Р О С С И Я
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 №10-БИС УСТЬ-ТЕГУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Куст скважин

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01

Том 5.7.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	12098-21		10.09.21

2021

Р О С С И Я
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 №10-БИС УСТЬ-ТЕГУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Куст скважин

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01

Том 5.7.1

Главный инженер **А.А. Попов**

Главный инженер проекта **К.И. Кравец**

И. о. начальника технологического отдела **Ю.Е. Колтунова**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	12098-21		10.09.21

2021

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 28878/П

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение		Наименование	Примечание (страница)
1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01-С		Содержание тома 5.7.1	2 Изм.1
1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01		Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Технологические решения. Площадочные объекты	4 Изм.1
Графическая часть			
1	1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Схема принципиальная технологическая	72 Изм.1 (Зам.)
2	1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-002	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Ситуационный план. Схема расположения якорей ветровых оттяжек агрегатов подземного ремонта скважин	73 Изм.1 (Зам.)
3	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-001	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Структурная схема АСУ ТП	74 Изм.1 (Зам.)
4	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-002	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Добывающая скважина с ЭЦН. Схема автоматизации	75 Изм.1 (Зам.)
5	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-003	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Водонагнетательная скважина. Схема автоматизации	76 Изм.1 (Зам.)
6	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-004	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Общеплощадочные трубопроводные коллекторы. Схема автоматизации	77 Изм.1 (Зам.)

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 28878/П

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01-С		
1		Зам.	12098-21		10.09.21			
Разраб.		Макеева			10.09.21	Содержание тома 5.7.1	Стадия: П	Лист: 1 / Листов: 2
Н. контр.		Кудря			10.09.21		ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»	
ГИП		Кравец			10.09.21			

	Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
7	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-005	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Измерительная установка. Схема автоматизации	78 Изм.1 (Зам.)
8	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-006	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Установка дозирования хим. реагентов. Схема автоматизации	79 Изм.1 (Зам.)
9	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-007	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. План расположения оборудования в блоке контроля и управления БКУ	80 Изм.1 (Зам.)

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

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общая часть 6

2 Технологические решения по обустройству куста скважин №10-бис 8

2.1 Характеристика производственного процесса 8

2.1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции 8

2.1.2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса 13

2.1.2.1 Основные факторы, определяющие выбор технологической схемы и оборудования 15

2.1.2.2 Описание технологической схемы работы объекта 15

2.1.3 Требования к организации производства 19

2.1.4 Данные о трудоемкости изготовления продукции 19

2.2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд 19

2.3 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов 20

2.4 Источники поступления сырья и материалов 21

2.5 Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции 21

2.6 Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования 21

2.6.1 Блок технологический измерительной установки 21

2.6.2 Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) 23

2.6.3 Дренажная емкость V = 5 м^3 подземная 24

2.6.4 Трубопроводная арматура 25

2.6.5 Датчик расхода среды 26

2.7 Количество и типы вспомогательного оборудования 27

2.8 Технологические трубопроводы 27

2.9 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах 34

2.10 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств 37

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

Согласовано: Гл. спец. — Максимова — 10.09.21

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 28878/П

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01		
1		Зам.	12098-21		10.09.21			
Разраб.		Макеева			10.09.21	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Технологические решения. Куст скважин	Стадия	Лист	Листов
Зав.гр.		Белов			10.09.21		П	1	68
И.о.нач.отд.		Колтунова			10.09.21		ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		
Н. контр.		Кудря			10.09.21				
ГИП		Кравец			10.09.21				

2.11 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов 37

2.12 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых технологических ресурсов 39

3 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе 40

3.1 Общие положения 40

3.2 Характеристика АСУ ТП 40

3.3 Объем автоматизации 42

3.4 Средства автоматизации 48

3.4.1 Размещение и монтаж средств автоматизации 49

3.4.2 Электропитание средств автоматизации 50

3.5 Обеспечение единства измерений 51

3.6 Информационная безопасность 54

4 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности. Перечень мероприятий, обеспечивающий соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства 55

5 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 56

6 Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов 57

7 Охрана окружающей среды 62

7.1 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники 62

7.2 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду 62

7.3 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению 63

8 Ссылочные нормативные документы 64

Список исполнителей 70

Таблица регистрации изменений 71

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

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

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Данный раздел проекта разработан на основании:

– задания на проектирование объекта «Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;

– исходных данных, предоставленных ООО «РН-Уватнефтегаз».

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.

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, IB 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 7, раздел 2, глава 2.5 относится:

– по ветровому давлению – ко II району, 500 Па;

– по толщине стенки гололеда – к II району, 15 мм;

– 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 территории расчетная 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 %.

