



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 №9-БИС УСТЬ-ТЕГУССКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01

Том 1

Изм.	№ докум.	Подп.	Дата
1	5011-22		07.04.2022

2022



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 №9-БИС УСТЬ-ТЕГУССКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01

Том 1

Главный инженер

Д. Ю. Шестаков

Главный инженер проекта

А.П. Щетинкин

Изм.	№ докум.	Подп.	Дата
1	5011-22		07.04.2022

2022

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
28888/П		

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01-С	Содержание тома 1	2 Изм. 1
1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Пояснительная записка	3 Изм. 1

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. №
28888/П		
1	-	Зам.
Изм.	Кол.уч.	Лист
		№ док.
		Подп.
		Дата
Разраб.	Щетинкин	07.04.22
Н. контр.	Каминник	07.04.22
ГИП	Щетинкин	07.04.22
1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01-С		
Содержание тома 1		
Стадия	Лист	Листов
П		1
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		

СОДЕРЖАНИЕ

1	Реквизиты документа, на основании которого принято решение о разработке проектной документации	5
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства	6
3	Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства	8
3.1	Общие сведения	8
3.2	Идентификационные признаки проектируемых объектов	20
4	сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии	25
5	Данные о проектной мощности объекта капитального строительства	27
6	Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах	31
7	Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства	32
8	Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка	33
9	Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства	35
10	Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателями земельных участков	36
11	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследованиях	37
12	Технико-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства	38
13	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений	40
14	Обоснование возможности строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этапов строительства	41
15	Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения	45
16	Заверение проектной организации	46
17	Ссылочные нормативные документы	47

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.	28888/П	Разраб.		Щетинкин		07.04.22		Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
		П		1		242			ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22				1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01		
Н. контр.		Каминник			07.04.22						
ГИП		Щетинкин			07.04.22						

Приложение А	Задание на проектирование «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство» (на 194 листах) от 10.03.2021 г.	48
Приложение Б	Технические условия на электроснабжение №67/20 от 20.08.2020 (на 2 листах)	242
Таблица регистрации изменений		244

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. №
28888/П		

1	-	Зам.	5011-22		07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		2

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

Основанием для разработки проектной документации для объекта «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство» является:

- Задание на проектирование «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство» утвержденное 10.03.2018 г. заместителем генерального директора по перспективному планированию и развитию производства ООО «РН-Уватнефтегаз» Е.В.Армяниновым (Приложение А);
- Договор № 1750621/0085Д между ООО «РН-Уватнефтегаз» и ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту: «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство».

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П								3
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Генеральным проектировщиком по объекту «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство» на проектирование договора 1750621/0085Д является ООО «НК «Роснефть-НТЦ».

Проектируемые сооружения сбора, замера и транспортировки жидкости не относятся к объектам I категории объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, установленных постановлением Правительства РФ от 31.12.2020 №2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» (далее - Постановление №2398).

Согласно проведенной оценке воздействия на компоненты окружающей среды и в соответствии с критериями ст.4.2 ФЗ №7 «Об охране окружающей среды», уровень негативного воздействия объекта **незначительный**. Следовательно, проектируемый объект относится к объектам III категории объектов НВОС, как осуществление деятельности на участках недр, предоставленных в пользование в соответствии с Законом Российской Федерации "О недрах", не указанной в I, II и IV разделах настоящего документа (п. III Постановления №2398 п. III).

Утилизация бурового шлама будет производиться по технологии ООО «РН-Уватнефтегаз» согласно «Технологическому регламенту по обращению с промышленными отходами при проектировании и производстве работ при строительстве и эксплуатации скважин», получившей заключение экспертной комиссии государственной экологической экспертизы от 22.12.2017 г. №24-ээ о соответствии экологическим требованиям, установленным нормативными правовыми актами РФ и субъектов РФ по вопросам охраны окружающей среды, утвержденное Приказом Управления Росприроднадзора по Тюменской области №855-э от 22.12.2017г., либо по аналогичной технологии, имеющей положительное заключение государственной экологической экспертизы и рассматриваться в рамках отдельной проектной документации по отдельному договору.

Предусматривается следующая схема обращения с буровыми отходами:

- образуемые буровые отходы при бурении скважин на КП-9 бис Усть-Тегусского месторождения в объёме 7650 м³ накапливаются сроком не более 11 месяцев во временном шламонакопителе в районе КП-9 бис Усть-Тегусского месторождения с последующей их утилизацией.

При разработке проектной документации были использованы:

- Задание на проектирование «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство» утвержденное 10.03.2021 г. заместителем

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	28888/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	1	-	Зам.	5011-22	07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
																4

генерального директора по перспективному планированию и развитию производства ООО «РН-Уватнефтегаз» Е.В. Армяниновым (Приложение А);

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. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П			1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

3.1 Общие сведения

В соответствии с заданием на проектирование для обеспечения заданных показателей добычи нефти на Усть-Тегусском нефтяном месторождении проектом предусматривается обустройство кустовой площадки №9-бис.

Функциональное назначение запроектированных объектов - добыча, сбор и транспорт нефти и газа.

Данным проектом предусмотрены:

- Автомобильная дорога от автодороги на куст № 9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения;
 - Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения;
 - ВЛ-6 кВ от ПС-35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения;
 - Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство;
 - Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Основание площадки;
- Перечень этапов представлен в приложении 1 к Заданию на проектирование.

В административном отношении район работ расположен в восточной части Уватского района Тюменской области, на территории Усть-Тегусского нефтяного месторождения, на землях лесного фонда Уватского лесничества департамента лесного комплекса Тюменской области.

В районе существующего Усть-Тегусского месторождения имеются автомобильные дороги с твердым покрытием.

Усть-Тегусское месторождение расположено на территории Усть-Тегусского лицензионного участка, на востоке Тюменской области, примерно в 70 км к северу от границы Тюменской и Омской области, в 350 км к востоку от г. Тобольск, в 220 км к северу от р.п. Большие Уки Омской области, в 280 км к югу от г. Сургут Тюменской области, в непосредственной близости от границы с ХМАО Тюменской области.

Исследуемый участок расположен в Уватском районе, в 59 км на юго-запад от д. Тайлакова и в 207 км на юго-восток от п. Муген. Территория месторождения расположена в таежно-болотистой местности.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П								6
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Основным опасным природным процессом в районе проектируемого объекта являются большая заболоченность местности и наличие торфяного слоя от 3 до 5 метров.

Зона проектирования согласно СП 131.13330.2018 относится к I району, IV подрайону климатического районирования для строительства.

Территория изысканий в соответствии с районированием СП 20.13330.2016 относится:

- по весу снежного покрова – к IV району (вес снегового покрова – 2,0 кПа);
- по давлению ветра – к I району (ветровое давление – 0,23 кПа);
- по толщине стенки гололеда – к II району (толщина стенки гололеда – 5 мм).

Территория изысканий в соответствии с районированием «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) издание седьмое, раздел 2, глава 2.5 относится:

- по ветровому давлению – к II району, 500 Па;
- по толщине стенки гололеда – к II району, 15мм;
- район по среднегодовой продолжительности гроз в часах – от 40 до 60 часов с грозой;
- район с умеренной пляской проводов.

Для описания климата участка строительства использовались метеорологические данные по метеостанции Таурово (расположена в 122 км севернее участка строительства) с дополнениями по метеостанции Демьянское.

Климат континентальный: зима суровая, холодная, продолжительная, лето короткое, теплое, иногда жаркое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Безморозный период очень короткий.

Среднегодовая температура воздуха минус 0,2 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 18,9 °С, а самого жаркого – июля плюс 18,0 °С.

Абсолютный минимум – минус 51 °С, а абсолютный максимум плюс 37 °С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 40 °С, обеспеченностью 0,98 – минус 43 °С. Средняя продолжительность безморозного периода 58 дней.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 396 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 145 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха.

В сейсмическом отношении район работ безопасный. Согласно картам ОСР-2015 для массового строительства, приведенным в СП 14.13330.2018, на исследуемой

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.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П								7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

территории расчётная интенсивность сейсмических сотрясений по шкале MSK-64 составляет:

- 1) 5 и менее баллов, ожидаемой на данной площади с вероятностью 10 %;
- 2) 5 и менее баллов, ожидаемой на данной площади с вероятностью 5 %;
- 3) 5 и менее баллов, ожидаемой на данной площади с вероятностью 1 %.

По категории опасности процессов, согласно таблицы 5.1 СП 14.13330.2018, территория изысканий относится к умеренно опасной по сейсмичности.

При обустройстве объекта обеспечивается выполнение следующих технологических операций:

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

Транспорт добытой нефти от объекта осуществляется по системе промыслового нефтесбора на центральный пункт сбора (ЦПС) Усть-Тегусского месторождения.

Проектом предусмотрено поэтапное обустройство объекта, с последовательным вводом в эксплуатацию скважин. При этом учтен 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.

Для обеспечения нормального функционирования кустовой площадки и обеспечения штатного режима добычи нефти предусмотрен следующий набор сооружений и оборудования (в соответствии с п. 2.17, ВНТП 3-85):

- 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

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.	28888/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22					

- ремонте скважины) и местами установки инвентарных якорей для ветровых и грузовых оттяжек агрегата подземного ремонта скважин;
- дренажная емкость $V = 5 \text{ м}^3$ 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 (кроме водозаборной) введено обозначение «Добывающая/водонагнетательная скважина», указывающее на 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 секущие задвижки без переключающего электроприводного трехходового крана. 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.

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. Для данного куста предусмотрено пять этапов строительства и ввода скважин в эксплуатацию.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П						9		
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

производится по решению эксплуатирующей организации после определения опытным путем скорости коррозии в системе трубопроводов.

Распределение оборудования на кустовой площадке представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1– Количество скважин и технологического оборудования на объекте

Наименование	Количество, шт.
Добывающие скважины	4
Водонагнетательные с отработкой «на нефть» скважины	1
Блок технологический измерительной установки с подключением на одну скважину	1
Дренажная емкость $V = 5 \text{ м}^3$ подземная	1
Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	1
Место под индивидуальный шкаф дозирования реагента в затрубное пространство добывающей скважины	5

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

Нефтяная эмульсия, добываемая механизированным способом из скважин, подаётся насосами ЭЦН на устья, оборудованные фонтанной арматурой, с рабочим давлением от 1,0 до 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 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 трехходового крана без остановки добычи на всем объекте на подключениях к сборному и замерному коллекторам 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 скважин предусматривается соединение ее с выкидным трубопроводом через омываемый обратный клапан.

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

Изм. № подл.	28888/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	5011-22		07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		10

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

При работе скважины на замер продукция скважины поступает по замерному коллектору на вход измерительной установки, в которой происходит оценка работы скважины путем замера следующих параметров продукции скважины:

- температуры;
- давления;
- расхода жидкости;
- расхода газа;
- обводненности продукции.

После измерения продукция скважины подается от измерительной установки в сборный 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 исключения застойной зоны нефтесборного и нефтезамерного коллекторов и возможности отсечения во время проведения ремонтных работ, подключение выкидной линии от последней скважины по оси НДС произведено напрямую, через электроприводной трёхходовой кран.

Для защиты нефтесборного коллектора от коррозии в него предусматривается подача ингибитора коррозии из установки дозирования хим. реагентов (шкафного типа), оснащенной 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 предусмотрено перспективное подключение в районе стыковки предпоследней по оси НДС скважины с нефтесборным коллектором. На трубопроводе подачи химреагента установлен обратный клапан, фланцевый секущий клапан и устройство ввода. Для осуществления герметичного закрытого дренажа емкостей, расположенных внутри шкафа дозирования химреагента, предусмотрена дренажная линия с установленной секущей

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.	28888/П	Подп. и дата	Взам. инв. №				1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
1	-	Зам.	5011-22			07.04.22		11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

технологический процесс). Для защиты от попадания внутрь емкости пламени на вентиляционном патрубке емкости устанавливается огнепреградитель.

Операции по освоению скважины, ее текущему и капитальному ремонту осуществляются с применением отечественного агрегата для подземного ремонта скважин марки А 60/80. Для его размещения вблизи устья скважины предусмотрена 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 мостки 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, для чего на нем предусмотрена фланцевая пара.

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

Нефтегазоводяная смесь от куста скважин №9-бис транспортируется по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения.

Подключение в действующий трубопровод выполняется прямой врезкой без останковки перекачки.

Протяженность нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9бис составляет 0,515 км. Максимальный объем перекачиваемой жидкости – 86.48 тыс.т/год.

Исходя из назначения и параметров, в соответствии с действующим нормативным документом Российской Федерации ГОСТ Р 55990-2014 нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения (далее по тексту – нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис) относится к промысловым трубопроводам III класса, категории Н.

Источником электроснабжения для проектируемого объекта является ПС-35/6 кВ Тегусс 9, которая запроектирована по отдельному проекту 1195.3-ИОС1. ОРУ 35 кВ ПС35/6 кВ Тегусс 9 выполнено по схеме 35-4Н. ЗРУ 6 кВ подстанции предусмотрено по схеме 10-1 «одна, секционированная выключателем система шин». На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6 кВ типа ТДНС-10000/35 мощностью 10000 кВА.

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.	28888/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22					

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

Подключение площадки куста скважин №9-бис предусматривается от ЗРУ 6 кВ ПС-35/6 кВ Тегусс 9 по двум проектируемым одноцепным ВЛ 6 кВ. В качестве точек подключения – ячейки отходящих линий №11 (I секция) и №12 (II секция) ЗРУ 6 кВ ПС-35/6 кВ. Ячейки отходящих линий ЗРУ 6кВ укомплектованы вакуумными выключателями с $I_{ном.}=1000A$, трансформаторами тока с $I_{ном.}=200/5/5 A$.

Согласно заданию на проектирование в качестве питающей сети среднего напряжения для куста скважин принята сеть напряжением 6 кВ.

Для подключения потребителей 0,4 кВ на площадке куста скважин предусмотрена установка двух блочно-модульных одотрансформаторных подстанций полного заводского изготовления КТП 6/0,4 кВ с трансформаторами типа ТМГ-630/6/0,4 кВ, с РУНН 0,4 кВ, щитом собственных нужд. Дополнительно устанавливается щит НКУ 1ЩЩ в блоке НКУ 0,4 кВ.

Подключение площадки куста скважин №9бис предусматривается по двум одноцепным взаимно резервируемым ВЛ 6 кВ.

Протяженность ВЛ-6 кВ от ПС-35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения линия 1 – 0,5304 км (проводом АС 120/19 - 0,4905 км, проводом СИП-3 – 0,0399 км), линия 2 – 0,5253 км (проводом АС 120/19 - 0,4755 км, проводом СИП-3 – 0,0498 км).

Выход из ЗРУ 6 кВ ПС 35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения предусматривается кабельный и выполняется кабелями 6 кВ с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке пониженной горючести, в холодостойком исполнении ПвВнг(А)-ХЛ-1х95/25. Кабели выбраны по экономической плотности тока, проверены по максимально-допустимому току и на термическую устойчивость токам короткого замыкания.

В конце трасс ВЛ-6 кВ от ПС-35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения устанавливается сетевой секционирующий пункт, состоящий из вакуумных реклоузеров, с устройством АВР.

