т/сут	
1232	R	float32	Дебит жидкости объёмный, м ³ /сут	
1234	R	float32	Дебит нефти массовый, т/сут	
1236	R	float32	Дебит свободного газа объёмный, приведенный к ст.у., ст.м ³ /сут	
1238	R	float32	Обводненность жидкости объёмная, ст.м ³ /ст.м ³ , %	
1240	R	float32	Дебит нефти объёмный, м ³ /сут	
1242	R	float32	Дебит воды массовый, т/сут	
1244	R	float32	Дебит воды объёмный, м ³ /сут	
1246	R	float32	Дебит жидкости с ТОРа, м ³ /сут	
...	R	...	резерв	
1270	R	uint16	резерв	

Архив измерений: При записи результата измерения в архив, каждая запись получает уникальный автоинкрементный ключ – индекс. Начальное значение автоинкрементного индекса устанавливается в 1 и потом инкрементируется с каждым новым измерением. Емкость архива зависит от ресурсов контроллера, если переполняется, то затираются самые старые записи при добавлении новых (индекс при этом не сбрасывается и продолжает инкрементироваться). Системе верхнего уровня для корректного считывания содержимого архива измерений на верхний уровень необходимо отслеживать состояние полей минимального и максимального индексов, и (при их

изменении) считывать новые записи, поочередно запрашивая их по индексу, помещая требуемый индекс записи в поле индекса запрашиваемой записи.

Архив измерений

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
1271	R/W	uint32	Индекс запрашиваемой системой верхнего уровня записи архива	
1273	R	uint16	Номер версии формата записи архива	Значение "0x00F1" указывает на соответствие формата записи архива, описанному в данном документе
1274	R	uint32	Минимальный индекс записи архива	
1276	R	uint32	Максимальный индекс записи архива	
1278	R	uint32	Индекс найденной по запросу записи архива	При успехе поиска соответствует индексу запрашиваемой записи архива, иначе выдается значение 0. Запись может отсутствовать в архиве по причине некорректного завершения замера – выполнен с длительностью измерения менее 5 минут или не был сохранен по причине отключения питания.
1280	R	char[8]	Геологический номер скважины	Номер скважины в формате строки (8 символов), обозначающий геологический номер скважины на отводе. После окончания измерения помещается в архив вместе с номером отвода, для идентификации объекта измерения. Применяется кодировка "Windows-1251" ('й'=233).
1284	R	uint16	Номер отвода (от 1 до 28)	
1285	R	uint32	Дата и время начала измерения	Формат DATE_TIME_1181

1287	R	uint32	Дата и время окончания измерения	Формат DATE_TIME_1181
1289	R	uint16	Длительность измерения, минут	
1290	R	uint16	Описание причины завершения измерения	Бит00: "1" - нормальное завершение измерения, по времени; Бит01: "1" - замер прерван в фазе стабилизации; Бит02: "1" - замер прерван в фазе измерения; Бит03: "1" - замер прерван по остановке скважины; Бит04: "1" - замер прерван по вмешательству оператора; Бит05: "1" - замер прерван контролем подачи (малый дебит); Бит06: "1" - замер прерван, т.к. ПСМ был переведен вручную; Бит07: "1" - замер прерван для перехода на АПВ скважину; Бит08: "1" - замер прерван, т.к. АПВ скважина не включилась; Бит09: "1" - замер принудительно прерван (АПВ не отключилась); Бит10: "1" - иная причина.
1291	R	float32	Среднее избыточное давление жидкости, МПа	Правила вычисления величин (по ГОСТ Р 8.615-2005, с учётом растворённого газа или без и т.д.) зависят от конечного заказчика.
1293	R	float32	Средняя температура жидкости, °С	
1295	R	float32	Средняя температура газа, °С	
1297	R	float32	GZU	
1299	R	float32	Средняя плотность газа в раб.у., кг/м3	
1301	R	float32	Средний массовый дебит жидкости, т/сут	
1303	R	float32	Средний объёмный дебит жидкости, м3/сут	
1305	R	float32	Средний массовый дебит нефти, т/сут	

1307	R	float32	Средний объемный дебит свободного газа, прив. к ст.у., м3/сут	
1309	R	float32	Средняя обводненность жидкости объемная, прив. к ст.у., %	
1311	R	float32	Средний объемный дебит нефти, прив. к ст.у., м3/сут	
1313	R	float32	Средний объемный дебит воды, прив. к ст.у., м3/сут	
1315	R	float32	Средний массовый дебит воды, т/сут	
1317	R	float32	Дебит жидкости с ТОРа, м3/сут	
...			резерв	
1399	R	uint16	резерв	

Конфигурирование каналов

Holding-регистры (Modbus func 3, 16)				
Поле "Команда, подаваемая с верхнего уровня" после выполнения принимает значение 100+x, где x - код ошибки.				
			Коды ошибок:	
			1 - неверная команда	
			2 - неверный номер сигнала	
			3 - неверное значение конфигурационного параметра	
Конфигурирование дискретных каналов				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
200	R/W	char[80]	Словесное описание сигнала	0=признак конца строки, Windows1251-кодировка ('й' = 233)
240	R/W	uint16	Команда, подаваемая с верхнего уровня	1 - прочитать из контроллера, 2 - записать в контроллер, 3 - обнулить все
241	R/W	uint16	Логический номер сигнала	от 1 до 48
242	R/W	uint16	Битовое слово	
243	R/W	uint16	Параметр инверсии сигнала	0 - нет инверсии, 1 - требуется инвертировать сигнал
244	R/W	uint16	Время фильтрации сигнала	секунды
			№ бита	Битовое слово
			/0	Подтверждение работы
			/1	
			/2	
			/3	
			/4	
			/5	
			/6	
			/7	
			/8	
			/9	
			/10	
			/11	
			/12	
			/13	
			/14	
			/15	
Конфигурирование аналоговых каналов				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
250	R/W	char[80]	Словесное описание сигнала	0=признак конца строки,

				Windows1251-кодировка ('й' = 233)
290	R/W	uint16	Команда, подаваемая с верхнего уровня	1 - прочитать из контроллера, 2 - записать в контроллер, 3 - обнулить все
291	R/W	uint16	Логический номер сигнала	от 1 до 16
292	R/W	uint16	Битовое слово	
293	R/W	single float	Минимум физической величины	Соответствует электрической величине 4мА
295	R/W	single float	Максимум физической величины	Соответствует электрической величине 20мА
297	R/W	single float	Пороговое значение физ. величины НН	
299	R/W	single float	Пороговое значение физ. величины Н	
301	R/W	single float	Пороговое значение физ. величины L	
303	R/W	single float	Пороговое значение физ. величины LL	
304	R/W	uint16	Время фильтрации аварий и отказа	секунды
			№ бита	Битовое слово
			/0	Подтверждение работы
			/1	
			/2	
			/3	
			/4	
			/5	
			/6	
			/7	
			/8	
			/9	
			/10	
			/11	НН- подтверждена обработка
			/12	Н- подтверждена обработка
			/13	L - подтверждена обработка
			/14	LL - подтверждена обработка
			/15	
Конфигурирование счетчиков				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
320	R/W	char[80]	Словесное описание сигнала	0=признак конца строки, Windows1251-кодировка ('й' = 233)
360	R/W	uint16	Команда, подаваемая с верхнего уровня	1 - прочитать из контроллера, 2 - записать в контроллер, 3 - обнулить все
361	R/W	uint16	Номер счетчика	от 1 до 32

362	R/W	uint16	Битовое слово	
363	R/W	single float	Вес импульса	мЗ/имп или кг/имп
			№ бита	Битовое слово
			/0	Подтверждение работы
			/1	
			/2	
			/3	
			/4	
			/5	
			/6	
			/7	
			/8	
			/9	
			/10	
			/11	
			/12	
			/13	
			/14	
			/15	

Конфигурирование алгоритмов

Holding-регистры (Modbus func 3, 16)				
Поле "Команда, подаваемая с верхнего уровня" после выполнения принимает значение 100+x, где x - код ошибки.				
Конфигурирование алгоритма (общая структура)				
Регистр	Доступ	Тип данных x	Описание параметра	Примечание
400	R/W	uint16	Команда, подаваемая с верхнего уровня	1 - прочитать из контроллера, 2 - записать в контроллер
401	R/W	uint16	Логический номер алгоритма	от 1 до MAXUINT16
402	R/W		С этого регистра и далее (до 499) идут параметры для конкретного алгоритма в соответствии с его паспортом	
Паспорт алгоритма "Аварийная остановка куста" (логический номер = 1)				
Алгоритм выполняет закрывание задвижки на выходе с куста по сигналу "Пожар", "Аварийно высокое/низкое давление", "Загазованность"				
Регистр	Доступ	Тип данных x	Описание параметра	Примечание
402	R/W	uint16	Алгоритм включен/выключен	2 - алгоритм включен, иначе - выключен
403	R/W	uint16	Номер сигнала DI "Пожар"	от 1 до 48 (0xFFFF - исключить из алгоритма)
404	R/W	uint16	Номер сигнала DI "Кнопка - Останов куста"	от 1 до 48 (0xFFFF - исключить из алгоритма)
405	R/W	uint16	Номер сигнала AI "Давление перед Зд1 (точка 1)"	от 1 до 16 (0xFFFF - исключить из алгоритма)
406	R/W	uint16	Номер сигнала AI "Давление перед Зд1 (точка 2)"	от 1 до 16 (0xFFFF - исключить из алгоритма)
407	R/W	uint16	Номер сигнала AI "Давление после Зд1"	от 1 до 16 (0xFFFF - исключить из алгоритма)
408	R/W	uint16	Номер сигнала DO "Останов всех ЭЦН"	от 1 до 12 (0xFFFF - исключить из алгоритма)
			Коды ошибок:	
			1 - неверное значение какого-либо параметра	

При получении сигнала DI "аварийная остановка куста" или "пожар" выполняется:

- отключение всех ЭЦН (одновременно двумя способами: RS-485 и общим сигналом DO, если сконфигурирован);
- подача команды на останов насосов всех УДХ (RS-485);
- переключение всех КШ на нефтесборный коллектор;
- закрытие задвижки Зд.1;

- стоп замера по обоим ЗУ.

При срабатывании флагов "НН" или "LL" сигналов "Давление до/после задвижки Зд.1" (любой из трёх датчиков давления) выполняются аналогичные действия.

Паспорт алгоритма "Управление задвижкой" (логический номер = 2)				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
402	R/W	uint16	Логический номер задвижки	от 1 до 6
403	R/W	uint16	Команда управления задвижкой	
404	R	uint16	Состояния	
			Коды ошибок:	
			1 - задвижка с таким номером не существует	
			2 - неверная команда управления	
Паспорт алгоритма "Управление шаровым краном" (КШ) (логический номер = 3)				
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
402	R/W	uint16	Логический номер скважины	от 1 до 42
403	R/W	uint16	Номер НДС (ЗУ)	1,2,3 или 4
404	R/W	uint16	Команда управления шаровым краном	
405	R	uint16	Битовое поле (состояния)	
			Коды ошибок:	
			1 - КШ с таким номером не существует	
			2 - неверная команда управления	
			3 - команда проигнорирована: ГЗУ в автомате	Для управления КШ нужно отключить автомат. режим
			Команды	
			1	Сбросить аварии
			2	Перевести в режим "Дистанционное управление"
			3	Перевести в режим "Местное управление"
			4	Открыть
			5	Закреть
			6	Стоп
			Состояния	

			бит 0	Вмешательство оператора
			бит 1	Авария (аппаратный сигнал)
			бит 2	Местное управление
			бит 3	Отказ концевиков
			бит 4	Открыта
			бит 5	Закрыта
			бит 6	Отказ открытия
			бит 7	Отказ закрытия
			бит 8	Авария (программный сигнал)
			бит 9	только для КП: управление блокировано (алгоритм ГЗУ)
			бит 10	Дистанционное управление
			бит 11	Неопределенное положение

Паспорт алгоритма "ПИД-регулятор расхода воды с ВЗС" (логический номер = 4)

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
402	R/W	uint16	Логический номер ПИД-регулятора	1 или 2
403	R/W	uint16	Номер НДС (ЗУ)	1 или 2
404	R/W	uint16	Команда	
405	R/W	single float	Значение уставки по расходу воды	в физ. единицах измерения (м3/ч, литры/ч, кг/ч)
407	R/W	single float	Пропорциональный коэффициент	
409	R/W	single float	Интегральный коэффициент	
411	R/W	single float	Дифференциальный коэффициент	
413	R/W	single float	Мертвая зона	
415	R/W	single float	Максимальное значение выхода	
417	R/W	single float	Минимальное значение выхода	
419	R/W	single float	Уставка значения выхода для дистанционного режима	
421	R	uint16	Битовое поле (состояния)	
			Коды ошибок:	
			1 - регулятор с таким номером не существует	
			2 - недопустимая величина уставки	
			Команда	
			1	Сбросить аварии

			2	Перевести в режим "Дистанционное управление"
			3	Перевести в режим "Автоматическое управление"
			4	Установить требуемое положение
			Состояния	
			бит 0	
			бит 1	Авария клапана (аппаратный сигнал)
			бит 2	Местное управление клапаном
			бит 3	Дистанционное управление клапаном
			бит 4	Отказ концевиков
			бит 5	Отказ датчика "Регулируемая величина"
			бит 6	Отказ датчика "Текущее положение клапана"
			бит 7	Отказ открытия
			бит 8	Отказ закрытия
			бит 9	Авария (программный сигнал)
			бит 10	Режим ПИД-регулятора: 0=Авто./1=Дист.