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

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБУСТРОЙСТВУ КУСТА СКВАЖИН №10-БИС

2.1 Характеристика производственного процесса

2.1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

В соответствии с заданием на проектирование для обеспечения заданных показателей добычи нефти на Усть-Тегусском нефтяном месторождении проектом предусматривается обустройство кустовой площадки №10-бис (далее – «объект»).

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.

Проектом предусмотрено поэтапное обустройство кустовой площадки, 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 обвязка скважин с возможностью подключения каждой скважины к нефтегазосборному трубопроводу.

Основные технико-экономические показатели процесса добычи нефти на объекте представлены в таблице 2.1, геолого-физические характеристики продуктового пласта, условия добычи нефти, добычи и закачки воды – в таблице 2.2, физико-химические свойства и состав добываемого попутного газа, нефти и пластовой воды – в таблицах: 2.3, 2.4, 2.5.

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

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

Таблица 2.1 – Основные технико-экономические показатели процесса добычи нефти на кусте скважин №10-бис

Показатели	Единица измерения	Значение
Количество скважин, в том числе:	шт.	11
- добывающих	шт.	10
- водонагнетательных с отработкой «на нефть»	шт.	1
Добыча нефти	тыс. т/год	2,40 – 103,43
Добыча воды (попутно с нефтью)	м³/год	129,44 – 200,59
Добыча попутного газа (с нефтью)	млн. ст. м³/год	0,18 – 3,50
Добыча жидкости (нефть и вода)	тыс. т/год	61,35 – 300,92
Закачка воды для поддержания пластового давления	тыс. м³/год	214,39 – 264,10

Примечание - Основные технико-экономические показатели процесса добычи продукции на кустовой площадке №10-бис приняты на основании предоставленной динамики ООО «РН-Уватнефтегаз» – приложение № 3 к Заданию на проектирование

Таблица 2.2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, условия добычи нефти, добычи и закачки воды

Показатели	Единица измерения	Величина	
		Ю2	Ю4
Начальная пластовая температура	°С	плюс 84	плюс 84,5
Газовый фактор	м³/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	м³/сут.	не более 750	
Температура воды в системе ППД	°С	до 30	

Таблица 2.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина	
		Ю2	Ю4
Плотность нефти при 20 °С	кг/м³	842	887
Вязкость кинематическая при 20 °С	10^6 м²/с	33,0998	61,2176
Вязкость кинематическая при 50 °С	10^6 м²/с	11,3777	18,3766

Наименование параметра		Ед. измерения	Величина	
			Ю2	Ю4
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 2.4 – Компонентный состав попутного нефтяного газа при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях (Р=101 325 Па, Т=20°С)

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, %(мол.)	
		Ю2	Ю4
Сероводород	H_2S	-	-
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_2H_6	5,97	5,78
Пропан	C_3H_8	4,88	4,37
и-Бутан	$i\text{-}C_4H_{10}$	1,39	1,54
н-Бутан	$n\text{-}C_4H_{10}$	1,05	0,91
Остаток (C_{5+}+высшие)	-	0,47	1,36
Плотность газа, выделившегося из сепаратора измерительной установки, кг/ст. $м^3$	-	0,8069	
Относительная плотность по воздуху газа, выделившего из сепаратора измерительной установки	-	0,7556	

Таблица 2.5 – Физико-химические свойства и ионный состав 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
pH	-	6,8	7,09

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

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение	
			Ю2	Ю4
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 на объекте представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Динамика добычи нефти, жидкости, газа и закачки воды на кусте скважин №10-бис

Год	Добыча, тыс. т/год		Добыча газа, млн м^3/год	Закачка воды, тыс. м^3/ год
	нефти	жидкости		
2023	24,482	47,220	0,83	-
2024	103,426	234,190	3,50	-
2025	85,919	215,361	2,91	264,101
2026	64,543	203,649	2,18	242,181
2027	49,181	203,649	1,66	235,231
2028	36,747	204,207	1,24	230,189
2029	26,856	203,649	0,91	225,130
2030	19,846	203,649	0,67	221,959
2031	14,906	203,649	0,50	219,724
2032	11,427	204,207	0,39	218,734
2033	9,013	203,649	0,30	217,058
2034	7,427	203,649	0,25	216,340
2035	6,291	203,649	0,21	215,826
2036	5,441	204,207	0,18	216,025
2037	4,781	203,649	0,16	215,143
2038	4,301	203,649	0,15	214,926
2039	3,922	203,649	0,13	214,755
3040	3,616	204,207	0,12	215,200
2041	3,339	203,649	0,11	214,490
2042	3,108	203,649	0,11	214,386
2043	2,404	168,902	0,08	-

Назначение скважин на кустовой площадке приведено в таблице 2.7.