Проектируемые ВЛ 6 кВ выполняются голым сталеалюминиевым проводом АС сечением 120/19 мм² по ГОСТ 839-2019.

За основу компоновки генерального плана площадки приняты технологические схемы, размещение коридоров для прокладки технологических сетей с учетом транспортных связей, условий строительства и ремонта. Генплан выполнен с учетом требований санитарных и противопожарных норм и правил. Расстояния между оборудованием на площадках приняты на основании Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, а также в соответствии с 123-ФЗ от 22.07.2008 г., СП 4.13130.2013, СП

Изм. № подл.	28888/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22					

231.1311500.2015 и другими действующими нормативными документами, обеспечивающими безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта.

Размеры куста скважин №9-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 133,20x180,50 м. На площадке предусмотрен запас песка для подсыпки приустьевоего пространства после бурения с учетом 40 м³ на одну скважину.

По окончании процесса строительства скважин проектом предусмотрены работы по разборке насыпи куста скважин до габаритов необходимых на период эксплуатации. Габарит площадки на период эксплуатации по наибольшим сторонам составляет 111,35x138,00 м.

Количество скважин на кустовой площадке – 5 шт. принято на основании п. 2.2 РД 08-435-02 и п. 6.1.18 СП 231.1311500.2015.

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 производственную зону отнесены следующие здания и сооружения:

- поз. 1.1-1.5 Устье добывающей / водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины;
- поз.5.1 Блок технологический измерительной установки;
- поз.6 Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа);
- поз.7 Дренажная емкость V=5 м³ подземная.

Сооружения, отнесённые в производственную зону, преимущественно размещены вдоль оси НДС куста скважин. Размещение сооружений выполнено с учетом соблюдения требований противопожарных норм и правил.

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

В зону вспомогательных сооружений отнесены следующие здания и сооружения:

- поз. 5.2 Блок контроля и управления;
- поз. 8.1 Прожекторная мачта с молниеотводом;
- поз. 9.1 Молниеотвод;
- поз.11 Площадка энергооборудования в составе:
- поз. 12.1-12.2 Блок КТП 6/0,4 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

Изн. № подл.	Взам. инв. №		Подп. и дата		28888/П	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
	1	-	Зам.	5011-22			07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- поз. 13.1-13.5 Трансформатор ТМПНГ;
- поз. 14.1-14.5 Станция управления;
- поз. 15 Блок НКУ 0,4 кВ;
- поз. 16.1-16.2 Фильтр сетевой активный ФСА;
- поз. 18.1-18.2 Пожарный водоём V=1300м³.

В проекте предусматривается один въезд от существующей автомобильной дороги.

У 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.

Для обеспечения безопасной эксплуатации объекта согласно п. 5.5.6 ВНПБ 11-11, предусмотрен запас воды (противопожарные водоемы (2шт)) для охлаждения скважинной арматуры и тушения возможного разлива нефти на кустовой площадке.

В соответствии с заданием на проектирование по объекту «Куст скважин №9 бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство» для обеспечения круглосуточной связи с проектируемым кустом скважин №9-бис запроектирована автомобильная дорога IV-в технической категории согласно СП 37.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07-91*».

Классификация проектируемой автомобильной дороги принята в соответствии с п. 7.2.2 СП 37.13330.2012: по месту расположения – межплощадочная; по назначению – вспомогательная; по срокам использования – постоянная; по объему перевозок – не нормируется.

Строительство проектируемой автомобильной дороги предусмотрено отдельным этапом.

Начало трассы ПК0+00,00 проектируемой автомобильной дороги соответствует кромке проезжей части существующей автомобильной дороги куст №5 – куст №7.

Конец трассы (камеральный) – ПК4+02,58.

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

Инв. № подл.	28888/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Лист
				1	-	Зам.	5011-22		07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	16

В соответствии с табл. 7.1 СП 37.13330.2012 проектируемая автодорога относится к дорогам с невыраженным грузооборотом, учитывая безлюдную технологию эксплуатации куста скважин №9бис, интенсивность движения техники по дороге – минимальная, не более 25 автомобилей в сутки, автопоезда в составе движения отсутствуют.

Протяженность проектируемой дороги IV-в категории составляет 402,58 м.

В соответствии с заданием на проектирование, техническими условиями на проектирование на площадке куста скважин предусматриваются следующие виды связи:

- технологическая телефонная связь;
- локальная вычислительная сеть (ЛВС);
- подвижная (транкинговая) радиосвязь;
- волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС).

На проектируемой площадке куста скважин №9бис предусматривается:

- установка IP телефонных аппаратов в блоке контроля и управления (позиция 5.2 по ГП);
- установка активного сетевого оборудования (коммутатор ЛВС) в блоке контроля и управления (позиция 5.2 по ГП);
- организация ВОЛС между проектируемой площадкой куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения и существующим кустом скважин №9 Усть-Тегусского месторождения.

На проектируемом кусте скважин устанавливается IP телефонный аппарат, подключаемый к существующей АТС Коралл Р-500 производства компании «Коралл-Телеком», установленной в помещении узла связи на площадке ЦПС Усть-Тегусского месторождения. Проектом предусматривается расширение количества лицензий для подключения проектируемых IP – телефонов.

От коммутатора ЛВС предусматривается подключение к корпоративной сети Заказчика по проектируемому волоконно-оптическому кабелю.

Волоконно-оптический кабель (ВОК) предусматривается:

- по проектируемым опорам ВЛ 6 кВ от проектируемой площадки куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения до площадки куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения.

Для организации подвижной транкинговой радиосвязи на территории проектируемого объекта предусматривается использование возимых и носимых радиостанций с подключением к существующей базовой станции, которая установлена на площадке ЦПС Усть-Тегусского месторождения. Разрешение на использование

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

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П			1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

радиочастот для существующей базовой станции транкинговой связи на площадке ЦПС Усть-Тегусского месторождения.

На кустовой площадке для системы пожарной сигнализации и оповещения о пожаре предусматривается пульт контроля и управления охранно-пожарный ПКИУОП для управления системой пожарной сигнализации и оповещения о пожаре кустовой площадки.

Системой пожарной сигнализации и оповещением о пожаре на кустовой площадке №5 заводами – изготовителями оснащаются следующие поставляемые блоки:

- блок технологический измерительной установки (позиция 5.1 по ГП);
- установка дозированной подачи химреагентов (позиция 6 по ГП);
- блок контроля и управления (позиция 5.2 по ГП);
- блок КТП 6/0,4 кВ (позиции 12.1 и 12.2 по ГП);
- блок НКУ 0,4 кВ (позиция 15 по ГП).

На территории кустовой площадки на опорах эстакад устанавливаются ручные пожарные извещатели и оповещатели. Рядом с извещателями и оповещателями устанавливаются знаки пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015. Рядом с ручными пожарными извещателями предусматривается установка знаков пожарной безопасности «Кнопка включения установок (систем) пожарной автоматики» (F10), рядом с оповещателями предусматривается установка знаков пожарной безопасности «Звуковой оповещатель пожарной тревоги» (F11).

Система видеонаблюдения на проектируемой кустовой площадке организована на распределенной системе, основанной на IP видеокамерах, коммутаторе и видеорегистраторе являющийся ядром системы. Предусматривается запись и хранение видеоархива в течении 30 суток на 24 каналный IP-видеорегистратор, кодак H.264. Для наблюдения за устьями скважин применяются стационарные IP-камеры видеонаблюдения.

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

3.2 Идентификационные признаки проектируемых объектов

Согласно статье 4 Федерального закона №384-ФЗ от 30 декабря 2009 г. проектируемые здания и сооружения идентифицируются по следующим признакам:

- назначение;
- принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность;

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П								18
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения;
- принадлежность к опасным производственным объектам;
- пожарная и взрывопожарная опасность;
- наличие помещений с постоянным пребыванием людей;
- уровень ответственности.

а) Назначение:

Таблица 3.2 – Назначение проектируемых зданий и сооружений

Наименование	Классификация по ОКОФ (ОК 013-2014 (СНС 2008))					
	Код	Наименование				
Куст скважин						
Устье добывающей / водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины	220.28.99.39.191	Оборудование фонтанное и газлифтное				
Блок технологический измерительной установки	220.41.20.20.308	Сооружения обустройства нефтяного месторождения				
Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	220.41.20.20.308	Сооружения обустройства нефтяного месторождения				
Дренажная емкость V=5 м3 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	220.41.20.20.712	Сооружение антенно-мачтовое				
Молниеотвод	220.41.20.20.712	Сооружение антенно-мачтовое				
Блок контроля и управления	220.41.20.20.308	Сооружения обустройства нефтяного месторождения				
Блок КТП 6/0,4 кВ	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения				
Блок НКУ 0,4 кВ	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения				
Фильтр сетевой активный ФСА	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения				
Трансформатор ТМПНГ	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения				
Станция управления	220.41.20.20.758	Комплекс электроснабжения				
1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист 19
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22	

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

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	Классификация по ОКОФ (ОК 013-2014 (СНС 2008))					
	Код	Наименование				
Автомобильная дорога						
Автомобильная дорога от автодороги на куст № 9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения	220.42.11.10.121	Дорога автомобильная с усовершенствованным капитальным типом дорожного покрытия				
Высоковольтные линии электропередачи						
ВЛ-6 кВ от ПС-35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	220.42.22.11.110	Линии (кабели) электропередачи высокого напряжения				
Промысловые трубопроводы						
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения	220.41.20.20.311	Сеть нефтегазосборная				
<p>– Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство; Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Основание площадки</p> <p>Почтовый (строительный) адрес объекта – 626170 Россия, Тюменская область, Уватский район.</p> <p>б) К объектам транспортной инфраструктуры относится автомобильная дорога на куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения.</p> <p>в) Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения:</p> <p>1) Согласно СП 131.13330.2012 по климатическому районированию территория проектирования объектов находится в районе IV, вне северной строительной климатической зоны.</p> <p>2) Расчетная зимняя температура наружного воздуха по м/ст Демьянское: температура наиболее холодной пятидневки: обеспеченностью 0,92 - минус 40 °С; обеспеченностью 0,98 - минус 44 °С; температура наиболее холодных суток : обеспеченностью 0,92 - минус 45 °С; обеспеченностью 0,98 - минус 47 °С.</p> <p>г) Нагрузки для данного района строительства:</p> <p>– расчетное значение веса снегового покрова СП 20.13330.2011 для IV района - 2,4 кПа.</p>						
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
28888/П						
1	-	Зам.	5011-22	07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	20

- нормативное значение ветрового давления по СП 20.13330.2011 для I района – 0,23 кПа.
- район по гололедности по СП 20.13330.2011 – II район
- д) Сейсмичность района (по карте ОСР-2015-А СП 14.13330.2014) не более 5 баллов.

е) Нормативная глубина сезонного промерзания составляет:

- для песков пылеватых – 2,20м;
- для суглинков и глин – 1,80 м;
- для торфов – 1,0 м.

ж) Согласно СП 11-103-97 (Приложения Б, В) опасных гидрометеорологических процессов и явлений в районе работ нет.

з) Принадлежность к опасным производственным объектам: в соответствии с Приложением 1 федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ «Об опасных производственных объектах» проектируемый объект относится к категории опасных производственных объектов.

Объекты проектирования	Количество опасного вещества, т	Класс опасности
«Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Основание площадки»	Не классифицируется по 116-ФЗ	
«Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»	Нефть – 0,871 т Нефтяной газ – 0,050 т Ингибитор (по метанолу) – 0,302 т Давление 3,6 МПа	*
«Автомобильная дорога от автодороги на куст № 9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения»	Не классифицируется по 116-ФЗ	
«Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения»	Нефть – 3,352 т Нефтяной газ – 0,006 т Давление 3,6 МПа	*
«ВЛ-6 кВ от ПС-35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения»	Не классифицируется по 116-ФЗ	

*Присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре. Руководитель организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты, несет ответственность за полноту и достоверность сведений, представленных для регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

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.	28888/П	Подп. и дата	Взам. инв. №
1	-	Зам. 07.04.22	5011-22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
			Подп.
			Дата
1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01			Лист
			21

и) Пожарная и взрывопожарная опасность:

Таблица 3.3 – Пожарная и взрывопожарная опасность

Наименование блоков и сооружений	Категория помещений по СП12.13130.2009	Категория блока, сооружения по СП12.13130.2009	Класс функциональной пожарной опасности №123-ФЗ от	Степень огнестойкости Ф3 №123; СП 2.13130.2012	Класс конструктивной пожарной опасности Ф3 №123; СП 2.13130.2012
Куст скважин					
Устье добывающей / водонагнетательной с обработкой «на нефть» скважины	-	Ан	-	-	-
Блок технологический измерительной установки	A	A	Ф5.1	IV	C0
Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	-	Ан	-	-	-
Дренажная емкость V=5м3 подземная	-	Ан	-	-	-
Блок контроля и управления	B4	B	Ф5.1	IV	C0
Блок КТП 6/0,4 кВ	B1, B4	B	Ф5.1	IV	C0
Трансформатор ТМПНГ	-	Bн	-	-	-
Станция управления	-	Bн	-	-	-
Фильтр сетевой активный ФСА	-	Bн	-	-	-
Блок НКУ 0,4 кВ	B3	B	Ф5.1	IV	C0

к) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей - отсутствует.

л) Уровень ответственности зданий и сооружений (в том числе прожекторных мачт, опор ВЛ 6кВ, опор инженерных сетей, кабельных эстакад) в соответствии с Федеральным законом от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»: нормальный. Класс сооружений по ГОСТ 27751-2014 – КС-2 (коэф. надежности по ответ. $\gamma_n=1,0$).

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	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22		22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

На кусте скважин 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.

Подключение электродвигателей погружных насосов скважин выполнено через систему с частотным регулированием, состоящую из станции управления и повышающего трансформатора ТМПНГ. Станция управления и трансформатор ТМПНГ поставляются комплектно с погружным насосом и устанавливаются на существующей площадке для энергооборудования (КТП, СУ, ТМПНГ). Прокладка кабелей между оборудованием системы частотного регулирования электродвигателей погружных насосов выполняется под площадкой энергетического оборудования по установленным существующим кабельным конструкциям.

Основными потребителями электроэнергии напряжением 0,4 кВ на проектируемом кусте скважин являются электродвигатели погружных насосов скважин (ЭЦН) со станциями управления и трансформаторами ТМПНГ. Вместе с тем, потребителями электроэнергии напряжением 0,38/0,22 кВ являются:

- электроосвещение, электроотопление и вентиляция блок-боксов полной заводской готовности;
- шкафы КИП и аппаратура связи в блоке контроля и управления;
- краны трехходовые, электроприводная задвижка;
- насосы и прочее электрооборудование блочных технологических установок; саморегулирующиеся ленты 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 показатели электропотребления приведены в таблице 4.1.