Архив событий

Формат события в архиве (6 регистров)						
Адрес регистра	Формат	Поле внутри события	<p>Чтение событий выполняется через буфер с адресами регистров 520-639. Вверху буфера (регистр с адресом 520) должно находиться самое раннее событие. Если событий нет, регистры буфера должны содержать нули. После чтения верхним уровнем АСУТП событий из буфера, он должен в регистры с адресами 640,641,642 записать метку времени самого позднего прочитанного события. Контроллер зная, какое самое позднее событие верхним уровнем уже прочитано, заполняет весь буфер нулями и копирует в него новые события, если они есть.</p>			
x+0	DateTime1970	Метка времени, формат 1970				
x+2	uint16	Метка времени, миллисекунды				
x+3	uint16	ID-события				
x+4	uint16	EventParam 1				
x+5	uint16	EventParam 2				
ID-события (хранит тип события и поясняет источник этого события)						
Диапа	Назначение	Eventparam1	Eventparam2	Пояснения		

	зон				
биты с 0 по 11	1-199	События по сигналам ТС (DI)	не используется	Значение сигнала, повлекшее формирование события (0 или 1)	
	201-400	События по порогам сигналов ТИТ (AI)	Битовое слово сигнала AI (должен быть взведён только тот бит, по которому сформировано событие)	Текущее значение сигнала (формат 0-20)	К генерации события должны приводить любые изменения в битовом слове
	1001	События алгоритма №1 "Аварийная остановка куста"	Битовое слово (каждый бит соответствует причине, вызвавшей аварийную остановку куста)		биты: 0(вкл/выкл), 1(пожар), 2(кнопка), 3и4(давл. пе редЗД1), 5(давл. после ЗД1)
	1002	События алгоритма №2 "Задвижка"	Номер задвижки (от 1 до 6)	Битовое поле (состояния)	К генерации события должны приводить любые изменения в битовом слове
	1003	События алгоритма №3 "Кран шаровый"	Номер КШ(по формуле = (номер НДС -1)*42 + (номер КШ на НДС)	Битовое поле (состояния)	К генерации события должны приводить любые изменения в битовом слове
	1004	События алгоритма №4 "ПИД-регулятор"	Номер ПИД-регулятора (1 или 2)	Битовое поле (состояния)	К генерации события должны приводить любые изменения в битовом слове
	1020	События алгоритма "ЭЦН"	Номер ЭЦН(по формуле = (номер НДС -1)*42 + (номер ЭЦН на НДС)	Битовое поле (состояния)	К генерации события должны приводить любые изменения в битовом слове
	1021	События алгоритма "УДХ"	Номер УДХ (1 или 2)	Битовое поле (состояния)	К генерации события должны приводить любые изменения в битовом слове
	1022	События алгоритма "ГЗУ"	Номер ГЗУ (1 или 2)	Битовое поле (состояния)	К генерации события должны приводить любые изменения в битовом слове
	1030	Статус связи с приборами	Номер прибора (см. вкладку номера приборов)	Значение сигнала, повлекшее	

				формирование события (0=ок/1=отказ)	
	1031	Системные события	1= статус записи трендовых данных в файл, 2 = статус записи данных предыстории в файл	Значение сигнала, повлекшее формирование события (0=ок/1=отказ)	
	Для получения типа события анализируем в слове ID-события биты с 12 по 15				
	ID-события				
	x000b	недопустимая комбинация			
	x001b	Активное событие (ALM)			
	x010b	Неактивное событие (RTN)			
	x1xxb	Подтвержденное с локальной операторной панели событие (АСК)	"Регион" не анализирует этот бит		

Конфигурирование ВРП (нагнетательные скважины)

Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра	Примечание
369	R/W	uint16	Номер НДС	
370	R/W	char[8]	Геологический номер скважины	0=признак конца строки, Windows1251-кодировка ('й' = 233)
374	R/W	uint16	Команда, подаваемая с верхнего уровня	1 - прочитать из контроллера, 2 - записать в контроллер, 3 - обнулить все
375	R/W	uint16	Сквозной номер скважины на НДС (смещение)	от 1 до 42
376	R/W	uint16	Номер отвода	от 1 до 20
377	R/W	uint16	Тип скважины	3 или 4 (3 - водонагнетательная, 4 - водозаборная)
378	R/W	uint16	Номер импульсного счетчика	от 1 до 32
379	R/W	single float	Вес импульса	м3/имп или кг/имп

Чтение на второй уровень показаний по расходу воды				
125	RW	uint16	Номер страницы счетчиков (сейчас это всегда 0)	Адреса регистров те же, которые используются при чтении текущих данных
126	R	ulong	Значение счётчика №1 (количество импульсов с момента сброса)	
128	R	ulong	Значение счётчика №2 (количество импульсов с момента сброса)	
130	R	ulong	Значение счётчика №3 (количество импульсов с момента сброса)	
132	R	ulong	Значение счётчика №4 (количество импульсов с момента сброса)	
134	R	ulong	Значение счётчика №5 (количество импульсов с момента сброса)	
136	R	ulong	Значение счётчика №6 (количество импульсов с момента сброса)	
138	R	ulong	Значение счётчика №7 (количество импульсов с момента сброса)	
140	R	ulong	Значение счётчика №8 (количество импульсов с момента сброса)	
142	R	ulong	Значение счётчика №9 (количество импульсов с момента сброса)	

144	R	ulong	Значение счётчика №10 (количество импульсов с момента сброса)
146	R	ulong	Значение счётчика №11 (количество импульсов с момента сброса)
148	R	ulong	Значение счётчика №12 (количество импульсов с момента сброса)
150	R	ulong	Значение счётчика №13 (количество импульсов с момента сброса)
152	R	ulong	Значение счётчика №14 (количество импульсов с момента сброса)
154	R	ulong	Значение счётчика №15 (количество импульсов с момента сброса)
156	R	ulong	Значение счётчика №16 (количество импульсов с момента сброса)
158	R	ulong	Значение счётчика №17 (количество импульсов с момента сброса)
160	R	ulong	Значение счётчика №18 (количество импульсов с момента сброса)
162	R	ulong	Значение счётчика №19 (количество импульсов с момента сброса)
164	R	ulong	Значение счётчика №20 (количество импульсов с момента сброса)
166	R	ulong	Значение счётчика №21 (количество импульсов с момента сброса)
168	R	ulong	Значение счётчика №22 (количество импульсов с момента сброса)
170	R	ulong	Значение счётчика №23 (количество импульсов с момента сброса)
172	R	ulong	Значение счётчика №24 (количество импульсов с момента сброса)
174	R	ulong	Значение счётчика №25 (количество импульсов с момента сброса)
176	R	ulong	Значение счётчика №26 (количество импульсов с момента сброса)

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ОБЪЕКТОВ ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»

178	R	ulong	Значение счётчика №27 (количество импульсов с момента сброса)
180	R	ulong	Значение счётчика №28 (количество импульсов с момента сброса)
182	R	ulong	Значение счётчика №29 (количество импульсов с момента сброса)
184	R	ulong	Значение счётчика №30 (количество импульсов с момента сброса)
186	R	ulong	Значение счётчика №31 (количество импульсов с момента сброса)
188	R	ulong	Значение счётчика №32 (количество импульсов с момента сброса)
Команда обнуления счётчиков (Cmd = 16)			
Адрес	Доступ	Тип данных	Описание параметра
190	W	uint16	3 = Команда обнуления счётчиков
191	W	uint16	Номер счётчика (от 1 до 32)
192	W	uint16	Количество счётчиков, которые следует обнулить

Карта адресов регистров для станций управления УДХ, СУДР для обмена информацией с верхним уровнем АСУ ТП (протокол Modbus RTU/TCP)

Версия от 10.11.2015 (Универсальный ингибитор вер.2)				
Если какие-то параметры отсутствуют в технологической схеме оборудования, их значения всегда должны быть равны нулю; резервные регистры всегда должны быть равны нулю.				
№ п/п	ПАРАМЕТРЫ СУ	Диапазон	Ед.измер.	Адрес MODBUS
Текущие параметры. Функция MODBUS (3, 6, 16)				
	Сигналы по блоку технологическому			
0	Номер УДХ (от 1 до ...)	чтение/запись		1400
1	Состояние СУ (общестанционные сигналы)		Таблица 1	1401
2	Состояние БМА (блок местной автоматики)		Таблица 2	1402
3	Состояние ТБ (технологический блок)		Таблица 3	1403
4	Состояние EXP (ёмкость хранения реагента)		Таблица 4	1404
5	Состояние насоса НД1		Таблица 5	1405
6	Состояние насоса НД2		Таблица 5	1406
7	Состояние насоса НД3		Таблица 5	1407
8	Состояние насоса закачки		Таблица 6	1408
9	Температура в блоке автоматики (БМА)		0.1 град. С	1409
10	Температура в технологическом блоке (ТБ)		0.1 град. С	1410
11	Загазованность в технологическом блоке (ТБ)		%	1411
12	Уровень в емкости хранения реагента (EXP)		0.01 м	1412
13	Температура реагента в емкости хранения (EXP)		0.1 град. С	1413
14	Давление на выкиде насоса-дозатора 1 (НД1)		0.01 кг/см ²	1414
15	Давление на выкиде насоса-дозатора 2 (НД2)		0.01 кг/см ²	1415
16	Давление на выкиде насоса-дозатора 3 (НД3)		0.01 кг/см ²	1416
17	Расход мгновенный по всем насосам-дозаторам		0.001 м ³ /ч	1417
18	Расход нарастающим итогом по всем насосам-дозаторам		0.001 м ³	1418
19-40	Резерв			1439
Уставки. Функция MODBUS (3,6,16)				
0	Номер УДХ (от 1 до ...)	чтение/запись		1440
1	Управление насосами (пуск/стоп)	чтение/запись	Таблица 7	1441
2	Время работы насоса закачки		сек.	1442
3	Время ожидания между включениями насоса закачки		сек.	1443
4	Максимальный уровень давления на выкиде		0.01	1444