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

Таблица 2.7 – Назначение скважин на кусте скважин №10-бис

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

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 – 10 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

В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 нефть Усть-Тегусского месторождения классифицируется как:

– по массовому содержанию серы – класс 2 (сернистая);

– по плотности – нефть пласта Ю2 - тип 1 (легкая), нефть пласта Ю4 - тип 3 (тяжелая).

Добываемый совместно с нефтью попутный нефтяной газ не содержит сероводорода, содержание двуокиси углерода незначительно.

Режим работы промысла принят круглосуточный 365 дней в году (8760 часа).

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

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

Транспортируемая среда систем нефтесборного трубопровода и высоконапорного коллектора принята низкой коррозионной активности со скоростью общей коррозии металла не более 0,1 мм/год.

Расчетный срок эксплуатации кустовой площадки принят равным 20 годам согласно Заданию на проектирование.

2.1.2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса

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

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

Для универсальности в проекте для устья скважины введено обозначение «добывающая/водонагнетательная с отработкой «на нефть» скважина», указывающее на 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 водонагнетательной с отработкой «на нефть» на период отработки «на нефть», производится монтаж выкидного трубопровода (рассчитан на давление 4,0 МПа) с подключением скважины к сборному и замерному коллекторам через переключающий

электроприводной трехходовой кран. При переводе скважины в режим поддержания пластового давления производится перекрытие секущих задвижек на линиях подключения скважины к сборному и замерному коллекторам, демонтаж выкидной линии (рассчитана на давление 4,0 МПа) от скважины до секущей арматуры с установкой фланцевых заглушек, и монтаж высоконапорной линии (рассчитана на давление 21,0 МПа) с подключением к водоводу высокого давления через секущую задвижку.

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

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

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

- 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001;
- 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-002.

Распределение скважин и оборудования на объекте представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Количество скважин и технологического оборудования на объекте

Наименование	Количество, шт.
Добывающие скважины	10
Водонагнетательные с отработкой «на нефть» скважины	1
Блок технологический измерительной установки с подключением на одну скважину	1
Дренажная емкость V=5м^3 подземная	1
Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	1
Место под индивидуальный шкаф дозирования реагента в затрубное пространство добывающей скважины	11
Примечание - Место под индивидуальный шкаф дозирования реагента предусмотрено напротив устья каждой добывающей и водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины. Установка индивидуальных шкафов дозирования реагента (СУДР) данным проектом не предусмотрена. Проектом предусмотрено место для их размещения в случае возникновения необходимости обеспечения ингибиторной защиты. Подключение к инженерным сетям осуществляется силами эксплуатирующей организации	

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

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

2.1.2.1 Основные факторы, определяющие выбор технологической схемы и оборудования

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

– расположение в заболоченной местности, большая продолжительность холодного периода года, экстремально низкие температуры;

– удаленность месторождения от ближайших населенных пунктов и инфраструктуры.

2.1.2.2 Описание технологической схемы работы объекта

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

а) Система нефтедобычи, сбора и замера

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

Продукция добывающей скважины направляется по выкидному трубопроводу на переключающий электроприводной трехходовой 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 скважины 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.

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 защиты нефтесборного коллектора от коррозии предусматривается подача в него 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 хим. реагента установлен обратный клапан, фланцевый секущий клапан и устройство ввода. Для осуществления герметичного закрытого дренажа емкостей, расположенных внутри шкафа дозирования хим. реагента, предусмотрена дренажная линия, с установленной секущей задвижкой внутри шкафа. В случае необходимости дренирование емкости с хим. реагентом будет выполнено в передвижную дренажную емкость через фланцевое соединение с подключением гибкого шланга.

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

Если в процессе эксплуатации скважинного оборудования возникает необходимость обеспечения его ингибиторной защитой, то скважина по решению

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

эксплуатирующей организации оснащается одним из имеющихся в наличии мобильных шкафов дозирования химреагента (типа СУДР). Шкаф устанавливается на специально предусмотренное для него место и подключается к инженерным сетям. В шкафу размещены расходная емкость и насос-дозатор. Ввод химреагента для борьбы с солеотложением, коррозией и парафиноотложением в затрубное пространство скважины осуществляется через инструментальный фланец, устанавливаемый на фонтанную арматуру. Данным проектом предусмотрено только место для размещения СУДР и резерв мощности для его подключения. Подключение к инженерным сетям осуществляется эксплуатирующей организацией и не предусмотрено данным проектом.