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	28888/П	Подп. и дата	Взам. инв. №	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
										23
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22					

Таблица 4.1 - Основные показатели электропотребления

Суммарная мощность и годовой расход электроэнергии потребителей	Pp, кВт	Q, кВАр	S, кВА
Куст скважин № 9-бис	577.65	90.70	584.73

Основные сведения по потребляемым энергетическим ресурсам проектируемые данным договором приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Сведения о потреблении энергетических ресурсов

Наименование энергоносителя	Единица измерения	Значения
Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	4625,07
	т у.т.	568,12

Для защиты технологических трубопроводов и оборудования от коррозионного воздействия среды предусматривается ввод ингибитора коррозии из расчета от 10 до 30 г/т жидкости.

Годовая потребность в химических реагентах приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - 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	20,984 – 86,476	0,24 - 2,95

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.	Взам. инв. №
28888/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	5011-22		07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		24

5 ДАННЫЕ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Основные технико-экономические показатели процесса добычи нефти на объекте представлены в таблице 5.1, геолого-физические характеристики продуктового пласта, условия добычи нефти – в таблице 5.2, физико-химические свойства и состав добываемой нефти, попутного газа и пластовой воды – в таблицах 5.3, 5.4, 5.5.

Таблица 5.1 – Основные технико-экономические показатели процесса добычи нефти на объекте

Показатели	Единица измерения	Значение
Количество скважин, в том числе:	шт.	5
- добывающих	шт.	4
- водонагнетательных с отработкой «на нефть»	шт.	1
Добыча нефти	тыс. т/год	1,15 – 39,73
Добыча воды (попутно с нефтью)	м ³ /год	11,07 – 70,53
Добыча попутного газа (с нефтью)	млн. ст. м ³ /год	0,09 – 1,27
Добыча жидкости (нефть и вода)	тыс. т/год	20,98 – 86,48
Закачка воды для поддержания пластового давления	тыс. м ³ /год	94,87 – 107,40

Таблица 5.2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, условия добычи нефти на объекте

Показатели	Единица измерения	Величина	
		Ю2	Ю4
Начальная пластовая температура	°С	плюс 84	плюс 84,5
Газовый фактор	м ³ /т. нефти	27,1	28,16
Начальное пластовое давление	МПа	-	26,8

Для добывающей скважины:

Способ добычи нефти	-	Механизированный, при помощи ЭЦН
Устьевое давление (максимальное рабочее), не более	МПа	3,6
Устьевое давление (максимально возможное, расчетное)	МПа	4,0
Устьевая температура	°С	до 80

Для водонагнетательной скважины:

Рабочее давление на устье скважины	МПа	19,0
Расчетное давление в системе ППД	МПа	21,0
Приемистость скважины, не более	м ³ /сут.	350
Температура воды в системе ППД	°С	до 30

Инва. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
			28888/П						
1	-	Зам.	5011-22				07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 5.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина		
		Ю2	Ю4	
Плотность нефти при 20 °С	кг/м ³	842	887	
Вязкость кинематическая при 20 °С	10 ⁶ м ² /с	33,0998	61,2176	
Вязкость кинематическая при 50 °С	10 ⁶ м ² /с	11,3777	18,3766	
Температура застывания	°С	минус 8,8	минус 5,5	
Массовое содержание	Серы	% (масс.)	1,23	1,32
	Смол силикагелевых	% (масс.)	9,2	9,7
	Асфальтенов	% (масс.)	10,5	5,1
	Парафинов	% (масс.)	4,18	4,9
Температура плавления парафина	°С	59	57	
Температура начала кипения	°С	68,4	78	
Объемный выход фракций	н.к. - 100 °С	% (об.)	1,8	2,1
	до 150 °С	% (об.)	7,7	5,6
	до 200 °С	% (об.)	14	9,9
	до 260 °С	% (об.)	22,5	18,4
	до 300 °С	% (об.)	31	28,3

Таблица 5.4 – 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, % (мол.)	
		Ю2	Ю4
Сероводород	H ₂ S	-	-
Азот + редкие	N ₂	3,06	2,29
Углекислый газ	CO ₂	0,48	0,52
Метан	CH ₄	82,7	83,23
Этан	C ₂ H ₆	5,97	5,78
Пропан	C ₃ H ₈	4,88	4,37
и-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	1,39	1,54
н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	1,05	0,91
Остаток (C ₅₊ +высшие)	-	0,47	1,36
Плотность газа, выделившегося из сепаратора измерительной установки, кг/ст. м ³	-	0,8941	
Относительная плотность по воздуху газа, выделившегося из сепаратора измерительной установки	-	0,7425	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28888/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
											26

Таблица 5.5 – Физико-химические свойства пластовой воды

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение		
		Ю2	Ю4	
Плотность при 20 °С	кг/м ³	1014	1015	
Минерализация	г/дм ³	20,173	23,016	
рН	-	6,8	7,09	
Содержание ионов	Cl ⁻	мг/ дм ³	11786	12715
	SO ₄ ²⁻	мг/ дм ³	33,9	12,6
	HCO ₃ ⁻	мг/ дм ³	1085	1370
	Ca ²⁺	мг/ дм ³	544	518
	Mg ²⁺	мг/ дм ³	113	99
	Na ⁺ + K ⁺	мг/ дм ³	7304	8077

Основные показатели по добыче продукции скважин и закачке воды в пласт на объекте представлены в таблице 5.6. Назначение скважин на объекте приведено в таблице 5.7.

Таблица 5.6 – Динамика добычи на кусте скважин №2 Пихтового месторождения

Год	Добыча, тыс. т/год		Добыча газа, млн м ³ /год	Закачка воды, тыс. м ³ / год
	нефти	жидкости		
2023	9,916	20,984	0,32	-
2024	39,732	86,476	1,27	-
2025	30,639	72,859	0,98	-
2026	25,751	72,011	0,83	-
2027	20,888	72,011	0,67	107,400
2028	16,525	72,209	0,53	100,240
2029	13,013	72,011	0,42	96,660
2030	10,207	72,011	0,33	94,870
2031	8,009	72,011	0,26	94,870
2032	6,416	72,209	0,21	94,870
2033	5,120	72,011	0,16	94,870
2034	4,138	72,011	0,13	94,870
2035	3,441	72,011	0,11	94,870
2036	2,894	72,209	0,09	94,870
2037	2,480	72,011	0,08	94,870
2038	2,173	72,011	0,07	94,870
2039	1,934	72,011	0,06	94,870
3040	1,751	72,209	0,06	94,870
2041	1,600	72,011	0,05	94,870
2042	1,481	72,011	0,05	94,870
2043	1,152	57,556	0,04	-

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. № подкл.	Взам. инв. №	Подп. и дата					Лист		
28888/П			1	-	Зам.	5011-22	07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

Таблица 5.7 – 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»	-

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 – 4 и водонагнетательных с отработкой «на нефть» – 1, что соответствует графику строительства и остается неизменным в процессе разбуривания и обустройства, а также не влияет на технико-экономические показатели кустовой площадки

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. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П						28		
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22			
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 №4, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи, стройматериалов
Водоснабжение:			
- техническая	отсутствует		
- питьевая	отсутствует		
Энергоснабжение	см. 1750621/0085-П-012.052.000-ИОС1-01		
Связь	см. 1750621/0085-П-012.052.000-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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П			1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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 согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
28888/П							
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		30

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

Для строительства вышеперечисленных объектов в составе проекта «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство» предоставлены лесные участки общей площадью **11,3013 га**, в том числе в границах ранее учтенных земель – 4,0643 га, в границах вновь образованных – 7,2370 га.

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.

Площадь отвода земель на период строительства проектируемых объектов предназначена для размещения техники и оборудования, необходимых для безопасной эксплуатации проектируемых объектов.

На период эксплуатации проектируемых линейных объектов, в соответствии с нормативными документами, для обеспечения нормальных условий использования и исключения возможных повреждений трубопровода, линий ВЛ, устанавливаются охранные зоны:

- ширина охранной зоны ВЛ 6 кВ – 22 м. (согласно Постановлению Правительства РФ от 24.02.2009г. №160 «Правил установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»);
- ширина охранной зоны нефтегазосборного трубопровода составляет 50 м.

В соответствии с нормами отвода ВСН № 14278 тм-т1, а также с учетом принятых проектных решений ширина полосы отвода составляет для автомобильной дороги – от 35 до 45 м, ширина полосы отвода для линии ВЛ 6 кВ принята в соответствии с нормами отвода ВСН № 14278 тм-т1, ПУЭ и принятыми проектными решениями, а также учетом рубки леса принята равной 22 м, ширина отвода под строительство проектируемого нефтегазосборного трубопровода составляет 20 м.

Расчет площади земельных участков на период строительства и эксплуатации представлен в сводной ведомости отвода площадей земельных участков занимаемых проектируемыми объектами (таблица 8.1).

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. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П			1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Таблица 8.1 – Сводная ведомость отвода площадей земельных участков

Наименование объекта	Наименование объекта в соответствии с классификатором утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации №849-р от 27 мая 2013 г.	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
Категория земель- Земли лесного фонда						
Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	Площадка производственная	72370	-	55106	-	17264
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения	Трубопровод технологический	10706	10706	-	-	-
ВЛ-6 кВ (1 и 2 линия) от ПС-35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	Линия электропередачи воздушная, кабельная всех классов напряжения	16245	16227	-	18	-
Автомобильная дорога от автодороги на куст №9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	Дорога автомобильная с усовершенствованным облегченным или переходным типом дорожного покрытия	13692	8255	-	5437	-
ВСЕГО		113013	35188	55106	5455	17264
По срокам аренды		113013	90294		22719	
В границах вновь образованных земельных (лесных) участков		72370	55106		17264	
В границах ранее учтенных земельных (лесных) участков		40643	35188		5455	

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.	28888/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01

Лист

32

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

Земельные (лесные) участки, предназначенные для строительства проектируемых объектов расположены на территории Усть-Тегусского месторождения, на землях лесного фонда Уватского лесничества

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. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П			1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

10 СВЕДЕНИЯ О РАЗМЕРЕ СРЕДСТВ, ТРЕБУЮЩИХСЯ ДЛЯ ВОЗМЕЩЕНИЯ УБЫТКОВ ПРАВООБЛАДАТЕЛЯМИ 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 согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	28888/П	Подп. и дата	Взам. инв. №				1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22	34		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	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 согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П								35
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Технико-экономические показатели проектируемых объектов представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Основные технико-экономические показатели

Показатели	Единица измерения	Значение
Общее количество скважин на кустовой площадке	шт.	5
Количество добывающих скважин на кустовой площадке	шт.	4
Количество водонагнетательных скважин с отработкой на нефть на кусте	шт.	1
Максимальный объем добычи нефти на кустовой площадке	тыс.т/год	39,73
Максимальный объем добычи жидкости на кустовой площадке	тыс.т/год	86,48
Максимальный объем закачки воды для поддержания пластового давления на кустовой площадке	тыс. м ³ /год	107,40
Напряжение ВЛ 6 кВ от ПС 35/6кВ куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН 6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	кВ	6
Протяженность (линия 1) ВЛ 6 кВ от ПС 35/6кВ куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН 6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	км	0,5304
Протяженность (линия 2) ВЛ 6 кВ от ПС 35/6кВ куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН 6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	км	0,5253
Протяженность нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	км	0,515
Диаметр нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	мм	159
Протяженность автомобильной дороги от автодороги на куст №9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения	км	0,40258

Сведения по составляющим сложного объекта:

– **Куст скважин №5 Косухинского месторождения**

Наименование показателя	Ед. изм.	Количество
Общее количество скважин на кустовой площадке	шт.	5
Количество добывающих скважин на кустовой площадке	шт.	4
Количество водонагнетательных скважин с отработкой на нефть на кусте	шт.	1
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	Добыча углеводородного сырья, подача воды в систему ППД	

Инва. № подкл.	28888/П	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01

Лист

36

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

Наименование показателя						Ед. изм.		Количество	
Почтовый (строительный) адрес						Россия, обл. Тюменская, р-н. Уватский, Усть-Тегусское месторождение			
– ВЛ 6 кВ от ПС 35/6кВ куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН 6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения									
Наименование показателя						Ед. изм.		Количество	
Напряжение						кВ		6	
Протяженность (линия 1)						км		0,5304	
Протяженность (линия 2)						км		0,5253	
Уровень ответственности						Нормальный			
Функциональное назначение						Электроснабжение потребителей			
Почтовый (строительный) адрес						Россия, обл. Тюменская, р-н. Уватский, Усть-Тегусское месторождение			
– Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения									
Наименование показателя						Ед. изм.		Количество	
Протяженность						км		0,515	
Диаметр						мм		159	
Толщина стенки трубы						мм		6	
Уровень ответственности						Нормальный			
Функциональное назначение						Транспорт углеводородного сырья			
Почтовый (строительный) адрес						Россия, обл. Тюменская, р-н. Уватский, Усть-Тегусское месторождение			
– Автомобильная дорога от автодороги на куст №9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения									
Наименование показателя						Ед. изм.		Количество	
Протяженность автодороги						км		0,40258	
Уровень ответственности						Нормальный			
Функциональное назначение						Проезд автотранспортной техники			
– Автомобильная дорога от автодороги на куст №9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения									
Наименование показателя						Ед. изм.		Количество	
Протяженность автодороги						км		0,40258	
Уровень ответственности						Нормальный			
Функциональное назначение						Проезд автотранспортной техники			
– Автомобильная дорога от автодороги на куст №9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения									
Изм.						Кол.уч.		Лист	
1						-		Зам.	
5011-22						07.04.22		1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	
№ док.						Подп.		Дата	
								Лист	
								37	

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. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П								38
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Проектом предусматривается поэтапное обустройство кустовой площадки, с последовательным вводом в эксплуатацию скважин. При этом учитывается необходимый набор инфраструктуры, обеспечивающий автономность эксплуатации. Перечень этапов строительства утвержден Заказчиком и предоставлен в качестве исходных данных (приложение к ЗП).

Строительство этапов выполняется в соответствии с линейным графиком, приведенным в томе 6.

В разработанной проектной документации выделены следующие этапы строительства:

- **Этап строительства: «Автомобильная дорога от автодороги на куст №9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения»**

Для обеспечения круглосуточной связи между проектируемыми площадками, в соответствии с заданием на проектирование по объекту «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство», запроектирована автомобильная дорога от автодороги на куст №9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения IV-в технической категории, согласно СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07-91*».

Строительство автомобильной дороги возможно до строительства иных этапов данного объекта.

- **Этап строительства: «ВЛ-6 кВ от ПС-35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения»**

Подключение площадки куста скважин №9-бис предусматривается от ЗРУ 6 кВ ПС-35/6 кВ Тегусс 9 по двум проектируемым одноцепным ВЛ 6 кВ.

Выход из ЗРУ 6 кВ ПС 35/6 кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения предусматривается кабельный и выполняется кабелями 6 кВ с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке пониженной горючести, в холодостойком исполнении ПвВнг(А)-ХЛ-1х95/25.

Для строительства объекта используется временный вдольтрассовый проезд.

Строительство ВЛ-6 кВ возможно до строительства иных этапов данного объекта.

- **Этап строительства: «Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до**

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	28888/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Лист	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
												1

нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения»

Нефтегазоводяная смесь от куста скважин №9-бис транспортируется по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения. Подключение в действующий трубопровод выполняется прямой врезкой без остановки перекачки.