	насоса-дозатора 1 (НД1)		кг/см ²	
5	Минимальный уровень давления на выкиде насоса-дозатора 1 (НД1)		0.01 кг/см ²	1445
6	Частота работы насоса-дозатора 1 (НД1)		Гц	1446
7	Максимальный уровень давления на выкиде насоса-дозатора 2 (НД2)		0.01 кг/см ²	1447
8	Минимальный уровень давления на выкиде насоса-дозатора 2 (НД2)		0.01 кг/см ²	1448
9	Частота работы насоса-дозатора 2 (НД2)		Гц	1449
10	Максимальный уровень давления на выкиде насоса-дозатора 3 (НД3)		0.01 кг/см ²	1450
11	Минимальный уровень давления на выкиде насоса-дозатора 3 (НД3)		0.01 кг/см ²	1451
12	Частота работы насоса-дозатора 3 (НД3)		Гц	1452
13	Минимальный уровень реагента в расходной емкости		0.01 м	1453
14	Максимальный уровень реагента в расходной емкости		0.01 м	1454
15	Температура включения обогрева в емкости хранения		0.1 град. С	1455
16	Температура выключения обогрева в емкости хранения		0.1 град. С	1456
17	Температура включения обогрева в блоке технологическом		0.1 град. С	1457
18	Температура выключения обогрева в блоке технологическом		0.1 град. С	1458
19	Температура включения обогрева в блоке аппаратном		0.1 град. С	1459
20	Температура выключения обогрева в блоке аппаратном		0.1 град. С	1460
20-40	Резерв			1479
Таблица 1				
Состояние СУ (общестанционные сигналы)				
0x000 1	1/0 - "Нет/Есть питание сети 220В"			
0x000 2	1/0 - "Есть/Нет Режим работы "Местный""			
0x000 4	1/0 - "Есть/Нет Режим работы "Дистанционный""			
0x000 8	1/0 - "Есть/Нет Режим работы "Автоматический"			
0x001 0	1/0 - "Есть/Нет Общестанционная авария"			
0x002 0				
0x004 0				
0x008				

0				
0x010 0				
0x020 0				
0x040 0				
0x080 0				
0x100 0				
0x200 0				
0x400 0				
0x800 0				
Таблица 2				
Состояния блока местной автоматики (БМА)				
0x000 1	1/0 - "Есть/Нет Низкая температура"			
0x000 2	1/0 - "Есть/Нет Пожар в блоке"			
0x000 4	1/0 - "Есть/Нет Пожарная сигнализация неисправна"			
0x000 8	1/0 - "Включен/Выключен обогреватель в блоке"			
0x001 0	1/0 - "Открыта/Закрыта дверь"			
0x002 0				
0x004 0				
0x008 0				
0x010 0				
0x020 0				
0x040 0				
0x080 0				
0x100 0				
0x200 0				
0x400 0				

0x800 0				
Таблица 3				
Состояния технологического блока (ТБ)				
0x000 1	1/0 - "Есть/Нет Загазованность 20% НКПР"			
0x000 2	1/0 - "Есть/Нет Загазованность 40% НКПР"			
0x000 4	1/0 - "Есть/Нет Газоанализатор неисправен"			
0x000 8	1/0 - "Есть/Нет Низкая температура"			
0x001 0	1/0 - "Включен/Выключен обогреватель в блоке"			
0x002 0	1/0 - "Включен/Выключен вентилятор в блоке"			
0x004 0	1/0 - "Есть/Нет Пожар в блоке"			
0x008 0	1/0 - "Есть/Нет Пожарная сигнализация неисправна"			
0x010 0	1/0 - "Открыта/Закрыта дверь"			
0x020 0				
0x040 0				
0x080 0				
0x100 0				
0x200 0				
0x400 0				
0x800 0				
Таблица 4				
Состояния ёмкости хранения реагента (ЕХР)				
0x000 1	1/0 - "Есть/Нет Низкая температура реагента"			
0x000 2	1/0 - "Есть/Нет Низкий уровень реагента"			
0x000 4	1/0 - "Есть/Нет Высокий уровень реагента"			
0x000 8	1/0 - "Включен/Выключен обогреватель реагента"			
0x001 0				
0x002				

0				
0x004 0				
0x008 0				
0x010 0				
0x020 0				
0x040 0				
0x080 0				
0x100 0				
0x200 0				
0x400 0				
0x800 0				
Таблица 5				
Состояние насоса-дозатора (НД)				
0x000 1	1/0 - "Включен/Выключен НД"			
0x000 2	1/0 - "Авария/нет аварии НД"			
0x000 4	1/0 - "Низкое/норм. давление на выкиде НД"			
0x000 8	1/0 - "Высокое/норм. давление на выкиде НД"			
0x001 0				
0x002 0				
0x004 0				
0x008 0				
0x010 0				
0x020 0				
0x040 0				
0x080 0				
0x100				

0				
0x200 0				
0x400 0				
0x800 0				
Таблица 6				
Состояние насоса закачки				
0x000 1	1/0 - "Включен/Выключен НД"			
0x000 2	1/0 - "Авария/нет аварии НД"			
0x000 4				
0x000 8				
0x001 0				
0x002 0				
0x004 0				
0x008 0				
0x010 0				
0x020 0				
0x040 0				
0x080 0				
0x100 0				
0x200 0				
0x400 0				
0x800 0				
Таблица 7				
Команды управления насосами-дозаторами				
0x000 1	"1" - Пуск НД1	После выполнения контроллер сбрасывает эти		
0x000 2	"1" - Стоп НД1			

0x000 4	"1" - Пуск НД2	биты сам.		
0x000 8	"1" - Стоп НД2			
0x001 0	"1" - Пуск НД3			
0x002 0	"1" - Стоп НД3			
0x004 0				
0x008 0				
0x010 0				
0x020 0				
0x040 0				
0x080 0				
0x100 0				
0x200 0				
0x400 0				
0x800 0				

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ

При кустовом обустройстве нефтяного месторождения оснащению средствами автоматизации подлежат:

- скважины добывающие (нефтяные, газовые);
- скважины нагнетательные;
- скважины водозаборные;
- групповая замерная установка;
- блок напорной гребенки;
- блок дозированной подачи химреагентов;
- установка депарафинизации скважин;
- арматурный блок газовой скважины;
- узел подачи метанола;
- блок редуцирования метанола;
- узел обвязки скважин;
- нефтесборный коллектор;
- емкость дренажная.

Состав объектов автоматизации определяется в соответствии с заданиями на проектирование и технологическими решениями, выбран первый класс автоматизации в целях снижения капитальных затрат.

СКВАЖИНА ДОБЫВАЮЩАЯ, ОСНАЩЕННАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ

Скважина с погружным ЭЦН должна быть оборудована средствами и системами автоматики, позволяющими обеспечить:

- автоматическое дистанционное измерение основных технологических параметров, включая дебит скважины по жидкости и токи на электродвигателе насоса;
- автоматический контроль рабочего состояния ЭЦН (включен, выключен);
- защиту электродвигателя от перегрузок;
- местное и дистанционное управления оборудованием.

В Таблице 1 и на рисунке 1 приведен объем автоматизации скважины с ЭЦН.

Таблица 1
Объем автоматизации скважины с ЭЦН

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ		
			КЛАСС 1	КЛАСС 2	КЛАСС 3
1	2	3	4	5	6
1	Ток электродвигателя насоса	I1	Ид, З	Ид, З	Ид, З
2	Состояние ЭЦН (вкл. – откл.)	N1	С	С	С
3	Давление на приеме насоса	P1	Ид, С, З	Ид, С, З	Ид, С, З
4	Давление на выкиде насоса	P2	Ид	Ид	Ид
5	Недогрузка по току двигателя	I2	С	С	С
6	Перегрузка по току двигателя	I3	С	С	С
7	Скорость вращения турбины	S1	-	-	Ид, С
8	Температура насоса	T1	-	Ид	Ид
9	Сопrotивление изоляции кабеля	E1	Ид, З	Ид, З	Ид, З
10	Мощность (ваттметрирование)	J1	-	Ид	Ид
11	Давление буферное*	P3	Им	Им, Ид	Им, Ид
12	Давление затрубное*	P4	Им	Им, Ид	Им, Ид
13	Давление на выкидной линии	P5	Им, С	Им, Ид, С	Им, Ид, ИНТ, С
14	Отключение насоса по блокировкам	N2	С, З	С, З	С, З
15	Температура ПЭД	T2	Ид, С, З	Ид, С, З	Ид, С, З
16	Давление масла в компенсаторе	P5	-	-	Ид
17	Уровень вибрации	S2	-	-	Ид
18	Ток по фазе А, В, С	I4	Ид	Ид	Ид
19	Напряжение по фазе А, В, С	E2	Ид	Ид	Ид
20	Мгновенная активная мощность	J2	Ид	Ид	Ид
21	Коэффициент мощности	N3	Ид	Ид	Рс
22	Время до перезапуска	N4	-	-	Рс
23	Общее время простоя	N5	-	-	Рс
24	Время работы после последнего пуска	N6	-	-	Рс
25	Общее время работы	N7	-	-	Рс, Ф
26	Количество пусков	N8	-	-	Рс
27	Счетчик автоматических перезапусков	N9	-	-	Рс
28	Текущая частота	F1	Р	Р	Р
29	Активная энергия	N10	Ид	Ид	Ид
30	Базовая частота для режима поддержания токов	F2	-	-	Р
31	Конечная частота для режима поддержания токов	F3	-	-	Р
32	Базовая частота для режима встряхивания	F4	-	-	Р
33	Конечная частота для режима встряхивания	F5	-	-	Р
34	Количество встряхиваний в час	F6	-	-	Р
35	Загазованность в зоне скважин	A1	С***	С***	Ид, С, ИНТ, Ф
36	Положение, состояние и управление электроприводной ЗРА на выкидной линии**	Y1	ИНТ, У, З	ИНТ, У, З	ИНТ, У, З

Примечание:

* Приборы местного измерения давления P3, P4 поставляются в комплекте с фонтанной арматурой.

** При наличии задвижки в обвязке скважины.

*** При наличии тяжелых газов. Необходимость и объем защит уточняется в проекте.

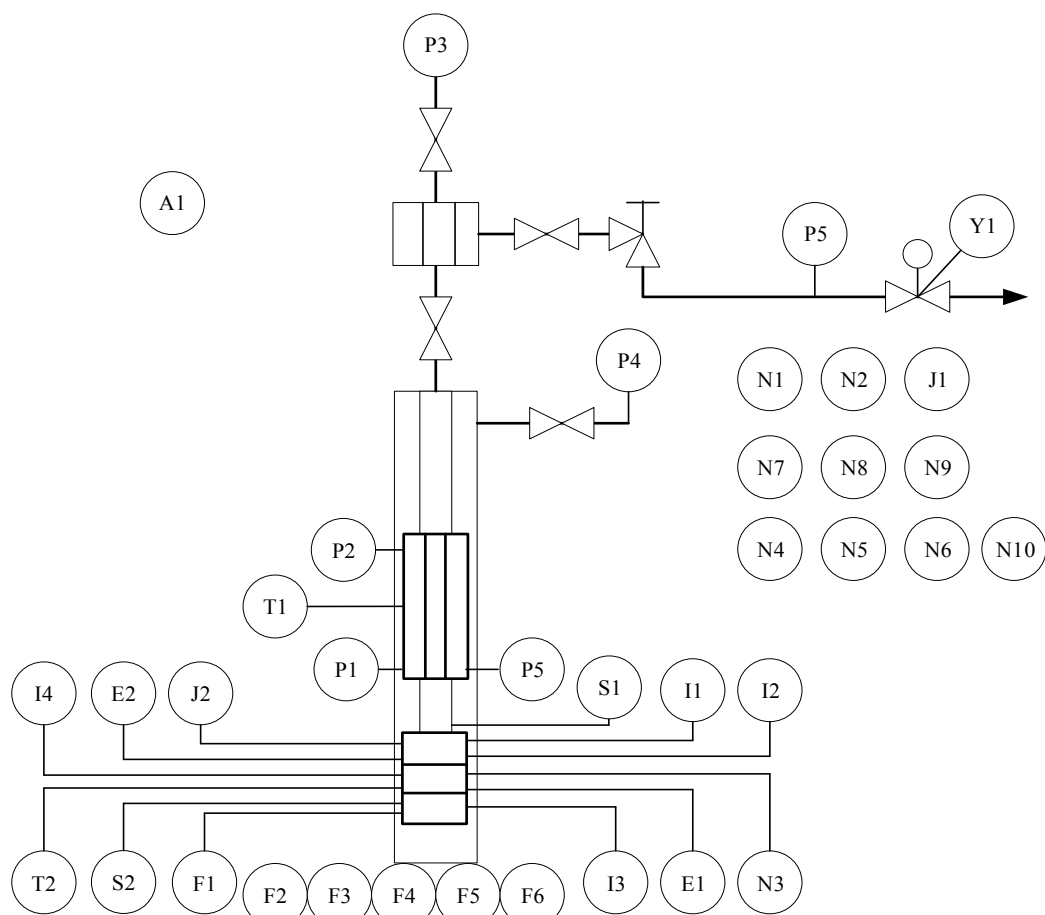


Рис. 1 Объем автоматизации скважины с ЭЦН

ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА

ИУ, применяемая для измерения дебита скважин, должна соответствовать требованиям гл. 7 ГОСТ Р 8.615-2005 и должна быть оборудована средствами автоматики, позволяющими реализовать:

- местное и дистанционное измерение дебита скважин;
- контроль давления в общем коллекторе ИУ с сигнализацией предельных значений этого давления;
- местное и дистанционное управление работой ИУ.