Для возможности поэтапного обустройства и ввода скважин на границах этапов строительства на коллекторах нефтесбора, нефтезамера предусмотрены фланцевые пары с поворотными заглушками для удобства монтажа и ремонта. Допускается их исключение между одновременно обустраиваемыми скважинами.

Для возможности опорожнения участков коллекторов нефтесбора, нефтезамера и высоконапорного водовода в процессе эксплуатации объекта на границах групп скважин предусмотрены спускники и воздушники.

б) Система заводнения нефтяных пластов

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

Вода с давлением 19,0…20,0 МПа и температурой 30 °С по высоконапорному водоводу, проложенному вдоль всего фронта скважин, подается к водонагнетательной скважине для обеспечения заводнения нефтяных пластов. На линии подачи (водонагнетательная скважина) воды от коллектора до устья скважины установлены:

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

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

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

Для обеспечения возможности поэтапного ввода в эксплуатацию скважин на кустовой площадке на водяном коллекторе установлены секущая арматура и фланцевая пара с поворотной заглушкой после каждой группы скважин, а также на границах этапов строительства фланцевые пары с поворотными заглушками для удобства монтажа и ремонта.

в) Система опорожнения технологических трубопроводов и аппаратов

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

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

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.

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

2.1.3 Требования к организации производства

Раздел в данной проектной документации не разрабатывается.

2.1.4 Данные о трудоемкости изготовления продукции

Раздел в данной проектной документации не разрабатывается.

2.2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

На объекте используются такие виды основных ресурсов, как:

- электроэнергия для нужд основного и вспомогательного технологического оборудования, приборов КиП, системы электрообогрева трубопроводов;
- вода для нужд системы поддержания пластового давления;
- вспомогательные ресурсы, такие как ингибитор коррозии.

Основными потребителями электроэнергии на объекте являются погружные электронасосные агрегаты (УЭЦН), используемые для добычи нефти из добывающих и водонагнетательных скважин (в период их отработки «на нефть»). Более подробные сведения об электроснабжении изложены в томе 5.1 «Система электроснабжения» (1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС1-01).

Вода для закачки в водонагнетательную скважину системы заводнения нефтяных пластов объекта подается по высоконапорному водоводу, проложенному вдоль всего фронта скважин, к водонагнетательной скважине для обеспечения заводнения нефтяных пластов.

Данные потребности воды по годам разработки месторождения для закачки в пласт на кустовой площадке представлены в таблице 2.6.

Количество закачиваемой в пласт воды контролируется установленным на водонагнетательной скважине расходомером.

Для защиты технологических трубопроводов от коррозионного воздействия среды (после определения опытно-промышленным путем скорости коррозии) проектом предусмотрен ввод ингибитора коррозии из расчета от 10 до 30 г/т жидкости.

Выбор марки и дозировка реагента осуществляется на основе опытно-промышленных испытаний, проводимых в соответствии с Методикой проведения опытно-промышленных испытаний реагентов-ингибиторов коррозии на объектах промысловых трубопроводных систем ОАО «НК «Роснефть» от 11.05.2007 г. Серия опытно-промышленных испытаний должна проводиться ежегодно в летний период времени. Например, на кусте может использоваться марка ингибитора коррозии КорМастер1065.

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

Суммарное годовое потребление реагентов представлено в таблице 2.9.

Физико-химические свойства используемых реагентов представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.9 – 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	47,22 – 234,19	0,027 - 6,77

Таблица 2.10 – Физико-химические свойства химических реагентов

Наименование реагента	Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Ингибитор коррозии КорМастер1065	Назначение		Для защиты внутренней поверхности аппаратов и труб от коррозии в средах пластовая вода/нефть
	Внешний вид		Жидкость коричневого цвета
	Плотность, при 20 °С	кг/м^3	902 … 992
	Температура застывания	°С	минус 50
	Температура вспышки	°С	плюс 30 (легковоспламеняющаяся жидкость)
	Токсикологическая характеристика		3 класс умеренно-опасных веществ
	Категория взрывоопасности газов и паров согласно ГОСТ 30852.11-2002		IIA
	Группа взрывоопасных смесей согласно ГОСТ 30852.5-2002		T2

2.3 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Данным проектом предусмотрено оснащение объекта приборами учета потребляемых энергетических ресурсов для следующих сооружений:

- блок технологической измерительной установки (датчик расхода жидкости, датчик расхода газа);
- установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) (плунжер насоса-дозатора);

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

– водонагнетательная с отработкой «на нефть» скважина – датчик расхода среды при работе в режиме водонагнетания для измерения объемного расхода закачиваемой воды на нагнетательном трубопроводе. Технические характеристики данного прибора учета с показателями расхода приведены в п. 2.6.5. Для данного прибора учета предусмотрено телеизмерение и телесигнализация минимального расхода в нагнетательном трубопроводе. Более подробное описание передачи сигналов от прибора учета водонагнетательной скважины приведены в главе 3.