Для строительства объекта используется временный вдольтрассовый проезд.

Строительство данного этапа не зависит от иных этапов.

– Этап строительства: «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Основание площадки»

Отсыпка кустовой площадки производится в рамках данного отдельного этапа строительства.

Инженерная подготовка выполняется согласно требованиям п. 6 СП 22.13330.2016 и может использоваться в качестве насыпного основания для выполнения дальнейших технологических операций на кусте скважин.

Размеры куста скважин №9-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 133,20x180,50 м

Обоснованием возможности выполнения инженерной подготовки основания куста скважин является наличие транспортного сообщения (автомобильной дороги), обеспечивающее завоз строительных материалов. Строительство данного этапа возможно одновременно или после строительства подъездной автомобильной дороги к кусту скважин.

– Этап строительства: «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина первой позиции)»

Набор сооружений и объектов для ввода куста скважин в эксплуатацию соответствует перечню этапа «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина первой позиции)».

Строительство данного этапа возможно после окончания строительства этапов подъездная автомобильная дорога и инженерная подготовка куста скважин.

Данный этап включает в себя:

- устье добывающей / водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины – 1 шт.;
- блок технологический измерительной установки – 1 шт.;

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. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П								40
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- блок контроля и управления – 1 шт.;
- дренажную емкость V=5 м3 подземную – 1 шт.;
- прожекторную мачта с молниеотводом – 1 шт.
- площадку под энергооборудование – 1 шт.;
- блок КТП 6/0,4 кВ – 2 шт.;
- трансформатор ТМПН– 1шт.;
- станцию управления – 1шт.;
- блок НКУ 0,4 кВ – 1 шт.;
- фильтр сетевой активный ФСА – 2 шт;
- выкидные трубопроводы от скважины до нефтезамерного и нефтесборного коллекторов;
- трубопровод подачи ингибитора коррозии;
- нефтезамерный коллектор;
- нефтесборный коллектор от скважин до границы площадки куста скважин;
- дренажные трубопроводы;
- трубопровод сброса газа из предохранительного клапана измерительной установки в дренажную ёмкость.

Данный перечень необходим для реализации принятой технологии по добыче нефти с первой скважины с обеспечением требований по безопасной эксплуатации объекта.

Для возможности поэтапного обустройства и ввода скважин на границах этапов строительства на коллекторах нефтесбора, нефтезамера и высоконапорного водовода предусмотрены фланцевые пары с поворотными заглушками.

- **Этап строительства: «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина второй позиции)»;**
- **Этап строительства: «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина третьей позиции)»;**
- **Этап строительства: «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина четвертой позиции)»;**

Для строительства скважин предусматривается обустройство самих скважин и строительство коммуникаций от скважин до точек врезки в построенные коммуникации

Данные этапы аналогичны и (каждый) включает в себя:

- устье добывающей / водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины – 1шт.;
- трансформатор ТМПНГ – 1 шт.;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28888/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
											41
1	-	Зам.	5011-22		07.04.22						

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

- станцию управления – 1 шт.;
- участок нефтесборного коллектора;
- участок нефтезамерного коллектора;
- участок высоконапорного водовода;
- выкидной трубопровод от скважины данного этапа;
- **Этап строительства: «Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина пятой позиции)»;**

Данный этап включает в себя:

- устье добывающей / водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины – 1шт.;
- трансформатор ТМПНГ – 1 шт.;
- станцию управления – 1 шт.;
- молниеотвод – 1 шт.;
- установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) – 1 шт.;
- участок нефтесборного коллектора;
- участок нефтезамерного коллектора;
- участок высоконапорного водовода;
- выкидной трубопровод от скважины данного этапа;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П			1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
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 согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П								43
1	-	Зам.	5011-22	07.04.22				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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.П. Щетинкин

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. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П			1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
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.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
28888/П			1	-	Зам.	5011-22		07.04.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

«Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»

СОГЛАСОВАНО

**И.о. главный инженер
ООО «НК «Роснефть - НТЦ»**



Д.Ю. Шестаков
2021 г.

УТВЕРЖДАЮ

**Заместитель генерального директора
по перспективному планированию и
развитию производства
ООО «РН-Уватнефтегаз»**



Е.В. Армянинов
2021 г.

**ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ № _____
«Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского 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, Усть-Тегусского 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:

- камеральное археологическое исследование территории.
- 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.

При необходимости проведения натурного полевого археологического обследования территории с использованием транспортных средств (вертолетные перевозки) (в случае установления в ходе камерального археологического исследования или на основании требований органов исполнительной власти, уполномоченных осуществлять надзор за соблюдением законодательства в области охраны культурного наследия, такой необходимости) заключить дополнительное соглашение;

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.

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;

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).

8.3.7. При проведении инженерных изысканий учесть ранее выполненные изыскания.

8.3.8. Изыскательская партия должна быть обеспечена круглосуточными средствами связи;

8.3.9. Закрепления проектируемых объектов по окончанию полевых работ передать маркшейдерам ООО «РН-Уватнефтегаз» по акту в комплекте со схемой закреплений трасс, площадок с указанием реперов, выносных столбов, каталогом координат реперов.

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;

8.3.11. Предусмотреть завоз ГСМ для проведения инженерных изысканий своими силами на весь период проведения ИИ.

8.3.12. При производстве инженерных изысканий учесть требования:

- 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».

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.

8.3.14. Инженерно-геодезические изыскания выполнить в системе координат 1942г. (зона 13) 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.

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 класса противорадоновой защиты для проектируемых на площадках объектов.

8.3.16. Проектному институту получить справку о фоновых концентрациях в районе проведения работ и климатических параметров.

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.

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.

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.

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.

8.3.21. Запросить в органах исполнительной власти наличие (отсутствие) территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов севера (выполняется по отдельному договору на инжиниринговые услуги).

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).

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

		<p>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 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 На стадии ОПР выполнить ТЭР по строительству основания кустовой площадки и определить конструктивные решения насыпи (песок, глина, комбинированная насыпь), а также дать рекомендации по техническим характеристикам объекта строительства (заложение откосной части, тип дорожной одежды, ширина проезжей части проездов, конструкция дорожной одежды). На стадии ОПР 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. Раздел на стадии ОПР 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</p>

		<p>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 для куста скважин только на стадии РД. При этом на стадии РД в части обустройства куста в отдельные этапы выделять только скважины upside (каждую скважину upside в отдельный этап).</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.	<p>Основные технические характеристики и экономические показатели объекта проектирования</p>	<p>11.1 Состав объектов проектирования:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Основание площадки; • Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство; • ВЛ-6 кВ ПС-35/6кВ куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения; • Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения; • Автомобильная дорога от точки примыкания к автодороге на куст № 9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения; <p>Для обеспечения возможности выполнения строительно-монтажных работ для всех линейных коммуникаций выполнить разработку рабочей документации (стадия РД) на временные</p>

		<p>зимние вдольтрассовые проезды:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Временный зимний вдольтрассовый проезд для строительства ВЛ-6 кВ ПС-35/6кВ куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН 6/0,4 кВ куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения; • Временный зимний вдольтрассовый проезд для строительства нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения; • Временный зимний вдольтрассовый проезд для строительства автомобильной дороги от точки примыкания к автодороге на куст № 9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского 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</p>

		<p>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 строительства; • 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 промышленных трубопроводов:</p> <p>15.1.1 Промысловые трубопроводы запроектировать в соответствии с нормативным документом ГОСТ 55990-2014.</p> <p>15.1.2 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>

- обустройства куста на период бурения с монтажом и демонтажем буровой установки;
- размещения бурового и эксплуатационного оборудования, прокладки технологических трубопроводов из условия одновременного проведения буровых работ, освоения и эксплуатации скважин;

- временных площадок для нужд бурения;

15.3.3 На основании инженерных изысканий уточнить местоположение площадок с учетом минимизации затрат на инженерную подготовку.

15.3.4 Предусмотреть на кусте запас песка для подсыпки приустьевого пространства после бурения (40 м³ на одну скважину).

15.3.5 В проектной документации привести сведения о накоплении отходов бурения во временном шламонакопителе (в соответствии с ТУ по обращению с БО по объекту «Временный шламонакопитель в районе куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения») и привести ссылку на документацию в рамках которой проектируется данный временный шламонакопитель (по отдельному договору).

15.4 Требования по учету в проектной документации земельного и лесного законодательства для оформления разрешительной документации на землепользование

15.4.1 До разработки проектной документации запросить в ООО «РН-Уватнефтегаз» границы ранее отведенных (оформленных) земельных (лесных) участков.

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.

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.

15.4.4 Согласовать с Заказчиком границы отвода, площади, наименование/вид разрешенного использования земельных (лесных) участков.

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.

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.

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.

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".

15.4.9 Экземпляр разработанной документации по планировке территории в составе проекта планировки и проекта межевания территории и градостроительного плана земельного (лесного) участка выдать Заказчику с дальнейшей целью согласования и утверждения в органах исполнительной власти.

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.

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.

15.5 Дополнительные требования:

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.

15.5.2 Проектно-сметную документацию закодировать согласно системе идентификации проектных документов №П2-01 ПК -0003.

15.5.3 При внесении корректировок выдавать все листы раздела (изм.), а не отдельные страницы в которых были сделаны изменения.

15.5.4 Обеспечить соответствие заказных спецификаций и ресурсных ведомостей перечню ценообразующих материалов.

15.5.5 Перечень ценообразующих материалов предоставляется по отдельному требованию проектного института на стадии разработки рабочей документации.

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).

15.5.7 В составе заказной документации на оборудование и технические средства указывать требование к предоставлению следующих разрешительных документов:

- 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

	<p>технического регламента, при условии, что сертификат ГОСТ Р выдан также до вступления в силу соответствующего технического регламента);</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 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 вырубki 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</p>
--	--

	<p>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 Инженерно-технические решения по пересечениям согласовать с владельцами пересекаемых сторонних коммуникаций по выданным ТУ на пересечения и направить согласование Заказчику;</p>
--	---

		<p>15.5.33 Срок службы проектируемых линейных внутрипромысловых трубопроводов не менее 20 лет.</p> <p>15.5.34 Определить необходимость проведения геотехнического мониторинга (ГТМ) за проектируемыми объектами, в случае необходимости, учесть в ПИР разработку решений на проведение ГТМ.</p> <p>15.5.35 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" ПЗ-04 Р-0389</p> <p>Методические указания Компании "Выбор стальных и подбор аналогов при проектировании, реконструкции, ремонте</p>

трубопроводов и оборудования" П4-06 М-0142

Технологическая инструкция Компании "Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании" П2-05 ТИ-0002

Паспорта документации типового проектирования Компании

Паспорт документации типового проектирования Компании "Типовые технические решения. Типовые проектные решения. Кустовые площадки скважин" П1-01.04 ПДТП-0011

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Элементы и узлы свайных фундаментов» № П1-01.04 ПДТП-0001

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Площадки обслуживания, ограждение площадок» № П1-01.04 ПДТП-0005

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Эстакады (кабельные)» № П1-01.04 ПДТП-0004

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Маршевые лестницы, лестницы тоннельного типа, ограждение лестниц» № П1-01.04 ПДТП-0002

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Прожекторные мачты» № П1-01.04 ПДТП-0016

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Применение геосинтетических материалов при строительстве объектов обустройства месторождений Компании» № П1-01.04 ПДТП-0029

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые проектные решения. Емкость подземная (с подогревом/без подогрева, с насосом/без насоса)» № П1-01.04 ПДТП-0003

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Пожарные водоемы» № П4-06 ПДТП-0056

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

Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением (АСДУЭ)» № П4-06 ПДТП-0060

Паспорт документации типового проектирования Компании "Типовые технические решения. Обогрев и теплоизоляция трубопроводов и емкостного оборудования" П4-06.02 ПДТП-0045

ТЗД

Методические указания Компании. «Единые технические требования. Измерительная установка скважинная групповая» № П4-06 М-0006

Методические указания Компании «Единые технические требования. Установка дозированной подачи химреагентов» № П4-06 М-0008

Методические указания Компании «Единые технические требования. Емкость подземная (с подогревом /без подогрева)» № П4-06 М-0007

		<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 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 ПДРД. 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</p>

		<p>объектов к действующей интегрированной системе связи 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 Проектирование участка ВЛ-6кВ выполнить в соответствии с типовым проектом ш.25-0074 на опорах 6-10кВ из стальных труб для районов крайнего севера.</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 также 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 0,4-10кВ 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 отечественного или иностранного производства утвержденного</p>

		типа, имеющие действующие свидетельства (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 малоотходных, 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 Антикоррозионную 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 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 Анतिकоррозионную 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 «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); <p>21.2 Разработать отдельным разделом «Проект рекультивации нарушенных земель» в соответствии с требованиями Земельного кодекса Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ и постановления Правительства РФ от 10.07.2018 № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель», ГОСТ 17.5.3.04 и других действующих нормативов и технических условий по рекультивации (отдельным этапом в календарном плане).</p> <p>21.3 Проект рекультивации земель в случае определения отсутствия необходимости в проведении государственной/негосударственной экспертизы проектной документации согласовать с собственником (землепользователем, арендодателем) земельных и лесных участков.</p> <p>21.4 Мероприятия по биологическому этапу рекультивации разрабатываются:</p>

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ в соответствии с категорией земель; ▪ на основании материалов отвода земельного или лесного участка, ▪ в соответствии с требованиями земельного, лесного, природоохранного законодательства, лесного плана субъекта РФ и лесохозяйственного регламента лесничества. <p>21.5 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 технологий обработки, обезвреживания, утилизации и размещения отходов. <p>21.6 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>21.7 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 землеройных 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
--	--	---

		<p>требований при обращении с отходами СМР (обустройство ВПНО, платежи за НВОС и т.п.).</p> <p>21.8 Отходы на этапе "Строительство" являются собственностью подрядных организаций.</p> <p>21.9 Проектом предусмотреть вывоз строительных отходов с территории лицензионных участков Общества на санкционированные полигоны строительных отходов (ближайшие – в г. Нижневартовск и г. Тобольск).</p> <p>21.10 Проектному институту определить категорию негативного воздействия на окружающую среду проектируемого объекта согласно письму ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» №АП-22660 от 28.12.2020.</p> <p>21.11 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-эпидемиологической экспертизы в отношении проекта санитарно-защитной зоны.</p> <p>21.12 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</p>

		<p>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 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,</p>
--	--	---

		<p>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» № ПЗ-05 С-0119. ▪ Методические указания Компании «Оснащение средствами пожаротушения, пожарной техникой и другими ресурсами для целей пожаротушения объектов Компании» № ПЗ-05 М-0072. ▪ 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)

	<ul style="list-style-type: none"> • 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 непроизводственных 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 назначения; • 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 непроизводственных 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</p>
--	--

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».

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.

25.5.3 Все необходимые согласования, экспертизы обоснования безопасности и регистрация заключений экспертизы обеспечивает Исполнитель.

25.5.4 Принятые технологии, оборудование, строительные решения, организация строительства и эксплуатации объекта должны соответствовать требованиям действующих норм и правил в области промышленной безопасности.