ИУ делятся на два типа:

- сепарационный;
- бессепарационный.

В Таблице 2 и на рисунке 2 приведен объем автоматизации ИУ сепарационного типа.

Таблица 2
Объем автоматизации ИУ сепарационного типа

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ		
			КЛАСС 1	КЛАСС 2	КЛАСС 3
1	2	3	4	5	6
1	Температура в помещении ИУ	T1	-	С, У	С, У
2	Температура газа на выходе ИУ	T2	Им	Им, Ид	Им, Ид, С
3	Температура жидкости на выходе ИУ	T3	Им	Им, Ид	Им, Ид, С
4	Давление в общем коллекторе	P1	Им, Ид	Им, Ид, С	Им, Ид, ИНТ, С
5	Давление в емкости сепарационной	P2	Им, Ид	Им, Ид, С	Им, Ид, С
6	Перепад давления в ИУ между входом в сепаратор и общим трубопроводом	PD1	Ид	Ид, С	Ид, С
7	Масса нефти	FQ1	Ид, Ф	Ид, Ф	Ид, ИНТ, Ф
8	Объем газа	FQ2	Ид	Ид, Ии	Ид, Ии
9	Обводненность нефти	A2	Ид	Ид	Ид
10	Загазованность в технологическом блоке	A1	С, З, Ф	С, З, Ф	С, З, Ф
11	Управление и контроль состояния вентилятора	Y1	У, С	У, С	У, С
12	Управление и контроль состояния ПСМ	Z1	Ид, У	Ид, У, С	Ид, У, С
13	Время, отработанное скважинами	K	Ии, Ф	Ии, Ф	Ии, Ф
14	Контроль состояния переключающих и регулирующих устройств ИУ	N2	-	С	С

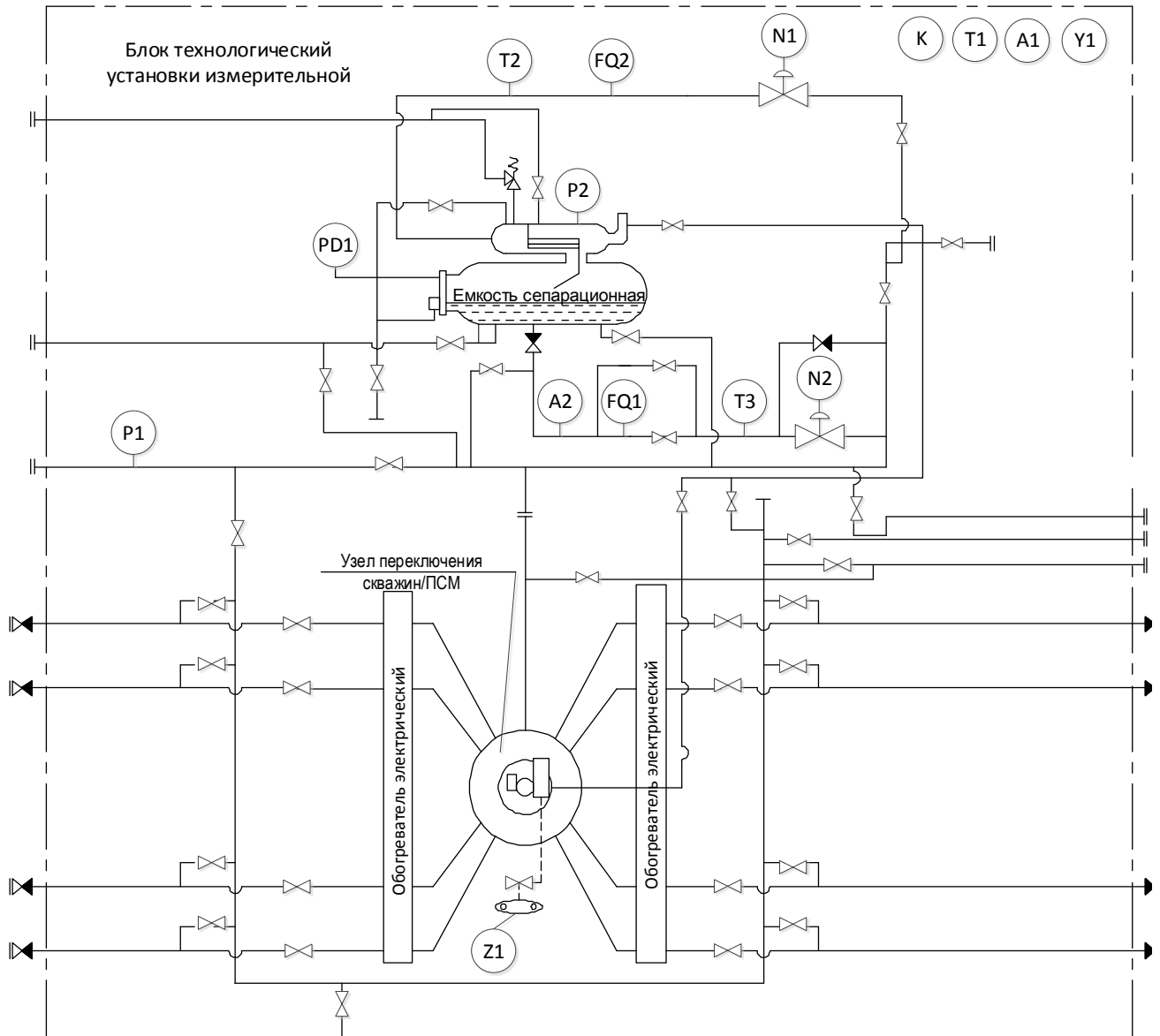


Рис. 2 Объем автоматизации ИУ сепарационного типа

В Таблице 3 и на рисунке 3 приведен объем автоматизации ИУ беспарационного типа.

Таблица 3
Объем автоматизации ИУ беспарационного типа

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ		
			КЛАСС 1	КЛАСС 2	КЛАСС 3
1	2	3	4	5	6
1	Температура в помещении ИУ	T1	С	С, У	С, У
2	Температура потока на выходе ИУ	T2	Им	Им, Ид	Им, Ид
3	Давление в общем коллекторе	P1	Им, Ид	Им, Ид, С	Им, Ид, С
4	Масса нефти	FQ1	Ид, Ф	Ид, Ф	Ид, ИНТ, Ф
5	Объем газа	FQ2	Ид	Ид, Ии	Ид, Ии
6	Обводненность нефти	A2	Ид	Ид	Ид
7	Перепад давления на фильтре	P2	Ид	Ид	Ид, С
8	Загазованность в технологическом блоке	A1	С, З, Ф	С, З, Ф	С, З, Ф
9	Управление и контроль состояния вентилятором	Y1	У, С	У, С	У, С
10	Управление и контроль состояния ПСМ	Z1	Ид, У	Ид, У, С	Ид, У, С
11	Время, отработанное скважинами	K	Ии, Ф	Ии, Ф	Ии, Ф

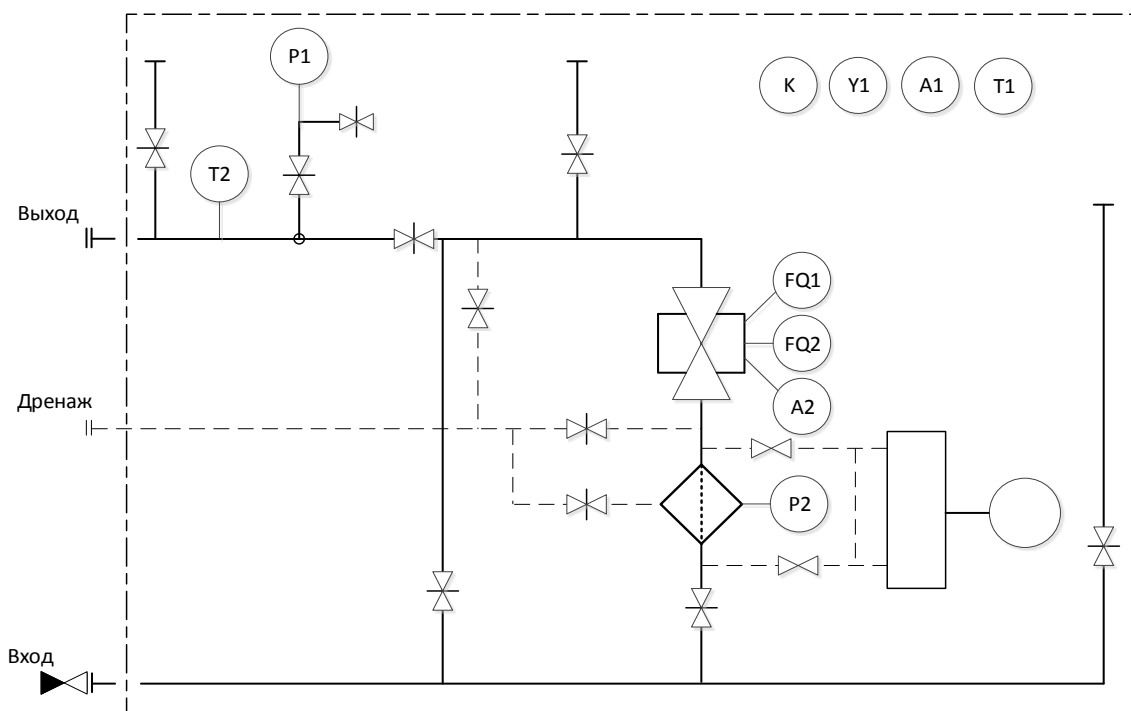


Рис. 3 Объем автоматизации ИУ беспарационного типа

СКВАЖИННАЯ УСТНОВКА ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕТОВ

В Таблице 4 и на рисунке 4 приведен объем автоматизации СУДР.

Таблица 4
Объем автоматизации СУДР

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ	
			КЛАСС 1	КЛАСС 2
1	2	3	4	5
1	Давление в общем коллекторе	P1	Им, Ид, З	Им, Ид, С, З
2	Состояние насоса	N1	С, У	С, У
3	Расход реагента*	FQ1	Им	Им, Ид, Р, Ф, С, З
4	Уровень реагента	L1	Им	Им, Ид, С, З
5	Температура реагента	T1	-	Им, Ид
6	Температура в отсеке	T2	-	С
7	Загазованность в отсеке	A1	-	С, З, Ф

Примечание: * Расход регулируется изменением числа ходов штока толкателя в минуту.

Измерение расхода осуществляется по таблице - в зависимости от числа ходов штока.