2.4 Источники поступления сырья и материалов

Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

2.5 Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции

Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

2.6 Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования

В данном разделе представлено описание технологического оборудования, применяемого в технологии добычи нефти на объекте, а именно:

– блок технологический измерительной установки;

– установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа);

– дренажная емкость V = 5 м^3 подземная.

2.6.1 Блок технологический измерительной установки

Блок технологический измерительной установки ИУ-1101 предназначен для измерения параметров работы скважины (температура, давление, дебит).

Установка обеспечивает осуществление следующих основных операций:

– измерение массового и объемного расхода жидкости (нефти и воды);

– измерение массового расхода сырой нефти;

– измерение объемного расхода газа;

– измерение давления и температуры нефти и газа;

– измерение плотности жидкости;

– измерение обводненности нефти;

– приведения расхода газа к стандартным условиям.

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

Проектом предусмотрен блок технологический измерительной установки, выполненный согласно МУК ЕТТ № П4-06 М-0006 «Измерительная установка скважинная групповая».

Технические характеристики измерительной установки представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Технические характеристики измерительной установки

Наименование	Ед. изм.	Значение
Условное обозначение	-	ИВ3-40-1-400-В4М11У1М-11К1-А4-Х0-КХС0
Давление рабочее	МПа	1,0…3,6
Давление расчетное	МПа	4,0
Рабочая температура среды	°С	до плюс 80
Количество подключаемых скважин	шт.	1
Измеряемый дебит по жидкости, не более	$м^3$/сут.	400
Газовый фактор	ст.$м^3$/т	до 50
Плотность замеряемой жидкости	кг/$м^3$	
▪ при минимальной в течение года температуре жидкости		От 700 до 1299
▪ при максимальной в течение года температуре жидкости		От 700 до 1299
Кинематическая вязкость нефти при 20 °С	сСт	От 1 до 500
Объемная доля воды	%	От 0 до 100
Режим работы		постоянный
Категория пожарной и взрывопожарной опасности технологического блока (№ 123-ФЗ, СП 12.13130.2009)	-	А
Потребляемая мощность	кВт	не более 15
Срок службы, лет	лет	20

Измерительная установка представляет собой блок полной заводской готовности, оснащенный:

– технологическим оборудованием и системой ее автоматики для осуществления операций по измерению параметров работы подключенной к установке скважины;
– внутренним и наружным (крыльцо) освещением;
– системой отопления с температурой поддержания 5 °С электрическими нагревательными приборами во взрывозащищенном исполнении с терморегуляторами;
– системой вентиляции (вытяжная естественная вентиляция и механическая периодического действия);
– системой контроля доступа в здание (сигнализацией несанкционированного доступа);
– системой контроля загазованности в блоке;

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

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

– системой контроля пожара в блоке;
– необходимыми средствами малой механизации для возможности проведения работ по монтажу/демонтажу оборудования (выкатанные площадки, ручные тали, тележки);
– наружными легкосбрасываемыми конструкциями в соответствии с требованиями п. 5.10 СП 56.13330.2011.

Все оборудование рассчитано на эксплуатацию в климатической зоне УХЛ по ГОСТ 15150-69. Оборудование, эксплуатируемое во взрывоопасных зонах, выполнено во взрывозащищенном исполнении.

Осуществление метрологической проверки измерительной установки, проводится путем последовательного подключения передвижной замерной установки через специальные штуцеры.

Все применяемое оборудование соответствует требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» для изделий, применяемых на опасном производственном объекте во взрывопожарной зоне. Сведения о данном соответствии отражаются в паспорте на оборудование.

2.6.2 Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)

Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) УДХ-6101 предназначена для приема, хранения и подачи ингибитора коррозии в сборный коллектор.

Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) оснащена насосом с диапазоном регулирования до 1,6 л/час и двумя расходными емкостями объемом 0,4 м^3. Заполнение емкостей ингибитором коррозии осуществляется с помощью передвижных средств.

Проектом предусмотрена установка дозированной подачи хим. реагентов, выполненная согласно МУК ЕТТ № П1-01.05 М-0005 «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти».