25.5.5 Исполнитель обеспечивает сопровождение и согласование проектной документации в надзорных и разрешительных органах и органах государственной экспертизы проектов.

25.5.6 Обеспечить применение новейших материалов и технологий, обеспечивающих надежную эксплуатацию всех материалов и оборудования с учетом эффективности и экономичности строительства и эксплуатации.

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.

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».

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:

- 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

		<p>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> <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, ремонта и технического освидетельствования (диагностирования).</p> <p>25.5.13 В случае определения количества опасных веществ в проектируемых объектах менее 200тн в технологическом процессе, декларацию промышленной безопасности не разрабатывать.</p> <p>Проектному институту определить класс опасности проектируемого объекта в зависимости от объема опасного вещества в технологическом процессе объекта.</p> <p>Заказчик присваивает класс опасности объектам при подготовке/актуализации сведений характеризующих ОПО и регистрации объектов в соответствии с №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»</p> <p>В случае необходимости разработки декларации промышленной безопасности заключить дополнительное соглашение.</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	<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</p>

«Суст скважин №9-бис. Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»

	строительства	<p>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.); - ведомость потребных ресурсов. <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 случае 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> — на стадии ПД не требуется. — на стадии РД требуется. <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,

		<p>необходимо указывать в соответствии со спецификациями;</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 ТТР.</p> <p>28.15 В главе I 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 преysкурантные договора на поставку МТР (см. раздел 31 настоящего ЗП). 3. Используя утверждённую ТЗД (в соответствии с перечнем ДТПК, приведенном в разделе 16 настоящего ЗП). 4. Используя данные о рыночной цене МТР, не учтенных СВЗ/НВЛ/преysкурантными 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 договоров	Учесть на момент разработки проектно-сметной документации при наличии у заказчика прейскурантных 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 внесения изменений в РД и СД под фактически согласованную КД (при отсутствии на момент разработки ПСД), работы выполнить в рамках дополнительного договора.</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; ▪ 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	<p>35.1 Провести оценку эффекта от применения ДТПК (оценку выполнить в соответствии с действующими Корпоративными процедурами).</p>
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</p>

		<p>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» № П3-04 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.; - полный комплект РД и СД – 4 экз. <p>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.</p> <p>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>
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</p>

		<p>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 раздела.</p> <p>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 В случае отнесения проектным институтом объекта к I категории НВОС (п. 21.10) заключить отдельный договор для проведения экологической экспертизы.</p> <p>39.2 В случае определения количества опасного вещества в проектируемых объектах менее 200тн в технологическом процессе и подтверждения не отнесения объекта к особо опасным производственным объектам, проведение государственной/негосударственной экспертизы проектной документации не требуется, т.к. согласно п.3 статьи 49 Федерального закона №190 от 29.12.2004 г. «Градостроительный кодекс Российской Федерации» экспертиза проектной документации не проводится в случае, если для строительства или реконструкции объекта капитального строительства не требуется получение разрешения на строительство, получение разрешения на строительство не требуется на основании постановления правительства Тюменской области №131-п от 10.04.2012 с внесенными изменениями постановлением правительства Тюменской области №141-п от 09.04.2018, постановления правительства Российской Федерации от 12.11.2020 № 1816.</p> <p>39.3 В случае определения количества опасного вещества в проектируемых объектах более 200тн в технологическом процессе и подтверждения отнесения объекта к особо опасным производственным объектам (п. 25.5.13), проведение государственной экспертизы проектной документации выполнить в рамках дополнительного соглашения или отдельного договора.</p> <p>39.4 При необходимости обеспечить согласование раздела «Расчет ущерба рыбному хозяйству» и получение заключения в Территориальном управлении Федерального агентства по рыболовству.</p> <p>39.5 При необходимости получить в отделе геологии и лицензирования департамента по недропользованию по Уральскому федеральному округу по Тюменской области разрешение на осуществление застройки площадей залегания</p>

«Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»

		полезных ископаемых, а также размещение в местах их залегания подземных сооружений (ст.25 Закона РФ «О недрах» от 21.02.1992г. №2395-1).
--	--	--

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>	

ИД документа 1507094

Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения.

Список сотрудников, подписавших документ электронной подписью:

Кто подписал		За кого поставлена подпись		Дата подписи	Примечание	Номер версии
ФИО	Должность	ФИО	Должность			
Визирующие подписи						
Дриго А.А.	Главный маркшейдер	Дриго А.А.	Главный маркшейдер	23.10.2020 09:29:28		1
Боков Д.С.	Заместитель главного инженера - главный энергетик	Боков Д.С.	Заместитель главного инженера - главный энергетик	23.10.2020 08:55:39		1
Лобода Д.В.	Главный специалист	Лобода Д.В.	Главный специалист	22.10.2020 21:09:30		1
Малинин В.В.	Главный специалист	Малинин В.В.	Главный специалист	22.10.2020 20:38:59		1
Лобода Д.В.	Главный специалист	Лобода Д.В.	Главный специалист	22.10.2020 19:23:38		1
Орлов Ю.П.	Заместитель начальника управления - начальник отдела	Орлов Ю.П.	Заместитель начальника управления - начальник отдела	22.10.2020 16:42:29		1
Киршин О.А.	Менеджер	Киршин О.А.	Менеджер	22.10.2020 16:22:32		1
Краус Д.А.	Начальник отдела	Краус Д.А.	Начальник отдела	22.10.2020 16:13:46		1
Козлов Д.М.	Начальник отдела	Козлов Д.М.	Начальник отдела	22.10.2020 16:04:22		1
Загребельный Д.В.	Начальник отдела	Загребельный Д.В.	Начальник отдела	22.10.2020 16:00:18		1
Василишин А.М.	Начальник управления	Василишин А.М.	Начальник управления	22.10.2020 15:37:04		1
Колчин В.Н.	Начальник отдела	Колчин В.Н.	Начальник отдела	22.10.2020 15:14:43		1
Медведев Д.В.	Главный специалист	Медведев Д.В.	Главный специалист	22.10.2020 14:45:40		1
Фирсов А.В.	Начальник отдела	Фирсов А.В.	Начальник отдела	22.10.2020 11:05:10		1
Коскин А.Ю.	Менеджер по повышению энергоэффективности и энергосбережению	Коскин А.Ю.	Менеджер по повышению энергоэффективности и энергосбережению	22.10.2020 10:59:10		1
Мокрый В.И.	Начальник управления	Мокрый В.И.	Начальник управления	23.10.2020 14:46:58		2
Гилев А.В.	Заместитель начальника управления - начальник отдела	Гилев А.В.	Заместитель начальника управления - начальник отдела	23.10.2020 14:28:27		2
Зайниев И.Ф.	Начальник управления охраны окружающей	Зайниев И.Ф.	Начальник управления охраны окружающей	23.10.2020 14:42		2

Кто подписал		За кого поставлена подпись		Дата подписи	Примечание	Номер версии
ФИО	Должность	ФИО	Должность			
	среды		среды			

Сформировал: Ситдигов Сергей Олегович, 23.10.2020

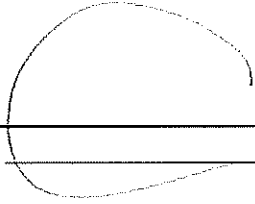
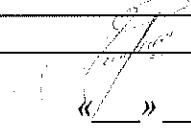
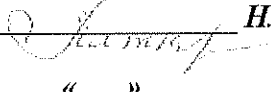
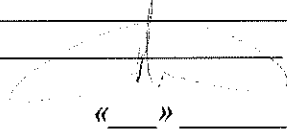
ИД документа 1657701

Куст №9 БИС Усть-Тегусского месторождения. 01.03 НТЦ итог

Список сотрудников, подписавших документ электронной подписью:

Кто подписал		За кого поставлена подпись		Дата подписи	Примечание	Номер версии
ФИО	Должность	ФИО	Должность			
Визирующие подписи						
Шаршаков О.В.	Начальник отдела	Шаршаков О.В.	Начальник отдела	04.03.2021 09:59:01		1
Литвинов А.О.	Главный специалист	Литвинов А.О.	Главный специалист	09.03.2021 12:24:28		2
Мокрый В.И.	Начальник управления	Мокрый В.И.	Начальник управления	09.03.2021 09:27:35		2
Колчин В.Н.	Начальник отдела	Колчин В.Н.	Начальник отдела	09.03.2021 08:56:21		2
Яковлев Ю.С.	Начальник отдела	Яковлев Ю.С.	Начальник отдела	05.03.2021 17:42:15		2
Макаров А.А.	Менеджер	Макаров А.А.	Менеджер	05.03.2021 10:34:29		2

Сформировал: Литвинов Артем Олегович, 09.03.2021

<i>От ООО «НК «Роснефть - НТЦ»:</i>	
<i>Заместитель главного инженера по инжинирингу в ПИР</i>	 _____ <i>Д.А. Кустов</i> «__» _____ 20__ г.
<i>ГИП</i>	 _____ <i>А.П. Щетинкин</i> «__» _____ 20__ г.
<i>Начальник отдела управления проектами</i>	 _____ <i>Н.А. Тяжкун</i> «__» _____ 20__ г.
<i>Начальник отдела П и СП</i>	 _____ <i>В.А. Брезгун</i> «__» _____ 20__ г.

Этапы строительства

«Куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»

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

<p>Этап строительства: «Куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения. Основание площадки».</p>
<p>Этап строительства: «ВЛ-6 кВ от ПС-35/6 кВ куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения до КТПН-6/0,4 кВ куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения».</p>
<p>Этап строительства: «Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения».</p>
<p>Этап строительства: «Автомобильная дорога от автодороги на куст № 9 Усть-Тегусского месторождения до куста скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения».</p>
<p>Этап строительства: «Куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина первой позиции)».</p>
<p>Этап строительства: «Куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина второй позиции)».</p>
<p>Этап строительства: «Куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения Обустройство. (Скважина третьей позиции)».</p>
<p>Этап строительства: «Куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина четвертой позиции)».</p>
<p>Этап строительства: «Куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство. (Скважина пятой 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 расчётам) необходимо выделить в отдельный титул объекты ОПО 1 и 2 классов опасности.

Начальник отдела

по вводу основных фондов

«23» марта 2021 года

О.В. Шаршаков

ГБ для проектирования КП №9 УБ Усть - Тегусского м/р

Месторождение	Куст	Номер скважины	Порядок бурения скважин	Классификация скважины по профилю ствола	Классификация скважины по назначению	Расстояние на передачку	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Мощность ПЭД
Усть-Тегусское	9 УБ	2396Г	1	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	277	39	180
Усть-Тегусское	9 УБ	2454Г	2	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	240	35	160
Усть-Тегусское	9 УБ	2397Г	3	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	240	38	160
Усть-Тегусское	9 УБ	2398Г	4	Горизонтальные скважины	Добывающая	8	240	30	160
Усть-Тегусское	9 УБ	5	UPSIDE	Горизонтальные скважины	Нагнетательная с отработкой		160	30	100

Начальник отдела планирования бурения ООО "РН-Уватнефтегаз"

Нагарев О.В.

Координаты 1-й скважины

X - 2197692.00

Y - 6496290.00

НДС - 0%

Руководитель проекта ООО "РН-Уватнефтегаз"

Мелихов Д.В.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ*

Профиль добычи
Усть-Тегусского месторождения КП №9УБ

плотность нефти, т/м3	0.882
объемный коэф.нефти, д.ед.	1.075
плтноность 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	209.261		9.916	39.732	30.639	25.751	20.888	16.525
Добыча жидкости	1 462.857		20.984	86.476	72.859	72.011	72.011	72.209
Добыча воды для системы ППД	1 050.900						51.123	55.684
Закачка	1 537.610					107.400	107.400	100.240
Обводнение	86%		53%	54%	58%	64%	71%	77%
Ср. дебит нефти	т/сут		44	28	22	18	15	12
Пусковой дебит новой скважины	т/сут		41					
Ср. дебит жидкости	т/сут		93	61	51	51	51	51
Ср. приемистость	м3/сут		268				300	280
Компенсация текущая	%							
Компенсация накопленная	%							
Ввод скважин (Доб+Наг)	штук		4	1				
нефтяные из бурения	скв.		4					
газовые из бурения	скв.							
нагнетательные из бурения	скв.					1		
с отработкой	скв.					1		
без отработки	скв.							
из разведочного бурения	скв.							
водозаборные из бурения	скв.							
прочие из бурения	скв.							
ПВПГ	скв.							
Перевод скв. в ППД	штук		4	4	4	4	4	4
Действующий фонд добывающих скважин на к.г.	скв.						1	1
Действующий фонд нагнетательных скважин на к.г.	скв.							
Число дней работы добывающих скважин	дней		27291			1 424	1 424	1 427
Число дней работы нагнетательных скважин	дней		5728				358	358
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

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, условия добычи нефти, добычи и закачки воды на кустовой площадке месторождения Усть-Тегусского пласты Ю2, Ю4.

Показатели	Единица измерения	Величина	
		Ю2	Ю4
Начальная пластовая температура	°С	84	84,5
Газосодержание	м ³ /т. нефти	27,1	28,16
Для добывающей скважины:			
Способ добычи нефти		механизированный	
Устьевое давление (максимальное рабочее)	МПа	3,6	3,6
Устьевое давление (максимальное возможное, расчетное)	МПа	4	4
Для водонагнетательной и водозаборной скважины:			
Рабочее давление на устье скважины	МПа	19	19
Расчетное давление в системе ППД	МПа	21	21
Приемистость водонагнетательной скважины, не более	м ³ /сут.	350	350
Производительность водозаборной скважины, не более	м ³ /сут.	2000	2000

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение		
Плотность нефти при 20 °С	кг/м ³	842	887	
Вязкость кинематическая при 20 °С	10 ⁶ м ² /с	33,0998	61,2176	
Вязкость кинематическая при 50 °С	10 ⁶ м ² /с	11,3777	18,3766	
Температура застывания, °С	°С	-8,8	-5,5	
Массовое содержание	Серы	% (масс.)	1,23	1,32
	Смол	% (масс.)	9,2	
	силикагелевых			9,7
	Асфальтенов	% (масс.)	10,5	5,1
	Парафинов	% (масс.)	4,18	4,9
Температура плавления парафина	°С	59	57	
Температура начала кипения	°С	68,4	78	
Объемный выход фракций	н.к. -100 °С	% (об.)	1,8	2,1
	до 150 °С	% (об.)	7,7	5,6
	до 200 °С	% (об.)	14	9,9
	до 260 °С	% (об.)	22,5	18,4
	до 300 °С	% (об.)	31	28,3
Молекулярная масса	г/моль			

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

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, %(мол.)	
Сероводород	H ₂ S	-	-
Азот	N ₂	3,06	2,29
Углекислый газ	CO ₂	0,48	0,52
Метан	CH ₄	82,7	83,23
Этан	C ₂ H ₆	5,97	5,78
Пропан	C ₃ H ₈	4,88	4,37
i-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	1,39	1,54
n-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	1,05	0,91
Остаток (C ₅ + + высшие)	-	0,47	1,36

Физико-химические свойства пластовой воды

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение	
			Ю2	Ю4
Плотность при 20°C		кг/м ³	1,014	1,015
Минерализация		г/дм ³	20173	23016
РН			6,8	7,09
Содержание ионов	Cl ⁻	мг/ дм ³	11786	12715
	SO ₄ ²⁻	мг/ дм ³	33,9	12,6
	HCO ₃ ⁻	мг/ дм ³	1085	1370
	Ca ²⁺	мг/ дм ³	544	518
	Mg ²⁺	мг/ дм ³	113	99
	Na ⁺ + K ⁺	мг/ дм ³	7304	8077

Начальник отдела планирования и мониторинга ЗБС



Мелихов Д.В.