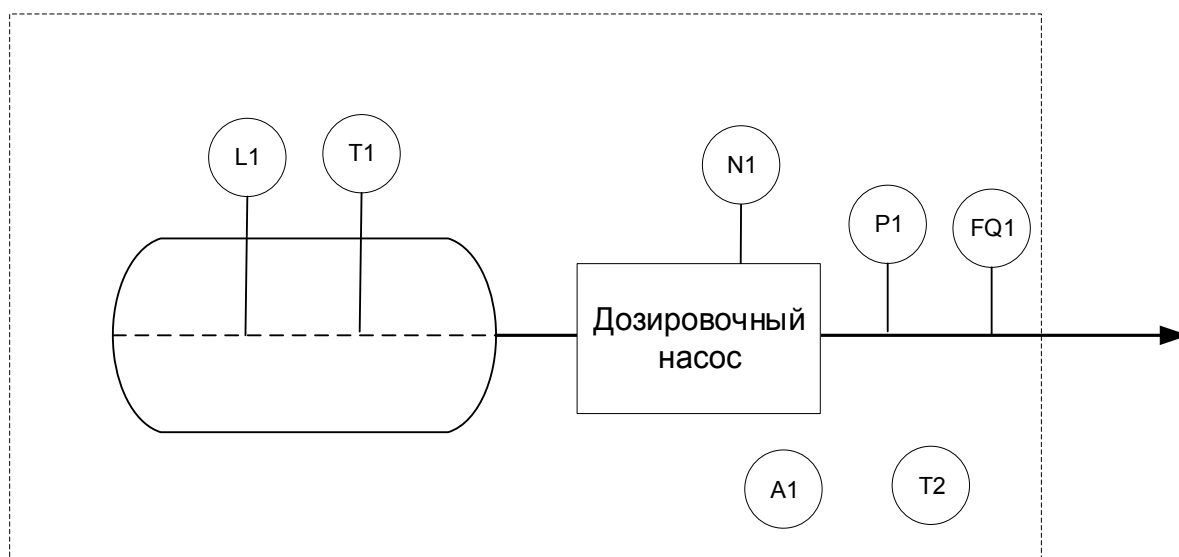


Рис. 4 Объем автоматизации СУДР

БЛОК ДОЗИРОВАННОЙ ПОДАЧИ ХИМРЕАГЕНТОВ

Объем автоматизации блока дозированной подачи химреагентов должен быть достаточен для выполнения следующих функциональных задач:

- измерение количества закачиваемого реагента;
- контроль (сигнализация) состояния насосного агрегата;
- сигнализация достижения предельных значений температуры в реагентной емкости (при необходимости, исходя из физико-химических свойств реагента);
- защиту (отключение) двигателя насоса при достижении уровнем жидкости в емкости нижнего допустимого значения.

В Таблице 5 и на рисунке 5 представляют объем автоматизации блока дозированной подачи химреагентов.

Таблица 5

Объем автоматизации блока дозированной подачи химреагентов

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ		
			КЛАСС 1	КЛАСС 2	КЛАСС 3
1	2	3	4	5	6
1	Давление реагента	P1	Им, С	Им, С	Им, С
2	Уровень реагента	L1	Им, С, З	Им, Ид, С, З	Им, Ид, С, З
3	Расход реагента	FQ1	-	Ид, Ид, Ф, Р	Ид, Ид, ИНТ, Ф, Р
4	Температура реагента*	T2	С	Ид, С	Ид, С
5	Состояние дозирующего насоса	N1	С, У	С, У	С, У
6	Состояние перемешивающего насоса	N2	С, У	С, У	С, У
7	Температура в блоке	T1	С	С	С
8	Загазованность в блоке	A1	С, З, Ф	С, З, Ф	С, З, Ф
9	Управление вентилятором	Y1	У, С	У, С	У, С

Примечание: * необходимость дистанционного контроля и сигнализации температуры жидкости в емкости дренажной или аварийной определяется физико-химическими характеристиками жидкости, наличием или отсутствием обогрева емкости.

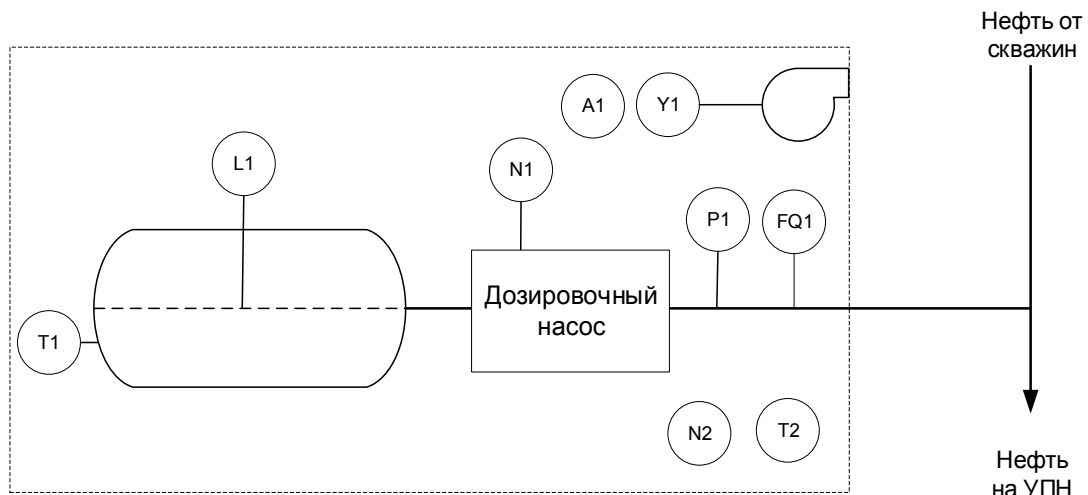


Рис. 5 Объем автоматизации блока дозированной подачи химреагентов

УСТАНОВКА ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ СКВАЖИН

В Таблице 6 и на рисунке 6 приведен объем автоматизации установки депарафинизации скважин.

Таблица 6
Объем автоматизации установки депарафинизации скважин

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП
1	2	3	4
1	Предельное усилие на барабане	W1	Ид, С, Ф
2	Количество проходов в сутки	N2	Ид
3	Состояние (работа/авария/затяжки/посадки)	N1	С, У
4	Скребок. Глубина посадки	L1	Ид, С, Ф
5	Натяжение проволоки выше	W2	Ид

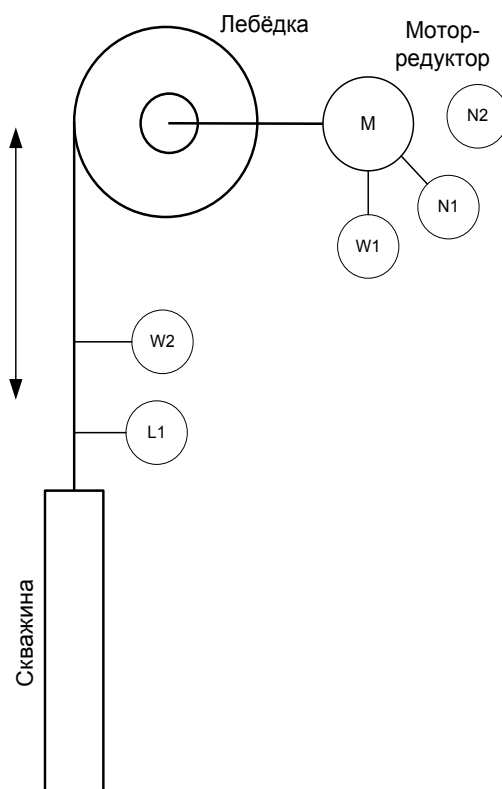


Рис. 6 Объем автоматизации установки депарафинизации скважин

АРМАТУРНЫЙ БЛОК ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

В Таблице 7 и на рисунке 7 приведен объем автоматизации арматурного блока газовой скважины.

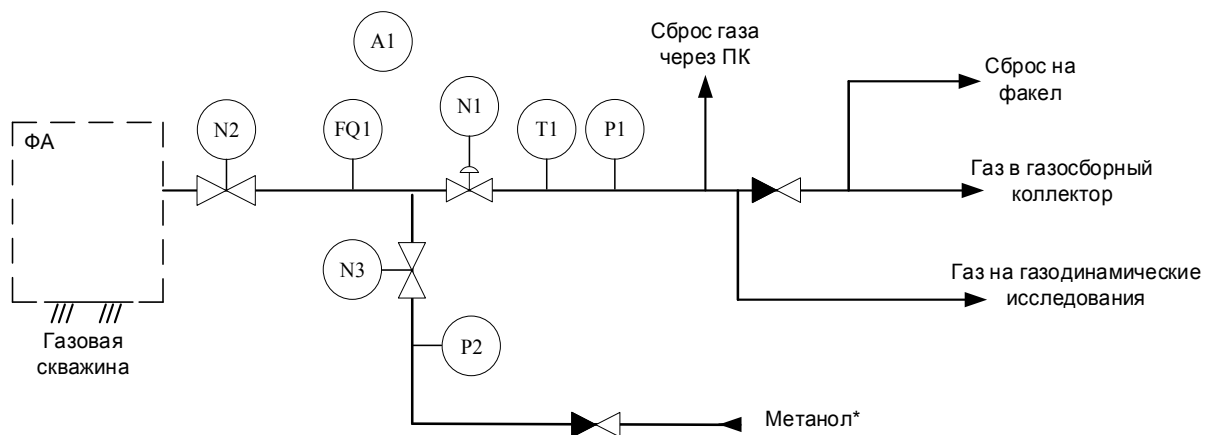
Таблица 7
Объем автоматизации арматурного блока газовой скважины

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ	
			КЛАСС 1 И 2	КЛАСС 3
1	2	3	4	5
1	Давление после регулирующего клапана (изб.)	P1	Ид, Им, С, З*	Ид, Им, С, З*, ИНТ
2	Давление на линии подачи метанола (изб.)	P2**	Ид, Им	Ид, Им
3	Температура после регулирующего клапана	T1	Ид, Им	Ид, Им
4	Расход газа	FQ1	Ид, Ии, ИНТ	Ид, Ии, ИНТ
5	Положение регулирующего клапана	N1	Ид, Им, С	Ид, Им, С
6	Загазованность	A1	Ид, С, З*, Ф	Ид, С, З*, ИНТ, Ф
7	Положение, состояние и управление электроприводной ЗРА	N2**, N3**	У, С	У, С

Примечание:

* Функция защиты реализуется путем управления запорной арматурой, ЗРА при срабатывании сигнализации значения параметра. Необходимость и объем защиты определяется при проектировании.

** Необходимость контроля давления на линии подачи метанола, установка электроприводной арматуры определяется при проектировании.



* - вариант подачи метанола (скважина/арматурный блок) определяется при проектировании

Рис. 7 Объем автоматизации арматурного блока газовой скважины

УЗЕЛ ПОДАЧИ МЕТАНОЛА НА ГАЗОВЫЙ КУСТ

В Таблице 8 и на рисунке 8 приведен объем автоматизации узла подачи метанола на газовый куст.

Таблица 8
Объем автоматизации узла подачи метанола на газовый куст

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ	
			КЛАСС 2	КЛАСС 3
1	2	3	4	5
1	Давление	P1	Ид, Им, С, У	Ид, Им, С, У, Ф
2	Давление до регулятора	P2	Им	Им, Ф
3	Расход метанола	FQ1	Ид, Ф	Ид, Ф
4	Загазованность	A1	Ид, Ф, С, З	Ид, Ф, С, З
5	Положение, состояние и управление электроприводной ЗРА	N1	У, С	У, С

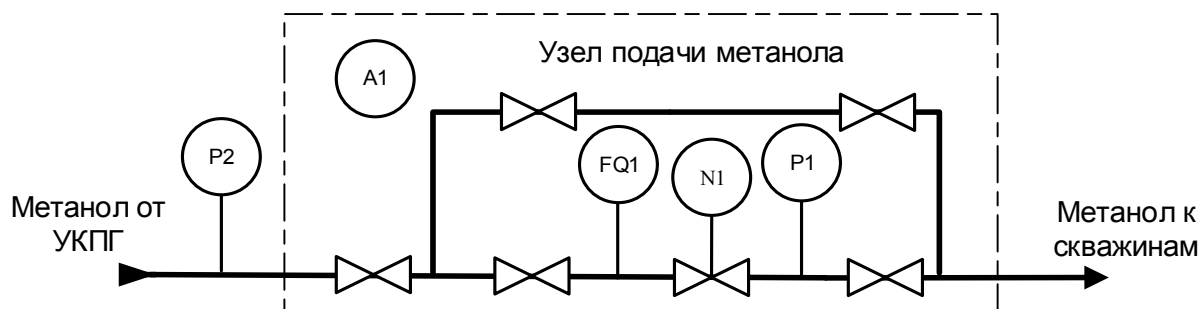


Рис. 8 Объем автоматизации узла подачи метанола на газовый куст

БЛОК РЕДУЦИРОВАНИЯ МЕТАНОЛА

В Таблице 9 и на рисунке 9 приведен объем автоматизации блока редуцирования метанола.