Основные параметры установки дозированной подачи приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 - Основные параметры установки дозированной подачи хим. реагентов

Параметр	Ед. изм.	Значения
Условное обозначение	-	СУДР1-1,6-1-1-0,4-0-0-Да-В
Максимальная производительность насоса-дозатора	л/ч	1,6
Давление дозировочного насоса (предельное давление)	МПа	до 25,0
Количество насосов-дозаторов	шт.	1
Количество технологических емкостей	шт.	1
Температура рабочей среды	°С	плюс 5…плюс 30
Плотность дозируемой среды	кг/м^3	700…1400
Объем технологической емкости	м^3	0,4

Параметр	Ед. изм.	Значения
Режим работы	-	постоянный
Категория сооружения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009	-	А
Потребляемая мощность	кВт	2,5
Срок службы	год	не менее 10

Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) представляет из себя шкаф полной заводской готовности, состоящий из технологического и аппаратурного отсеков, оснащенный:

– технологическим оборудованием и системой ее автоматики для осуществления операций по дозированию хим. реагента;
– электрическим нагревателем во взрывозащищенном исполнении;
– системой контроля доступа (сигнализацией несанкционированного доступа);
– емкостью технологической (бак), оснащенной визуальным указателем уровня, заправочной горловиной с фильтром и дыхательным отверстием;
– насосом-дозатором, осуществляющим непрерывную и циклическую подачу химического реагента;
– фильтром тонкой очистки съемного исполнения, установленный на приемной линии дозирующего насоса;
– электронными датчиками температуры и уровня;
– системой контроля загазованности;
– системой вентиляции;
– защитой от несанкционированного доступа.

Все оборудование выполнено во взрывозащищенном исполнении, рассчитано на эксплуатацию в климатической зоне УХЛ по ГОСТ 15150-69 с категорией размещения «1». Оборудование соответствует требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» для изделий, применяемых на опасном производственном объекте во взрывопожарной зоне. Сведения о данном соответствии отражаются в паспорте на оборудование.

2.6.3 Дренажная емкость V = 5 м³ подземная

Дренажная емкость V=5 м³ подземная (ДЕ-4201) предназначена для приема жидкости при опорожнении технологического оборудования и трубопроводов.

Дренажная емкость обеспечивает:

– прием и хранение дренируемой жидкости;
– прием газожидкостной смеси от предохранительного клапана, установленного в измерительной установке;

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

– опорожнение емкости при помощи передвижных средств;

– возможность проведения работ по разогреву жидкости при помощи передвижной пропарочной установки.

Емкость устанавливается подземно на свайное основание, исключающее просадку и всплытие емкости в процессе эксплуатации.

Емкость оснащена внутренним и наружным антикоррозионным покрытием в соответствии с требованиями технологической инструкции компании № П2-05.02 ТИ-0002 «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования».

Объем дренажной емкости составляет 5 м^3 (объем определен исходя из объема дренажа измерительной установки и полезного объема дренажной емкости в 80 %).

Проектом предусмотрена дренажная емкость, выполненная согласно МУК ЕТТ № П4-06 М-0007 (версия 3) «Емкость подземная (с подогревом/без подогрева)».

Технические характеристики емкости представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 - Основные параметры дренажной емкости V = 5 м^3 подземной

Параметр	Ед. изм.	Значение
Условное обозначение	-	ЕП5-1750-1-Л1-К0-Н-УХЛС0
Габаритные размеры, диаметр × длина	мм	1600х2755
Масса емкости, не более	кг	2350
Режим работы		периодический
Объем емкости	м^3	5,0
Расчетное давление	МПа	0,05
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69		УХЛ
Срок службы	год	20

Дренажная емкость имеет внутреннюю и наружную антикоррозионную защиту. Наружное антикоррозионное покрытие подземной дренажной емкости выполнено по ГОСТ 9.602-2016 (согласно Приложению Ж, таблица Ж.1 принято защитное покрытие усиленного типа, конструкция № 7, толщина не менее 9,0 мм). Внутреннее антикоррозионное покрытие выполнено в соответствии с Технологической инструкцией Компании «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования» № П2-05.02 ТИ-0002 (принято покрытие усиленного типа, группа №3).

2.6.4 Трубопроводная арматура

Запорная и обратная арматура, ее качество и материальное исполнение приняты в соответствии с указаниями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования по устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и зависят от климатического исполнения, свойств транспортируемой среды и ее рабочих параметров.

В качестве запорной арматуры номинальным диаметром от 50 мм включительно и более на технологических трубопроводах приняты ручные фланцевые клиновые

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

задвижки, для трубопроводов номинальным диаметром до 50 мм приняты ручные фланцевые и муфтовые клапаны запорные. В качестве электроприводной арматуры принята задвижка клиновая фланцевая на выходе нефтесборного коллектора с кустовой площадки 01-ЭЛА-1200, краны шаровые трехходовые (для переключения потоков от скважины на прием сборного или замерного коллекторов).