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, заводоизготовителей, 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 схемотехнические 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.

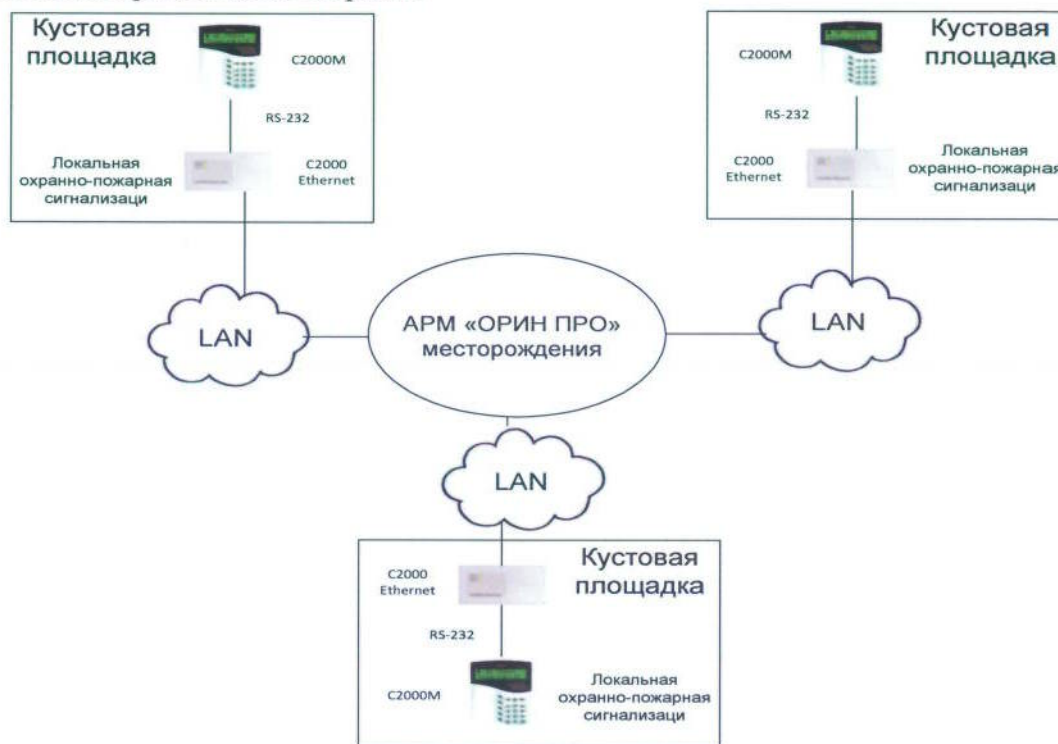


Рисунок 1

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°C.

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 ширококвещательных 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



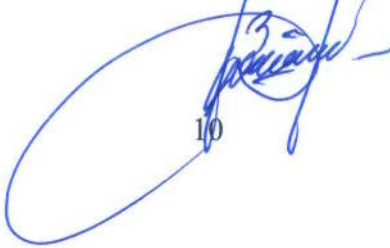
И.В. Трапезников

Начальник отдела ИТ и телекоммуникаций



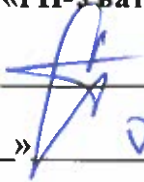
В.Н. Белуган

Начальник отдела по ОФиИТЗ



Д.В. Загребельный

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


 _____ И.Ф. Зайниев
 « 28 » 08 _____ 2020 г.

**Технические условия на водоснабжение и водоотведение
 по объекту: «Куст скважин № 9-бис Усть-Тегусского 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 БПО Усть-Тегусского месторождения автотранспортом, которым будет снабжена служба эксплуатации Усть-Тегусского 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 Усть-Тегусского месторождения для совместной очистки и подготовки с пластовой водой и последующего использования в системе поддержания пластового давления.

Служба эксплуатации Усть-Тегусского 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 №9 бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»**

1. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 бис подключить в действующий нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения согласно схеме (приложение 1).
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 Усть-Тегусского месторождения, 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 действующему трубопроводу с учётом соединительных деталей, подключение проектируемого трубопровода к действующему трубопроводу выполнить силами организации, строящей трубопровод совместно с участком эксплуатации трубопроводов. Подключение в трубопровод Ду 400мм выполнить при помощи холодной врезки.
7. 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.
8. Владелец существующих и проектируемых коммуникаций – ООО «РН-Уватнефтегаз».
9. Срок действия технических условий - 2 года.

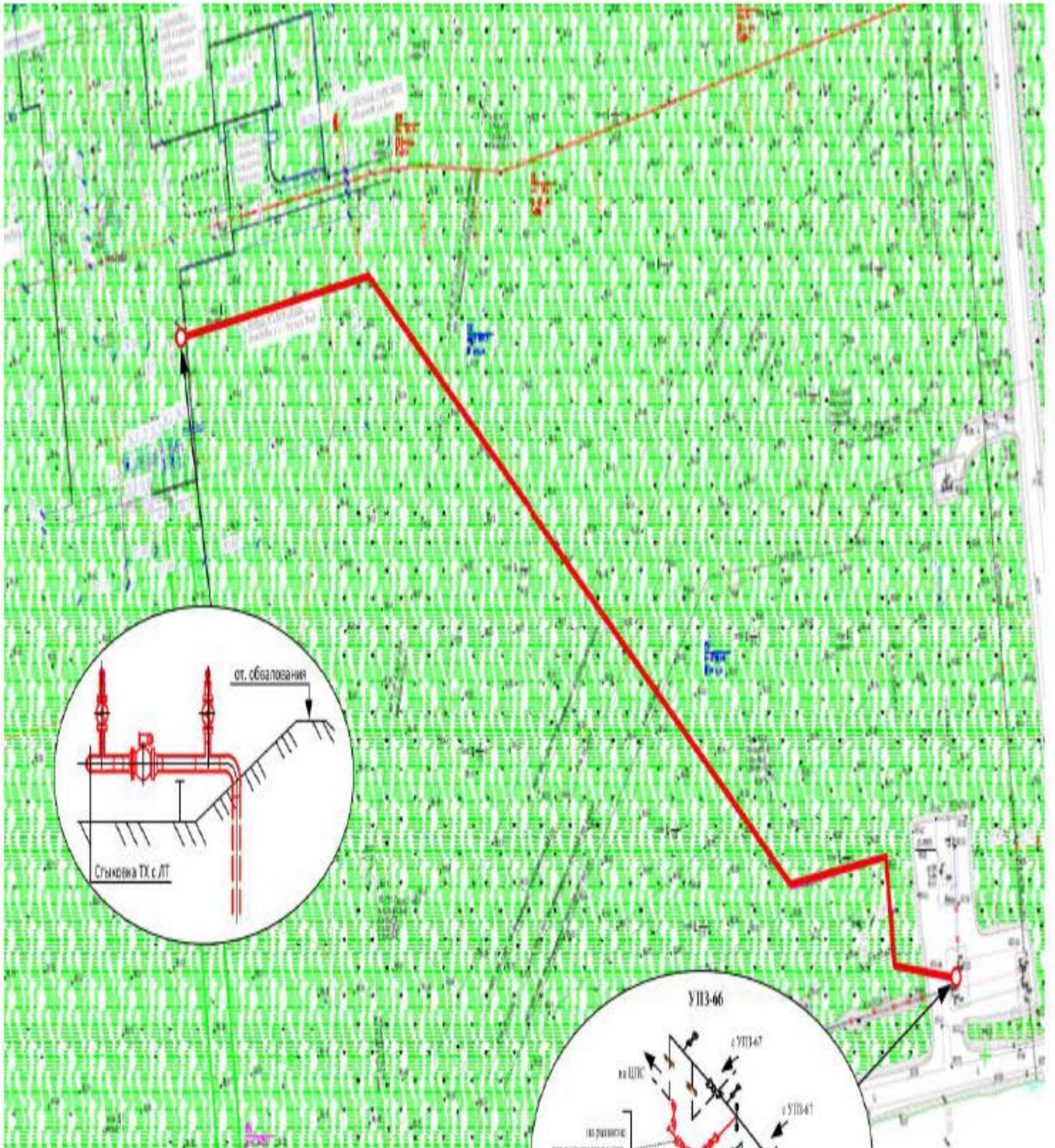
Начальник отдела эксплуатации трубопроводов

Начальник УЭТнЛА УНП-1



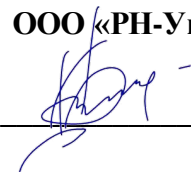
И.В. Моховиков
И.Л. Иосифов

Приложение 1



- Проектный трубопровод
- Действующий трубопровод

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.

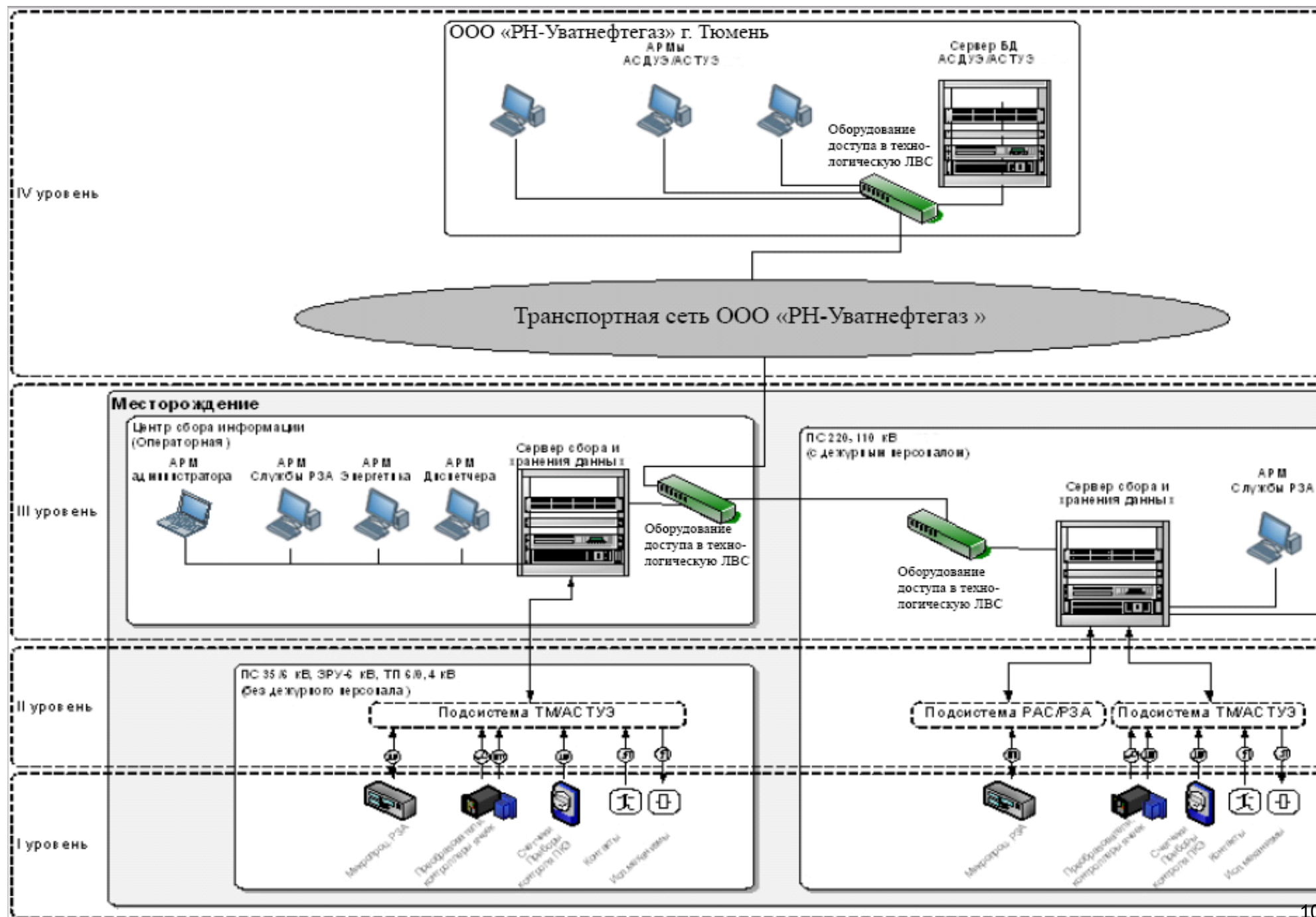
Разработал:

Главный специалист отдела развития
энергohозяйства и технологических присоединений



Ягудин Д.Д.

Структурная схема системы АСДУЭ и АСТУЭ



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 АСУ ТП 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.