Таблица 9
Объем автоматизации блока редуцирования метанола

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ	
			КЛАСС 2	КЛАСС 3
1	2	3	4	5
1	Давление	P1, P2, P3	Ид, Им, С	Ид, Им, С, Ф
2	Давление на фильтре	PD1	Им	Им, Ф
3	Загазованность	A1	Ид, Им, С, Ф	Ид, Им, С, Ф
4	Клапан соленоидный	N1, N2	Ид, Им	Ид, Им

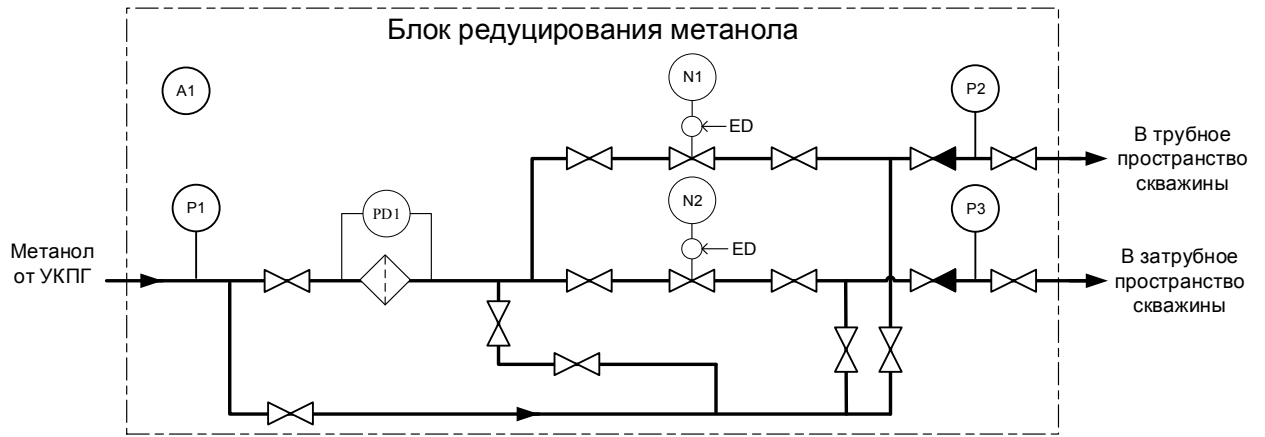


Рис. 9 Объем автоматизации блока редуцирования метанола

УЗЕЛ ОБВЯЗКИ СКВАЖИН

В Таблице 1 и на рисунке 1 приведен объем автоматизации узла обвязки скважин.

Таблица 1
Объем автоматизации узла обвязки скважин

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ	
			КЛАСС 1 И 2	КЛАСС 3
1	2	3	4	5
1	Давление на линии задавочного раствора в скважину (изб.)	P1, P2	Им	Им, Ид

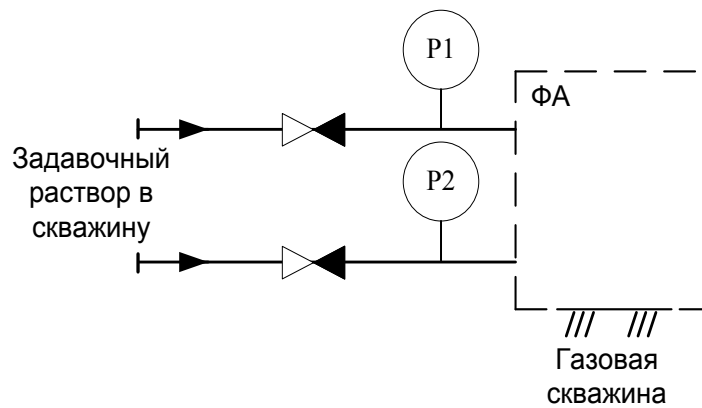


Рис. 1 Объем автоматизации узла обвязки скважин

НЕФТЕСБОРНЫЙ КОЛЛЕКТОР КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ

В Таблице 11 и на рисунке 2 приведен объем автоматизации нефтесборного коллектора кустовой площадки.

Таблица 11
Объем автоматизации нефтесборного коллектора кустовой площадки

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП	
			1	2
1	Давление в нефтесборном коллекторе*	P1	Им, Ид	
2	Температура в нефтесборном коллекторе*	T1	Им, Ид	
3	Положение, состояние и управление электроприводной ЗРА	N1	У, С	

Примечание: * Для кустов с отдельной прокладкой нефтесборного и измерительного коллектора.

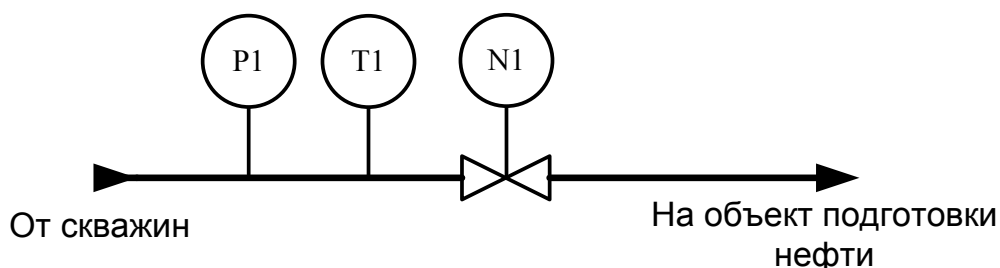


Рис. 2 Объем автоматизации нефтесборного коллектора кустовой площадки

ЕМКОСТЬ ДРЕНАЖНАЯ (В ТОМ ЧИСЛЕ ДЛЯ АВАРИЙНОГО СЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ И ДЛЯ СБОРА МАСЛА)

В Таблице 12 и на рисунке 12 приведен объем автоматизации емкостей дренажных (в том числе для аварийного слива нефтепродуктов и для сбора масла).

Таблица 12
Объем автоматизации емкостей дренажных (в том числе для аварийного слива нефтепродуктов и для сбора масла)

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И СОСТОЯНИЙ	ОБОЗНАЧЕНИЕ ПРИБОРА	ФУНКЦИИ АСУ ТП ПРИ КЛАССЕ АВТОМАТИЗАЦИИ	
			КЛАСС 1	КЛАСС 2 И 3
1	Уровень жидкости	L1	Им	С
2	Температура жидкости в емкости*	T1	-	Ид, С
3	Загазованность в зоне емкости	A1	-	С

*Примечание: * Необходимость дистанционного контроля и сигнализации температуры жидкости в емкости дренажной (в том числе для аварийного слива нефтепродуктов и для сбора масла) определяется физико-химическими характеристиками жидкости, наличием или отсутствием обогрева емкости.*

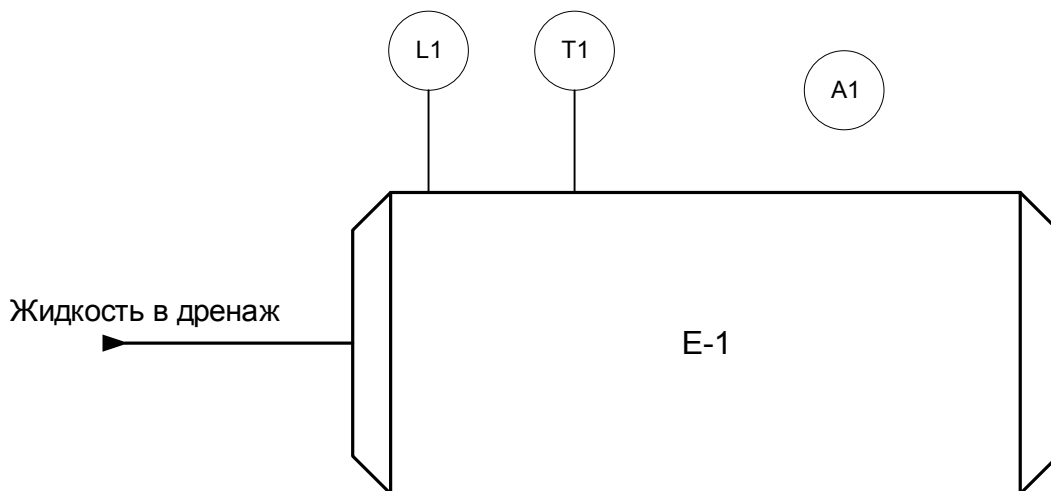


Рис. 3 Объем автоматизации емкости дренажной (в том числе для аварийного слива нефтепродуктов и для сбора масла)

УТВЕРЖДАЮ

Начальник управления метрологии,
автоматизации, связи,
информационных технологий,
информационной безопасности
ООО «РН-Уватнефтегаз»

О. Г. Загайнов

« 10 » _____ 2020 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ
ОБЪЕКТОВ К ДЕЙСТВУЮЩЕЙ АСУТП
ПРОМЫСЛА ООО «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»**

**«Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского
месторождения. Обустройство»**

Для подключения проектируемого объекта к действующей АСУ ТП промысла учитывать следующие данные:

1. В качестве системы подключения принять ИУС «Регион 4.0».
2. Аппаратное обеспечение ИУС «Регион 4.0» расположено в помещении размещения серверного оборудования, СЭБ ГТЭС Тямкинского месторождения.
3. В качестве протокола передачи информации от кустового оборудования в ИУС «Регион 4.0» принять Modbus. Карта адресов регистров стандартизованная.

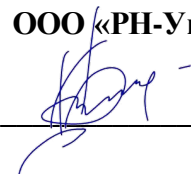
Главный специалист отдела контроля ПИР

Д.В. Лобода

Начальник отдела АСУТП и КИП

И.В Трапезников

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель главного
инженера - главный энергетик
ООО «РН-Уватнефтегаз»


_____ Д.С. Боков

« 22 » _____ 10 _____ 2020 г.

**Технические требования на проектирование
Автоматизированной системы технического учета
электроэнергии и диспетчерского управления (АСТУЭ/АСДУЭ)**

Общие данные

1. Система АСТУЭ/АСДУЭ предназначена для автоматизации:
 - технического учета потребления электроэнергии;
 - оперативно-диспетчерского контроля и управления объектами электроснабжения;
 - расчета и контроля удельных затрат электроэнергии;
 - контроля показателей качества электроэнергии.
2. Система включает в себя 4 уровня (структурная схема прилагается):
 - первый уровень - счетчики электроэнергии, блоки микропроцессорной релейной защиты, устройства измерения и контроля параметров сети, датчики и исполнительные механизмы;
 - второй уровень – устройства сбора и передачи данных, оборудование связи;
 - третий уровень – центры сбора информации, АРМ оперативно-технического персонала;
 - четвертый уровень – центральный сервер сбора информации в г.Тюмень, АРМ оперативно-диспетчерского персонала.

Требования к системам АСТУЭ/АСДУЭ

1. Разработку АСДУЭ и АСТУЭ проектируемых/реконструируемых электроустановок (первый и второй уровни Системы АСТУЭ/АСДУЭ) выполнить в соответствии с требованиями ДТПК:
 - № П4-06 ПДТП-0058 «Типовые технические решения. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого и автоматизированная система технического учета электроэнергии и мощности на энергетических объектах (АСТУЭ, АИИСКУЭ)».
 - № П4-06 ПДТП-0060 «Типовые технические решения. Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением (АСДУЭ)».
2. Проектными решениями необходимо предусмотреть интеграцию проектируемой системы АСТУЭ/АСДУЭ (как в целом, так и отдельных её компонентов) в существующую систему АСТУЭ/АСДУЭ Общества.
3. Передача информации должна осуществляться по существующим и проектируемым каналам связи.
4. Сбор информации (третий уровень Системы АСТУЭ/АСДУЭ) от проектируемых/реконструируемых электроустановок должен осуществляться на ближайший к проектируемому объекту сервер АСТУЭ/АСДУЭ. Месторасположение существующих серверов:
 - Усть-Тегусское м/р – операторная ЦПС;
 - Урненское м/р – ПС-110/35/6кВ «Урненская»;
 - Тямкинское м/р – ПС-110/35/6кВ «Тямкинская»;
 - Южно-Петъегское м/р – ПС-110/35/6кВ «Петъегская»;
 - Протозановское м/р – ЗРУ-10кВ УПСВ»;
 - Кальчинское м/р – АБК-2 помещение щитовой
5. Проектируемое основное (первичное) электротехническое оборудование должно быть оснащено устройствами сбора и передачи телеинформации на сервер АСДУ, как правило, по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине. При отсутствии воз-

возможности организации двух каналов связи, выполнить по одному каналу связи. Решение по организации каналов связи согласовать с Заказчиком. Устройства сбора и передачи телеинформации должны поддерживать протоколы семейства IEC (МЭК) 60870-5-101 и 60870-5-104. Цикл передачи телеизмерений и телесигналов должен быть не более 1с.