Арматура принята со следующими свойствами:

- класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015 для запорной, обратной арматуры, устанавливаемой на технологических трубопроводах;
- вид климатического исполнения ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 (на абсолютную температуру окружающей среды минус 60 °С);
- имеет срок службы не менее 15 лет.

Запорная арматура и клапаны обратные, установленные на трубопроводах транспорта нефтяной эмульсии, выбраны с номинальным давлением 4,0 МПа. Запорная арматура и клапаны обратные, установленные на трубопроводах системы ППД и трубопроводах подачи хим. реагентов, выбраны с номинальным давлением 25,0 МПа. Более детальная информация приведена на технологической схеме 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-01.

Вся применяемая на объекте арматура сертифицирована и соответствует требованиям технического регламента таможенного союза, информация о чем отображена в паспорте изделия.

Антикоррозионная защита трубопроводной арматуры выполнена в соответствии с требованиями Технологической инструкции ОАО «НК «Роснефть» № П2-05.02 ТИ-0002.

Трубопроводная арматура соответствует требованиям МУК ЕТТ: № П1-01.05 М-0082 «Задвижки клиновые», № П4-06 М-0117 «Клапаны и затворы обратные», № П4-06 М-0051 «Клапан запорный стальной».

2.6.5 Датчик расхода среды

Датчик расхода среды предназначен для измерения объемного расхода воды, закачиваемой в водонагнетательные скважины.

Основные параметры датчика расхода среды приведены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 - Основные параметры датчика расхода среды

Параметр	Значение
Измеряемая среда	пластовая вода
Давление рабочее, МПа	19,0…20,0
Давление расчетное, МПа	21
Рабочая температура жидкости, °С	до +30
Диапазон расхода измеряемой жидкости для	90…300

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

Параметр	Значение
водонагнетательной скважины, м³/сут	
Плотность измеряемой жидкости 20 °С, кг/м³	1001...1013
Режим работы	постоянный
Климатическое исполнение	ХЛ1
Срок службы, лет	не менее 10

2.7 Количество и типы вспомогательного оборудования

Для обслуживания объекта используется следующее вспомогательное оборудование, базирующееся на Усть-Тегусском месторождении:

– передвижная пропарочная установка;

– передвижная замерная установка;

– автоцистерны и передвижная насосная установка;

– агрегат подземного ремонта скважин;

– снегоуборочная техника;

– прочие автомашины для транспорта грузов и персонала.

Кроме того, к вспомогательному оборудованию относятся инвентарные мостки для труб и инвентарные якоря (4 шт.), используемые при ремонте скважин.

2.8 Технологические трубопроводы

Все трубопроводы на объекте относятся к технологическим. В соответствии с ГОСТ 32569-2013 в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества и от расчетных параметров среды определены группы и категории основных технологических трубопроводов:

– выкидные трубопроводы от скважин до нефтезамерного и нефтесборного коллекторов – группа А(б), категория I;

– трубопроводы к водонагнетательным скважинам, высоконапорный водовод (в том числе ответвление от высоконапорного водовода, предназначенное для пополнения противопожарных водоемов) – трубопровод I категории, группа В;

– трубопроводы подачи хим. реагентов – группа А(б) категория I;

– нефтезамерный коллектор – группа А(б), категория I;

– нефтесборный коллектор от скважин до границы площадки куста скважин – группа А(б), категория I;

– дренажные трубопроводы – группа А(б), категория II;

– трубопроводы дыхания измерительной установки и дренажной емкости - группа Б(а) категория II.

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

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

Согласно требованиям ВНПБ 11-11 (п. 5.5.6-5.5.9) на кустовой площадке предусматривается система наружного противопожарного водоснабжения.

Наружное пожаротушение сооружений площадки куста скважин в соответствии с п.5.5.7 ВНПБ 11-11 предусмотрено осуществлять от системы ППД с использованием устройства для понижения давления и мотопомпой с забором воды из противопожарного водоема V=1000 м^3 (2 шт).

Для заполнения противопожарного водоема, объемом 1000 м^3 (2 шт), на водораспределительном коллекторе (системы ППД) предусмотрено ответвление номинальным диаметром DN80 с запорной арматурой (отсекающей) номинальным давлением 25,0 МПа. Трубопровод до запорной арматуры (отсекающей) и запорная арматура предусмотрены с электрообогревом, в теплоизоляции.

Рабочее давление, расчетное давление, рабочая температура, группа и категория для всех технологических трубопроводов указаны в экспликации трубопроводов на технологической схеме (1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001).

Диаметры технологических трубопроводов определены с учетом максимальной производительности куста скважин, показателей вязкости и плотности транспортируемых продуктов, давления и скорости движения продуктов по трубам (исходя из условия не превышения скорости эрозии стенки трубопровода, определяемой по API RP 14E).