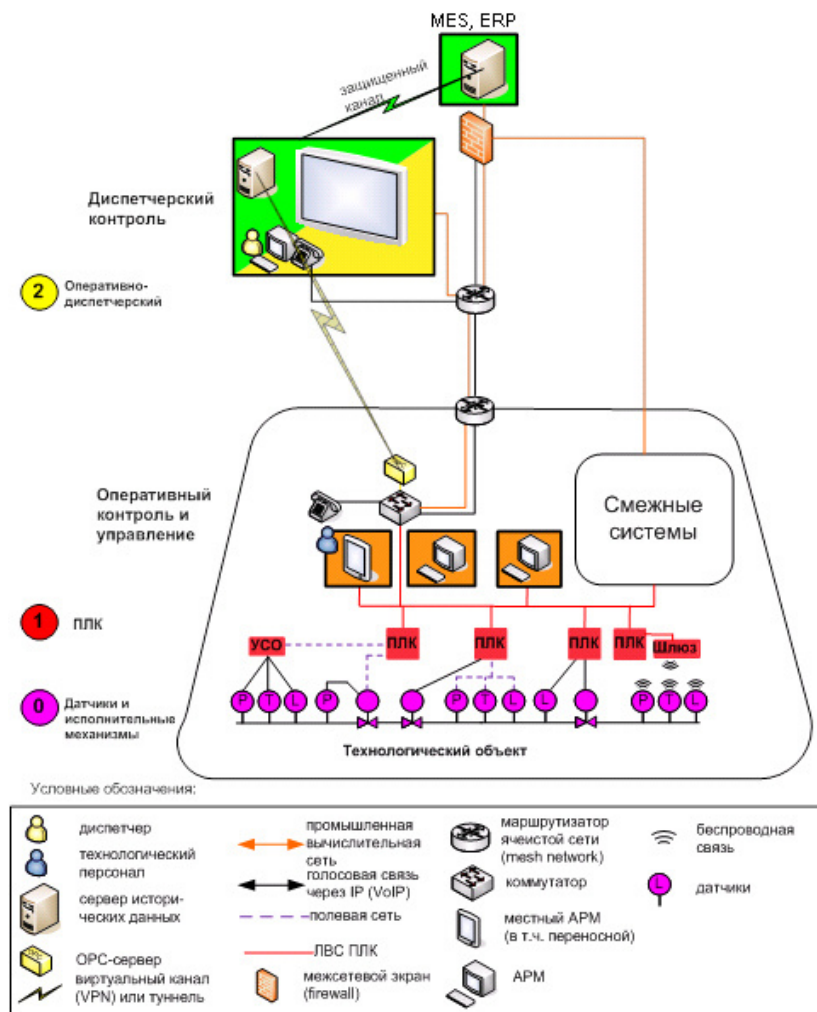


Рис. 1. Структура АСУ ТП

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», Требованиям 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 непроизвольного 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]

**ДЕМИЛИТАРИЗОВА
АННАЯ 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]

**ИНФОРМАЦИОНН
АЯ 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;
 - в) 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, сбоях (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	Л (значение меньше нижнего предаварийного порога)
		/6	ЛЛ (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

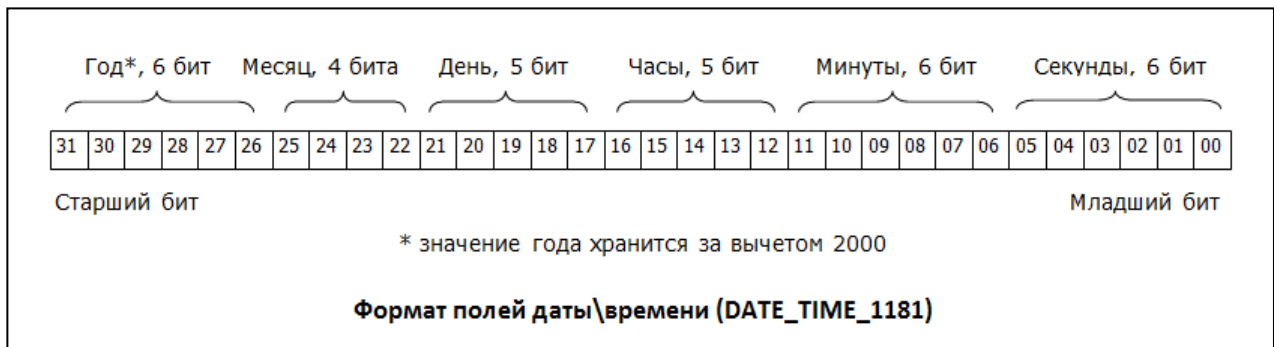
Регистр	Доступ	Тип данных	Описание параметра
810	R	uint16	Состояние КШ111
811	R	uint16	Состояние КШ112
812	R	uint16	Состояние КШ113
813	R	uint16	Состояние КШ114
814	R	uint16	Состояние КШ115
815	R	uint16	Состояние КШ116
816	R	uint16	Состояние КШ117
817	R	uint16	Состояние КШ118
818	R	uint16	Состояние КШ119
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") 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 (м ³ /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	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.			
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.

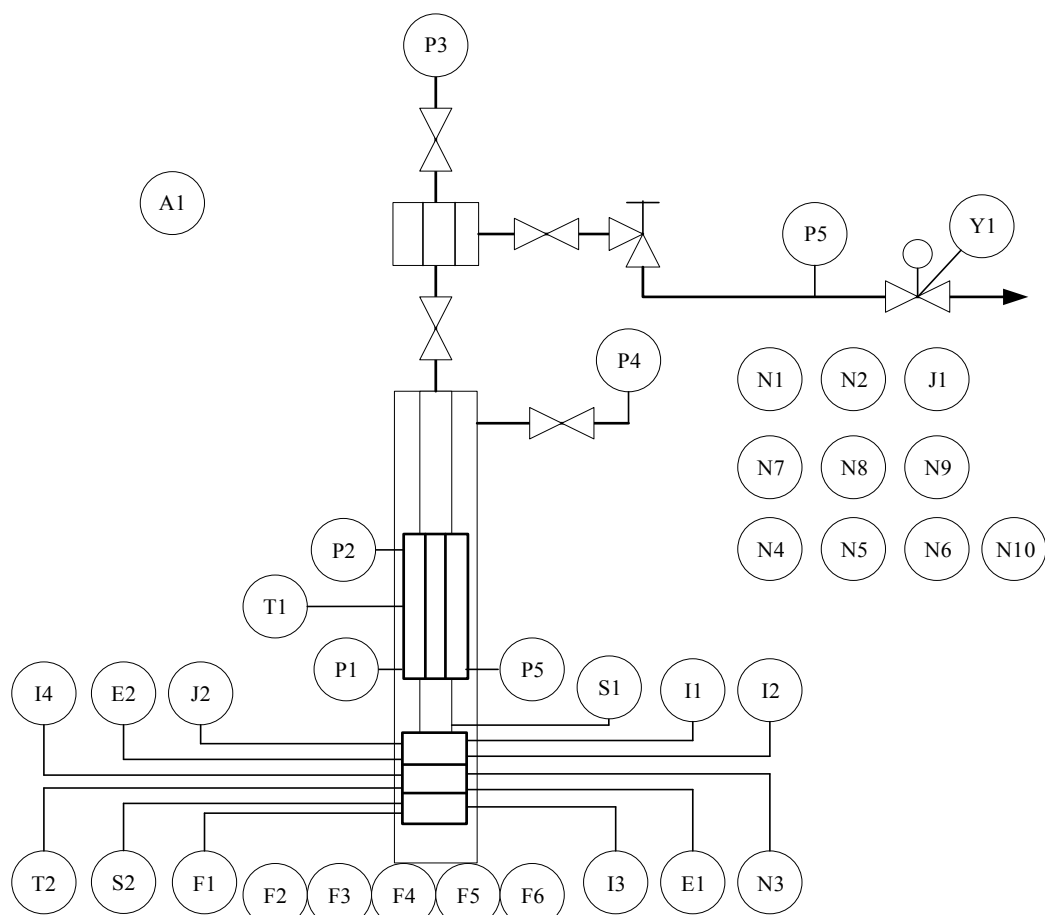


Рис. 1 Объем автоматизации скважины с ЭЦН

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

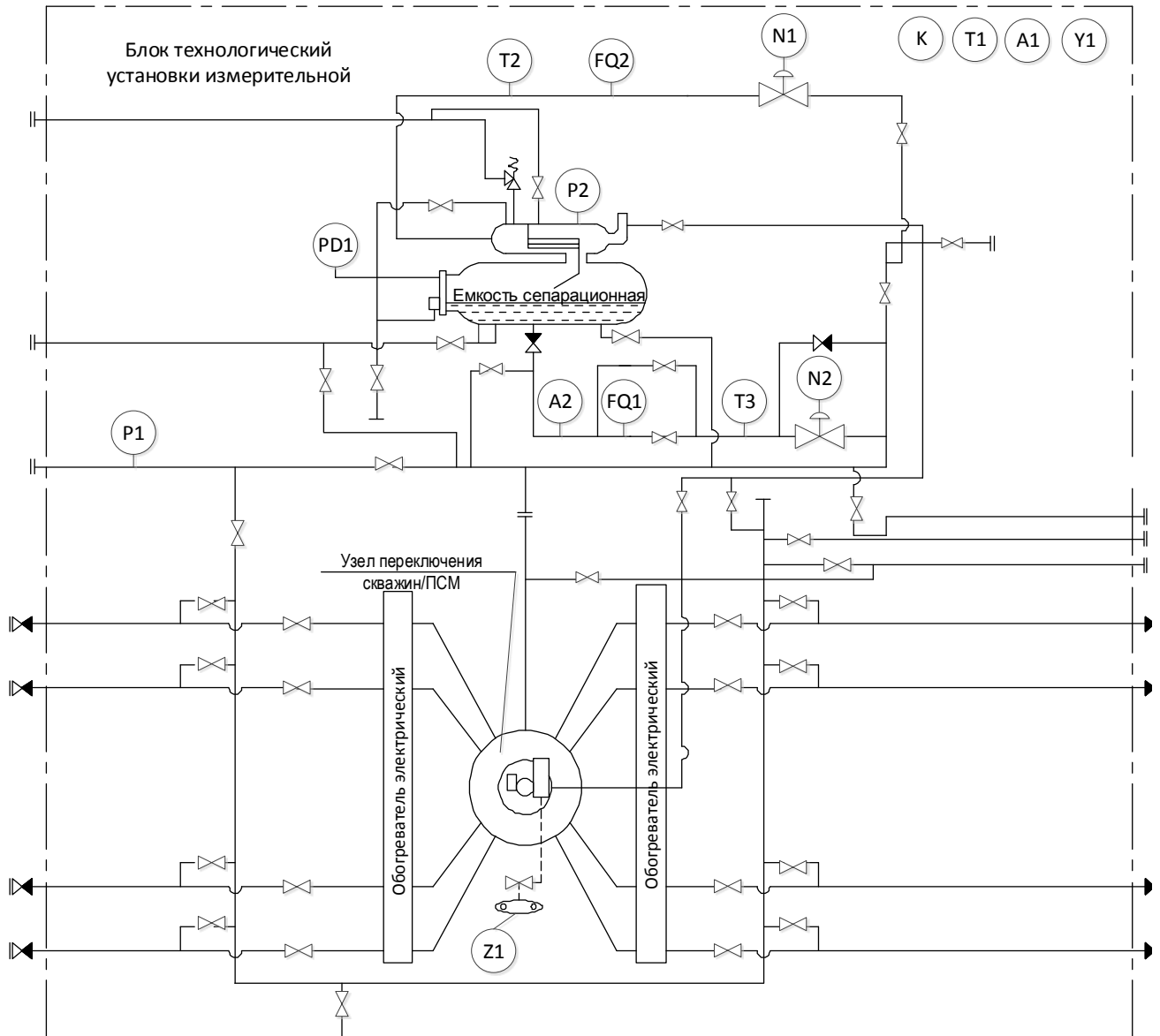


Рис. 2 Объем автоматизации ИУ сепарационного типа

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

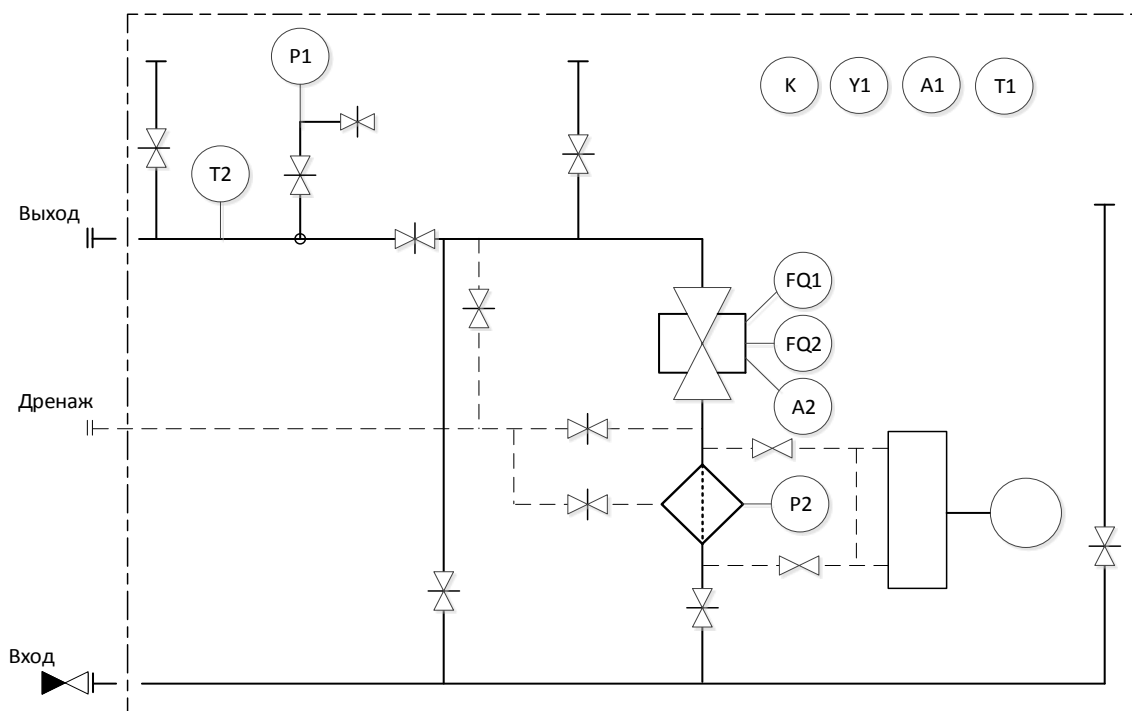


Рис. 3 Объем автоматизации ИУ беспарационного типа

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.

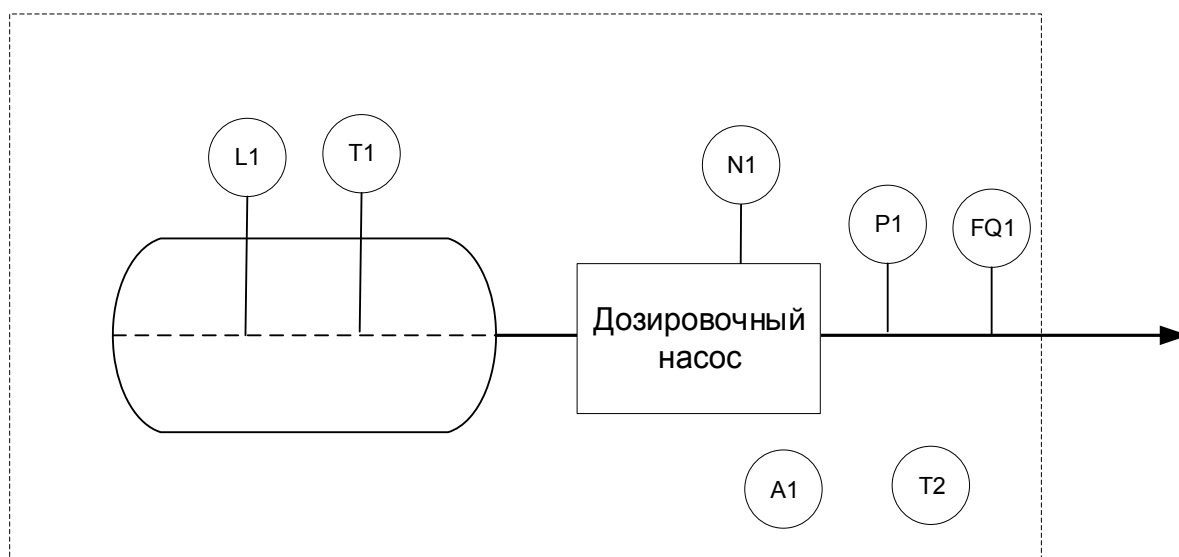


Рис. 4 Объем автоматизации СУДР

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.