6. Перечень сигналов и объем данных телесигнализации, измерений и телеуправления, передаваемых в АСТУЭ/АСДУЭ принять согласно № П4-06 ПДТП-0060 «Типовые технические решения. Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением (АСДУЭ)».
7. Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации предварительно согласовать с Управлением энергетики Общества.
8. При строительстве/реконструкции кустовых площадок передачу текущих и архивных параметров счетчиков электроэнергии СУ ЭЦН выполнить в систему АСТУЭ/АСДУЭ посредством интерфейсной линии связи RS-485 по протоколу Modbus.
9. Перечень технологических объектов электроснабжения оснащаемых АСТУЭ/АСДУЭ: ГТЭС, ГПЭС, ПС 110/35/6(10) кВ, ПС 110/6(10) кВ, ПС 35/6(10) кВ, РУ 6(10) кВ, КТП 6 (10)/0,4 кВ, КТП 35/0,4 кВ расположенные на месторождении.
10. АСДУЭ/АСТУЭ выполнить в комбинированном исполнении в соответствии с ПДТПК ТТР № П4-06 ПДТП-0060.

Начальник отдела развития
энергohозяйства и технологических присоединений



Краус Д.А.

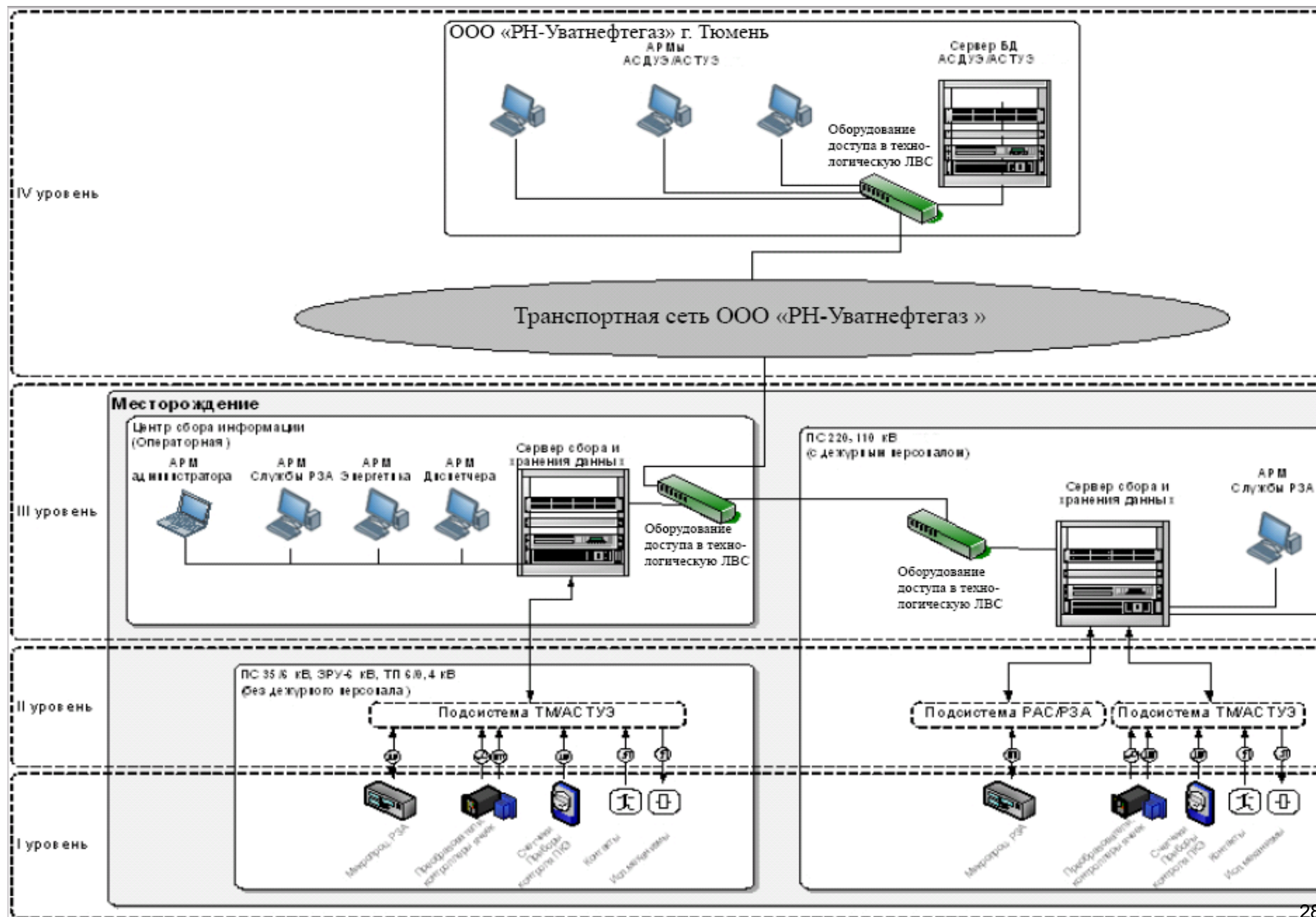
Разработал:

Главный специалист отдела развития
энергohозяйства и технологических присоединений



Ягудин Д.Д.

Структурная схема системы АСДУЭ и АСТУЭ





МЧС РОССИИ

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ,
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ
ПО ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ
(Главное управление МЧС России
по Тюменской области)

ул. М. Горького, 72, г. Тюмень, 625048
телефон: (3452) 590-564 факс: (3452) 590-510
E-mail: mchs-tyumen@72.mchs.gov.ru

29.01.2021 № УД-227-433 -3-2-4
На № 25-00852 от 22.01.2021

Заместителю главного инженера по
инжинирингу в ПИР
ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"

Д.А. Кустову

ул. Красная, 54
Краснодар, 350000

Исходные данные по ГО ЧС

В соответствии с запросом сообщаем исходные данные, подлежащие учету при разработке мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в составе проектной документации на строительство объекта: «**Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство**» (Заказчик - ООО "РН-Уватнефтегаз") по адресу: Тюменская область, Уватский район.

1. Краткая характеристика объекта капитального строительства:

Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Основание площадки;

Куст скважин № 1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство;

ВЛ-35кВ от точки подключения к ВЛ-35 кВ на куст скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до КТП-35/0,4 куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;

КТП-35/0,4 куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения;
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки врезки в нефтегазосборный газопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения;

Рабочее давление на устье добывающих скважин не более 3,6 МПа.
Максимальное давление нефтегазосборных трубопроводов 4,0 МПа.

Автомобильная дорога от точки примыкания к автодороге на куст скважин № 1 Северо-Тямкинского месторождения

2. Исходные данные о состоянии потенциальной опасности объекта:

В соответствии с п. 2.1. письма ООО «НК Роснефть» исх. № 25-00852 от 22.01.2021г, уровень ответственности нормальный.

Пожарную и взрывопожарную опасность сооружений определить в соответствии с требованиями СП 12.13130.2009, ФЗ № 123 от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

В соответствии с ФЗ - №116 от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» к категории опасных производственных объектов относятся объекты, на которых получают, используют, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются горючие вещества - жидкости, газы, способные самовозгораться, возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления, а также объекты, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением газа более 0,07 МПа.

Определить класс опасности в соответствии с ФЗ № 116 от 21.07.1997

3. Исходные данные о потенциальной опасности территории, на которой намечается строительство:

Проектируемый объект относится к климатическому подрайону IV.

Опасные природные процессы на участке работ: морозное пучение грунтов, заболачивание территорий.

Территория строительства не попадает в зоны: химического заражения, радиационного загрязнения и катастрофического затопления.

4. Исходные данные для разработки мероприятий по гражданской обороне:

Территория, на которой предполагается строительство объекта, не отнесена к группе по гражданской обороне.

5. Исходные данные для разработки мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера:

При проектировании учесть требования СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

Предусмотреть противопожарную защиту в соответствии с Федеральным законом №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

При проектировании учесть требования СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны»;

Предусмотреть заблаговременное создание резервов материальных ресурсов для ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

6. Дополнительные требования:

При изменении задания на проектирование и/или основных характеристик объекта, настоящие исходные данные по ПМ ГОЧС утрачивают силу.

7. Перечень основных, руководящих, нормативных и методических документов, рекомендуемых для использования:

Федеральный закон от 30.11.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

ГОСТ Р 55201-2012 «Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства».

ГОСТ 22.0.05-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации».

СП 165.1325800.2014 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».

СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

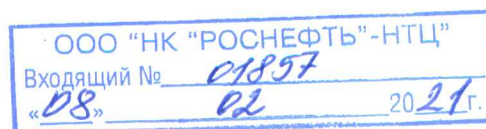
СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология».

Заместитель начальника Главного управления
(по гражданской обороне и защите населения)



А.А. Томчук





АДМИНИСТРАЦИЯ УВАТСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА

Иртышская ул., д.19, с. Уват, Тюменская обл., 626170 тел./факс +7 (34561) 28018 / 28019, e-mail: uvat_region@mail.ru

02.02.2021 № 0722-И

На № 25-00154 от 13.01.2021;

№ 25-00152 от 13.01.2021;

№ 25-00849 от 22.01.2021;

№ 25-00847 от 22.01.2021;

№ 25-00978 от 25.01.2021;

№ 25-00981 от 25.01.2021;

№ 25-01223 от 27.01.2021

Заместителю главного инженера по
инжинирингу в ПИР

ООО «НК «Роснефть-НТЦ»

Д.А. Кустову

350000, г. Краснодар, ул. Красная,

д. 54.

О предоставлении информации

Уважаемый Денис Александрович!


В соответствии с запросом информации для выполнения проектно-изыскательских работ по следующим объектам:

- а) «ЦПС Усть-Тегусского месторождения. Реконструкция. БКНС-5»;
- б) «Высоконапорные водоводы Западно-Эпасского месторождения. Обустройство»;
- в) «Куст скважин №1 Тальцийского месторождения. Одиночные скважины №№ 20, 21, 22. Обустройство. Корректировка»;
- г) «Обустройство Тямкинского месторождения. ЦПС (вторая очередь). Нефтеперекачивающая насосная станция (НПС). Реконструкция»;
- д) «Карьеры грунта на Кеумском, Западно-Герасимовском лицензионных участках»;
- е) «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»;
- ж) «Куст скважин №2 Тальцийского месторождения. Реконструкция»;
- з) «Куст скважин №12-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;
- и) «Технологический проезд на площадку куста скважин №1 Средне-Кеумского месторождения от точки примыкания к автомобильной дороге на куст скважин №2 Радонежского месторождения»;
- к) «Технологический проезд на куст скважин №1 Таврического месторождения от точки примыкания к подъездной автодороге на куст скважин №1 Косухинского месторождения»;
- л) «Технологический проезд от точки примыкания к автомобильной дороге на куст скважин №1 Таврического месторождения до ПС 35/10 кВ в районе куста скважин №1 Резвовского месторождения», сообщаем что на участках выполнения работ в границах Уватского муниципального района:

1. Зоны санитарной охраны курортов отсутствуют;
2. Лечебно-оздоровительные местности и курорты отсутствуют;
3. Рекреационные зоны отсутствуют;
4. Санитарно-защитные зоны кладбищ отсутствуют;
5. Информация о наличии (отсутствии) защитных лесов и категории защищенности лесов отсутствует;
6. Сведения о выпуске сточных вод в водные объекты отсутствуют;
7. Сведения о наличии (отсутствии) лесов расположенных на землях лесного фонда и землях иных категорий, включая особо защитные участки леса, городские леса, лесопарковые зоны, зеленые зоны, лесопарковые зеленые пояса) отсутствуют;
8. Особо ценные продуктивные сельскохозяйственные угодья отсутствуют;
9. Приаэродромные территории отсутствуют;
10. Сведения о характере землепользования отсутствуют;
11. Особо охраняемые природные территории местного значения отсутствуют;
12. Действующие и законсервированные свалки и полигоны ТБО находящиеся в муниципальной собственности отсутствуют;
13. Источники хозяйственно-питьевого водоснабжения (подземные, поверхностные) находящиеся в муниципальной собственности отсутствуют;
14. Красные линии не устанавливались;
15. Документация по планировке территории не утверждалась.
16. Сведения о наличии (отсутствии) гидротехнических сооружений в районе проведения работ отсутствуют;
16. Сведения о наличии (отсутствии) зон затопления и подтопления расположенных на межселенной территории отсутствуют;
17. Сведения о наличии (отсутствии) мелиорированных каналов и систем отсутствуют;
18. Сведения о наличии (отсутствии) мелиорированных земель отсутствуют;
19. В соответствии с решением Думы Уватского муниципального района от 16.09.2009 № 352 «Об утверждении схемы территориального планирования Уватского муниципального района» в районе проектирования населенные пункты отсутствуют, перспективная застройка населенных пунктов отсутствует.

Для получения дополнительной информацией рекомендуем обратиться в структурные подразделения исполнительной власти Тюменской области.

Заместитель начальника
управления градостроительной деятельности
и муниципального хозяйства



А.М. Созонов



**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
(Минсельхоз России)

ДЕПАРТАМЕНТ МЕЛИОРАЦИИ
(Депмелиорация)

**Федеральное государственное бюджетное учреждение
«Управление мелиорации земель и сельскохозяйственного
водоснабжения по Тюменской области»
(ФГБУ «Управление «Тюменьмелиоводхоз»)**

625023, Тюменская область,
г. Тюмень, ул. Харьковская, 87а, стр. 2
телефон/факс: (3452) 39-87-76
E-mail: tumenmelio72@mail.ru

№ 856 «04» 02 2021 г.

На исх. № 25-00843 от 22.01.2021 г.

Заместителю главного инженера
По инжинирингу в ПИР
Д.А. Кустову

Уважаемый Денис Александрович!

На Ваш запрос, в соответствии с представленным обзорными схемами расположения объектов:

- «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №2 Тальцийского месторождения. Реконструкция»;
- «Куст скважин №12-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;

сообщаем, что в Уватском районе Тюменской области мелиорированные земли, государственные и прочие мелиоративные системы, учтенные в Росреестре по Тюменской области, отсутствуют.

Директор

Г.А.Иваньшин

Исполнитель: Нигматуллина Русанна Рафаэлевна
Тел. /факс: 8-345-2- 39-87-76



**ДЕПАРТАМЕНТ
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И ЭКОЛОГИИ
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

ул. Советская, д.61, г. Тюмень, 625000,
тел. (3452) 42-60-29, факс 42-62-49,
e-mail: dnec@72to.ru

09.02.2021 № 1344/21
На № 25-00837 от 22.01.2021

Заместителю главного инженера по
инжинирингу в ПИР
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

Д.А. Кустову

ул. Красная, 54
г. Краснодар, 350000
ntc@rnntc.ru

О направлении информации

Уважаемый Денис Александрович!

В ответ на Ваш запрос о предоставлении информации для выполнения проектно-изыскательских работ по объектам:

- «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»;

- «Куст скважин № 2 Тальцийского месторождения. Реконструкция»;

- «Куст скважин №12-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство», расположенному на территории Уватского района, в рамках полномочий сообщаем, что на территории указанного объекта отсутствуют:

- особо охраняемые природные территории федерального, регионального, местного значения, их охранные зоны, участки, включенные в Схему размещения и развития системы особо охраняемых природных территорий регионального значения Тюменской области, а также водно-болотные угодья международного значения;

- участки недр, предоставленные в пользование на основании лицензий для добычи подземных вод, а также установленные Департаментом недропользования и экологии Тюменской области зоны санитарной охраны подземных источников питьевого водоснабжения;

- поверхностные источники питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения и их зоны санитарной охраны.

В случае если объекты проектно-изыскательских работ пересекают водные объекты или расположены в акватории водных объектов, а также в водоохранной зоне и прибрежной защитной полосе водных объектов, при проведении работ необходимо предусмотреть соблюдение требований ст. 65 Водного кодекса РФ.

В границах водоохраных зон запрещается:

- размещение мест захоронения отходов производства и потребления;

- движение и стоянка транспортных средств, за исключением их движения по дорогам и стоянки на дорогах и в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие;

- размещение автозаправочных станций, складов горюче-смазочных материалов, станций технического обслуживания, используемых для

технического осмотра и ремонта транспортных средств, осуществление мойки транспортных средств.

В границах прибрежных защитных полос запрещается:

- размещение отвалов размываемых грунтов.

В целях предотвращения нарушения природоохранного законодательства при проведении строительных работ на акватории водных объектов, а также снижения негативного воздействия на окружающую среду необходимо до начала строительства оформить в Департаменте недропользования и экологии Тюменской области решение о предоставлении водного объекта в пользование с целью строительства линейного объекта (п. 5 ч. 3 ст. 11 Водного кодекса РФ), в случае, если такие работы связаны с изменением дна и берегов поверхностных водных объектов.

Решение оформляется в соответствии с требованиями «Правил подготовки и принятия решения о предоставлении водного объекта в пользование», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2006 № 844.

На территории Уватского муниципального района выявлены местообитания (места произрастания) следующих видов животных, растений и грибов, занесенных в красные книги Российской Федерации и Тюменской области:

- млекопитающие: обыкновенный (среднерусский) ёж, западно-сибирский обыкновенный бобр, европейская норка, лесной северный олень;

- птицы: обыкновенная горлица, черный аист, савка, скопа, обыкновенный осоед, могильник, луговой лунь, большой подорлик, орлан-белохвост, кречет, стерх, кулик-сорока, большой кроншнеп, малая крачка, филин, сплюшка, серая неясыть, серый сорокопут;

- рыбы: сибирский осетр;

- насекомые: горная цикада, жужелица Менетрие, ребристая жужелица, красная плоскотелка, окончатый мотылек, малая павлиноглазка, серпокрылка крюковидная, медведица-хозяйка, многоцветница L-белое, краеглазка каменистая, чернушка циклоп;

- растения: калипсо луковичная, кокушник длиннорогий, мякотница однолистная, ладьян трехнадрезный, надбородник безлистный, пальчатокоренник пятнистый, пальчатокоренник Руссова, пальчатокоренник Траунштейнера, пололепестник зеленый, тайник яйцевидный, хаммарбия болотная, лук мелкосетчатый, башмачок крапчатый, башмачок крупноцветковый, башмачок настоящий, дремлик болотный, гнездовка настоящая, кубышка малая, кувшинка четырёхгранная, копытень европейский, хохлатка плотная, борец вьющийся, воронец колосистый, гвоздика пышная, пион уклоняющийся, камнеломка болотная, липа сердцевидная, гирча тминолистная, чистец лесной, баранец обыкновенный, ликоподиелла заливаемая, полушник озёрный, полушник щетинистый, корневищник горный, корневищник судетский, щитовник мужской, фегоптерис связывающий, гроздовник виргинский, гроздовник ланцетовидный, брайдлерия луговая, бриум моравский, кампилиум вытянутый, некера перистая, пилезия Селвина, томентипнум блестящий, гетеродермия японская, лобария легочная, цетрелия цетрариевидная;

- грибы: ганодерма блестящая, амилоцистис лапландский, спарассис курчавый, пиллолистник Мартянова, фаволус ложноберезовый, антродиелла листоватая, плутей Фенцля, аррения розоводисковая, саркосома шаровидная,

вешенка дубовая.

Возможны встречи и иных видов, занесенных в красные книги.

Согласно СП 47.13330.2016, письму Минприроды России от 22.03.2018 № 05-12-53/7812, в целях соблюдения требований ст. 60 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» любое освоение земельного участка должно сопровождаться инженерно-экологическими изысканиями с проведением собственных исследований на предмет наличия растений и животных, занесенных в красные книги. Для получения достоверной информации по осваиваемым участкам исполнителем должна самостоятельно проводиться оценка воздействия на окружающую среду с целью инвентаризации редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений, животных и грибов, в том числе занесенных в красные книги.

Изыскания должны проводиться в вегетационный период в сроки, учитывающие особенности биологии видов с заложением пробных площадей и учетных маршрутов по всем типам ландшафтов с составлением полного перечня видов животных, растений и грибов, выявленных на всей территории изысканий. Списки должны быть проанализированы на предмет наличия видов, занесенных в красные книги (в соответствии с актуальным перечнем). В ходе изысканий должны быть закартированы конкретные места их нахождения для исключения из хозяйственного освоения и разработки в проекте инженерно-экологических изысканий мер по охране и мониторингу данных видов.

При расположении объектов на землях лесного фонда необходимо дополнительно руководствоваться приказом Минприроды России от 29.05.2017 № 264 «Об утверждении особенностей охраны в лесах редких и находящихся под угрозой исчезновения деревьев, кустарников, лиан, иных лесных растений, занесенных в Красную книгу Российской Федерации или красные книги субъектов Российской Федерации», согласно которому лица, использующие леса, обязаны при обнаружении редкого вида растения принять меры к тому, чтобы как сам экземпляр этого вида растения, так и место его обитания не пострадали при дальнейшей хозяйственной деятельности.

Директор



Е.Т. Уляшева



**УПРАВЛЕНИЕ ВЕТЕРИНАРИИ
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

ул. Институтская, д.2, к. 1 г. Тюмень, 625041,
тел. (3452) 25-85-24, факс (3452) 25-87-25

E-mail: uprvetto@mail.ru

Заместителю главного инженера по
инжинирингу в ПИР
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

Д.А. Кустову

эл. адрес: ntc@rnntc.ru

почтовый адрес: 350000, г. Краснодар,
ул. Красная, д. 54

29.01.2021 № 235/21

На № 25-00836 от 22.01.2021

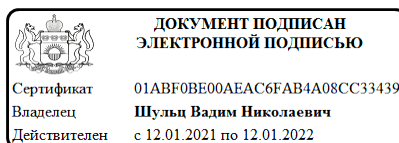
О предоставлении информации

Довожу до Вашего сведения, что на предоставленных ситуационных схемах в районе выполнения инженерно-экологических изысканий и в радиусе 1000м по объектам:

- Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство;
- Куст скважин №2 Тальцийского месторождения. Реконструкция;
- Куст скважин №12-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство, расположенных в Уватском районе Тюменской области, отсутствуют зарегистрированные действующие и законсервированные скотомогильники (биотермические ямы), их санитарно-защитные зоны, места захоронения сибиреязвенных животных.

Начальник Управления

В.Н. Шульц





**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ДЕЛАМ НАЦИОНАЛЬНОСТЕЙ
(ФАДН России)**

Трубниковский переулок, д. 19, Москва, 121069

17.02.2021 № 241-03-4-03

На № _____ от _____

Общество с ограниченной
ответственностью
«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-
ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»

ул. Красная, д. 54,
г. Краснодар, 350000
ntc@rnntc.ru

В Федеральном агентстве по делам национальностей обращение общества с ограниченной ответственностью «НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР» от 22 января 2021 г. № 25-00846 по вопросу предоставления сведений о территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации рассмотрено.

Сообщаем, что в границах проектно – изыскательных работ по объектам:

- Куст скважин № 1 - бис Северо-Тямкинского месторождения.

Обустройство;

- Куст скважин № 2 Тальцийского месторождения. Реконструкция;

- Куст скважин № 12 - бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство, расположенных в Уватском районе Тюменской области территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации федерального значения не образованы.

В целях получения информации об образованных территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации регионального и местного значения рекомендуем обратиться в соответствующие органы исполнительной власти субъекта Российской Федерации и органы местного самоуправления по месту нахождения указанного участка (объекта).

Начальник Управления по укреплению
общенационального единства и профилактике
экстремизма на национальной почве

Т.Г. Цыбиков

ООО «НК «РОСНЕФТЬ»-НТЦ»		
Входящий №	02621	
« 01 »	03	20 21 г.

пришлите

ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
34215/П		

						1750620/0816Д-П-012.055.000-ПЗ-01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		292