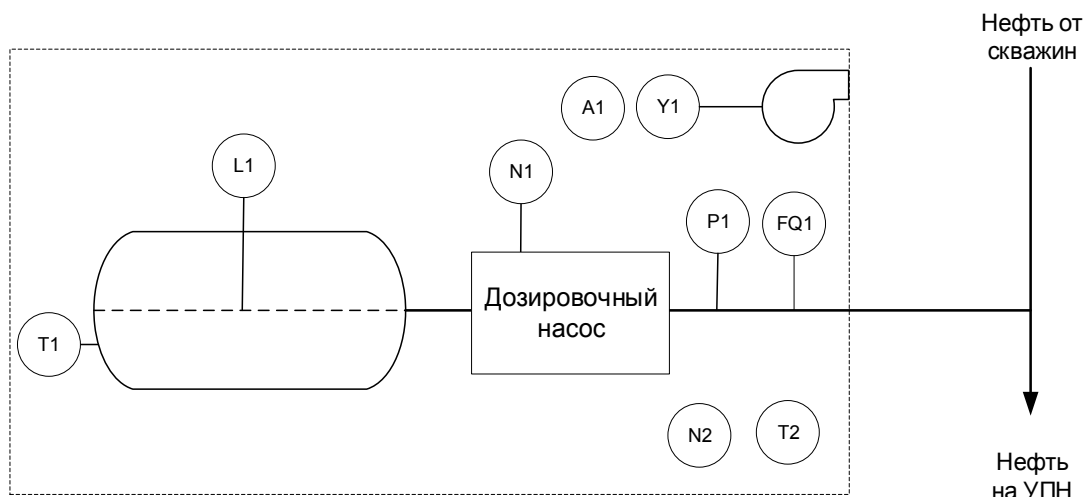


Рис. 5 Объем автоматизации блока дозированной подачи химреагентов

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

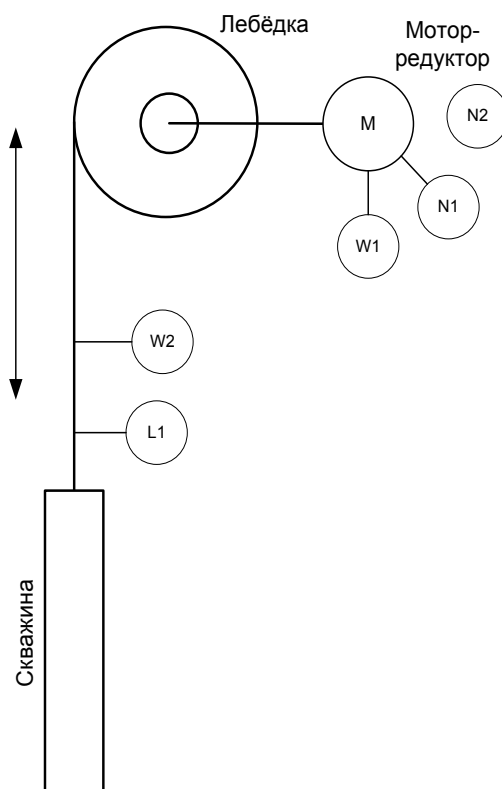


Рис. 6 Объем автоматизации установки депарафинизации скважин

АРМАТУРНЫЙ БЛОК ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

В Таблице 7 и на рисунке 7 приведен объем автоматизации арматурного блока газовой скважины.

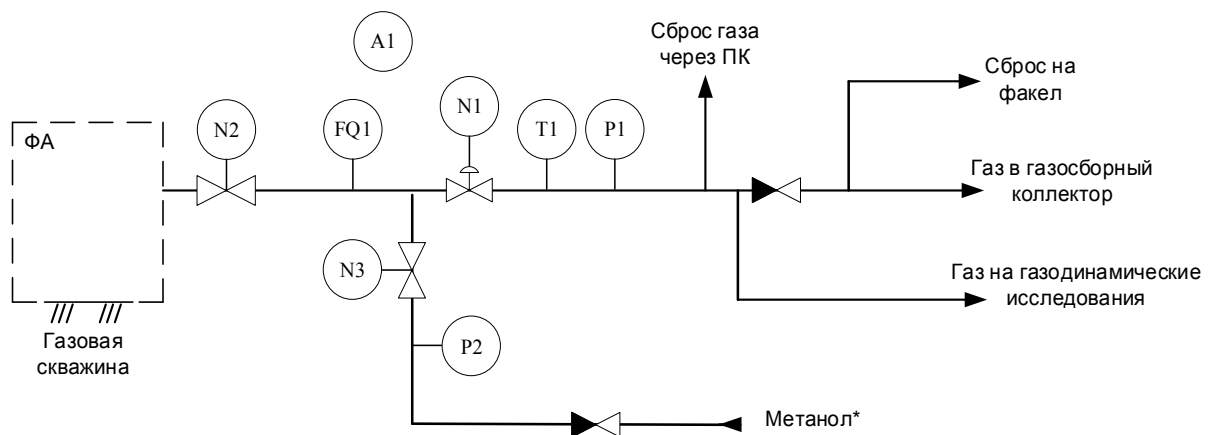
Таблица 7
Объем автоматизации арматурного блока газовой скважины

№ 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

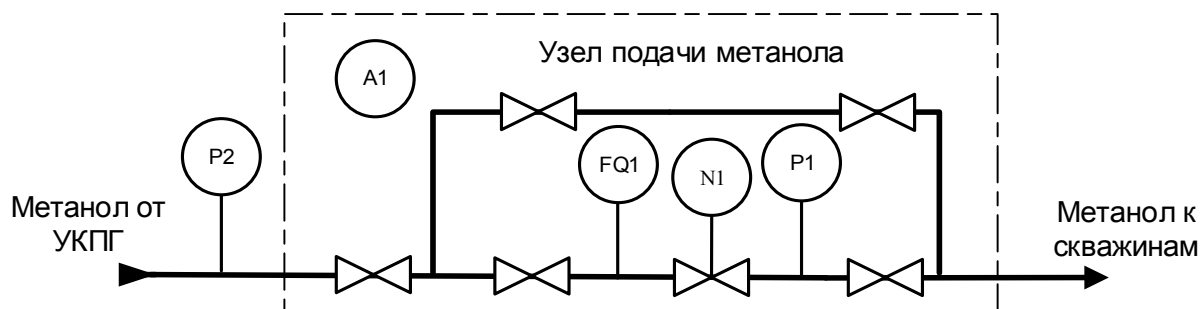


Рис. 8 Объем автоматизации узла подачи метанола на газовый куст

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

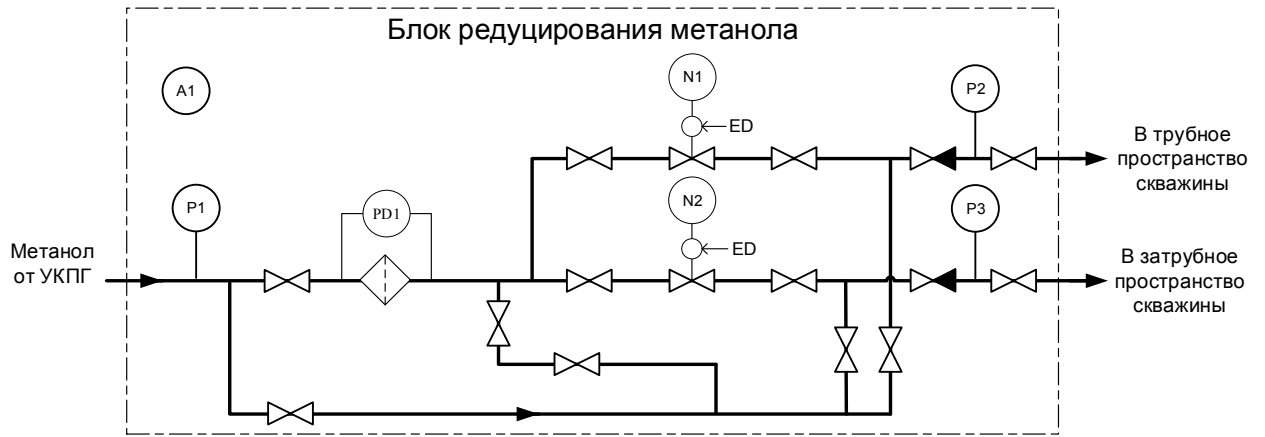


Рис. 9 Объем автоматизации блока редуцирования метанола

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

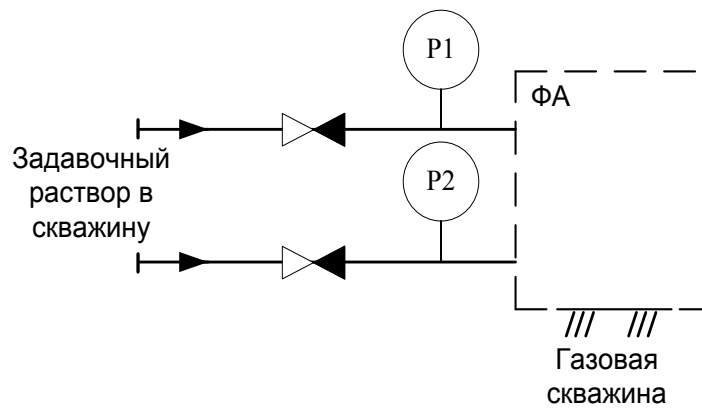


Рис. 1 Объем автоматизации узла обвязки скважин

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.

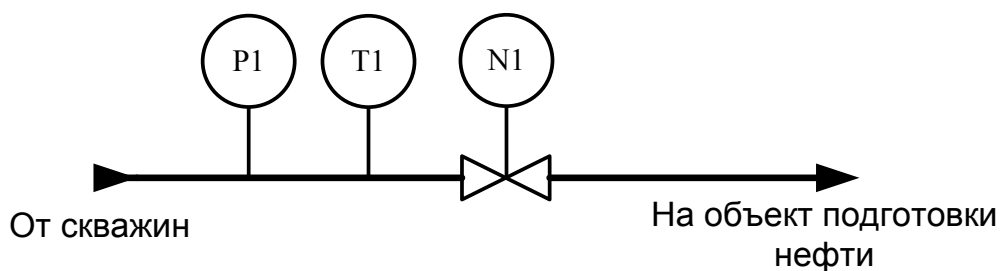


Рис. 2 Объем автоматизации нефтесборного коллектора кустовой площадки

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.*

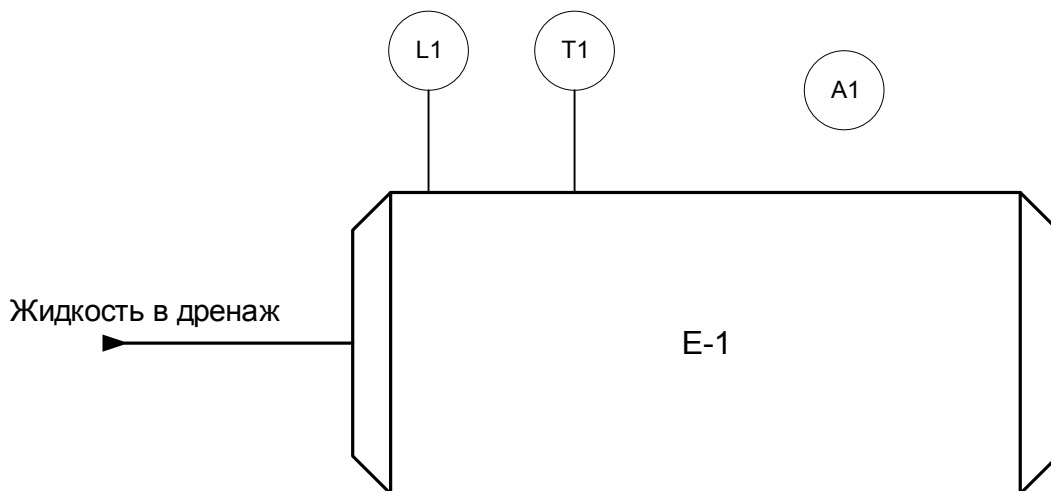
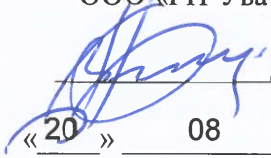


Рис. 3 Объем автоматизации емкости дренажной (в том числе для аварийного слива нефтепродуктов и для сбора масла)

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


Д.С. Боков
« 20 » 08 2020 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ №67/20
на электроснабжение объекта
«Куст скважин №9 бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»**

1. Категория надежности электроснабжения – I (первая).
2. Класс напряжения - 6 кВ.
3. Максимальная мощность – определить проектом.
4. Источник питания – ПС-35/6кВ Тегусс 9, 2х10 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 КТПН 6/0,4 кВ (мощность и количество определить проектом). Значение коэффициента загрузки трансформаторов в аварийном режиме обеспечить не более 0,7;
 - 8.3 Строительство ВЛ-6 кВ от ПС-35/6кВ Тегусс 9 до КТПН куста скважин № 9 бис Усть-Тегусского месторождения;
 - 8.4 На площадке куста №9 бис Усть-Тегусского 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 Подключение наземного оборудования добывающих скважин предусмотреть от РУ-0,4кВ проектируемой КТПН 6/0,4 Кв;
 - 8.6 расчет и проверку на соответствие коммутационных аппаратов и трансформаторов тока в отходящих ячейках РУ-6кВ ПС 35/6 кВ Тегусс 9 в нормальном режиме и на момент бурения;
 - 8.7 расчет токов короткого замыкания, с учетом селективности и требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры;
 - 8.8 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;
 - 8.9 установку на КП № 9 бис фильтров сетевых активных 0,4кВ для снижения уровня высших гармонических составляющих (ВГС) 3-х фазного питающего напряжения станций управления с частотным преобразователем;
 - 8.10 На ВЛ - 6 кВ предусмотреть установку подвесных стеклянных изоляторов;
 - 8.11 При пересечении ВЛ – 6 кВ с автомобильными дорогами, предусмотреть габарит до нижнего провода не менее 10 метров;
 - 8.12 КТПН должны быть оснащены пожарными извещателями с выводом сигнала в диспетчерский пункт ПТК СК-11 (АРМ диспетчера);
 - 8.13 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;

- 8.14 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.

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

ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1		1-242	-		242	5011-22		07.04.22

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. №
28888/П		

1	-	Зам.	5011-22		07.04.22	1750621/0085-П-012.052.000-ПЗ-01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		242

Разрешение	Обозначение	1750621/0085Д-П-012.052.000-ПЗ-01
5011-22	Наименование объекта строительства	НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
------	------	----------------------	-----	------------

1		Обложка и титульный лист заменить. Внесена информация об изменениях 1750621/0085Д-П-012.052.000-ПЗ-01-С	4	Изменения в том внесены на основании изменений проектных отделов
	1	Лист заменить. Внесена информация об изменениях 1750621/0085Д-П-012.052.000-ПЗ-01		
	1-242	Листы заменить. Внесены изменения на листах 76, 77 Откорректированы площади земель 242 Лист заменить. Внесены изменения в таблицу регистрации изменений		

Согласовано	Н.контр	Каминник	07.04.22

Изм. внес	Щетинкин		07.04.22	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ИНН 2310095895 Бюро ГИП	Лист	Листов
ГИП	Щетинкин		07.04.22			1
Утв.	Кустов		07.04.22			