В качестве материала, применяемого для строительства трубопроводов нефтяной эмульсии выбрана хладостойкая низколегированная сталь с классом прочности не менее К48, для высоконапорных трубопроводов и хим. реагентов – не менее К50.

Данный материал принят к применению исходя из обеспечения им надежной работы трубопроводов в течении всего расчетного срока службы в заданных условиях эксплуатации (расчетное давление и температура, коррозионная активность, взрывоопасность, токсичность транспортируемой среды, климатические условия эксплуатации и способ прокладки) согласно рекомендациям ГОСТ 32569-2013.

Трубы соответствуют ГОСТ 32569-2013, МУК ЕТТ № П4-06 М-0111 «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения».

Соединительные детали трубопроводов соответствуют ГОСТ 32569-2013, МУК ЕТТ № П4-06 М-0116 «Соединительные детали трубопроводов».

Расчет толщин стенок технологических трубопроводов выполнен по ГОСТ 32388-2013 с учетом:

а) прибавки на коррозию принятой 2 мм (срок эксплуатации трубопроводов 20 лет, средняя скорость коррозии 0,1 мм/год для всех трубопроводов);

б) минусового допуска на толщину трубопровода согласно ГОСТ 32528-2013, ГОСТ ISO 3183-2015;

в) отбраковочных толщин, указанных в ГОСТ 32388-2013 и ГОСТ 32569-2013.

Трубопроводы, принятые для строительства сетей на объекте, и результаты расчетов толщин стенок приведены таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Трубопроводы, принятые для строительства на кустовой площадке

Номинальный диаметр DN	Наружный диаметр трубопровода, мм	Расчетное давление, МПа	Класс прочности	$\sigma_{врем.}$, МПа, не менее	$\sigma_{тек.}$, МПа, не менее	Ударная вязкость KCU при минус 60°С Дж/см^2	Расчетная толщина стенки, мм	Суммарная прибавка на коррозию и минусовый допуск	Отбраковочная толщина стенки трубы, мм	Номинальная (принятая) толщина стенки, мм
Нефтегазопроводы										
80	89	4,0	К48	460	338	45	1,0	2,6	2	8
100	114	4,0	К48	460	338	45	1,2	2,6	2	8
Высоконапорные водоводы										
80	89	21,0	К50	490	390	45	4,4	3,2	5,6	8
Трубопроводы подачи хим. реагентов										
15	22	25,0	К50	490	390	45	1,2	2,6	1,8	4
25	32	25,0	К50	490	390	45	1,8	2,8	2,6	6
Дренажные трубопроводы, трубопровод сброса газа с СППК ИУ, дыхательный трубопровод ДЕ										
50	57	1,6	К48	460	338	45	0,3	2,8	1,5	5
80	89	1,6	К48	460	338	45	0,5	2,9	2	6

Трубы, применяемые при строительстве, проходят гидравлические испытания на заводе-изготовителе пробным давлением. Сертификат качества на трубную продукцию содержит следующие сведения:

- сведения о величине пробного давления гидравлического испытания;
- значение ударной вязкость $KCU_{-60\,°C}$ отдельно на основное тело трубы и сварное заводское соединение.

Трубопроводы, прокладываемые на территории объекта, располагаются преимущественно надземно на низких отдельно стоящих опорах, позволяющих проводить обслуживание трубопроводов и арматуры преимущественно с уровня земли. Трубопроводы прокладываются в едином коридоре коммуникаций в один ярус. В местах прохода людей предусмотрены переходные мостики. Все трубопроводы проложены с

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

уклонами и оснащены дренажными штуцерами, обеспечивающими их опорожнение при остановке технологического процесса. Трубопроводы прокладываются с уклоном не менее 0,002 в сторону опорожнения продукта. Специальных требований по порядку расположения трубопроводов на ярусе нет, ввиду отсутствия едких продуктов и веществ, смешение которых может вызвать взрыв или пожар.

Все трубопроводы имеют дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа.

Расстояние между осями параллельно прокладываемых трубопроводов принято с учетом возможной сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопроводов при температурных деформациях согласно указаниям ГОСТ 32569-2013.

Дренажные трубопроводы прокладываются надземно на опорах и частично подземно непосредственно перед дренажной емкостью в месте их присоединения к емкости. При подземной прокладке глубина заложения трубопроводов принята согласно требованиям ГОСТ 32569-2013 и составляет не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей трубы в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта.

Пересечение подземных трубопроводов с местами, где возможно движение техники (возможность проезда), выполняется в защитных металлических трубах (футлярах), имеющих свайное основание. Концы защитных футляров отстоят от обочины проезда не менее чем на 2 м. Расстояние от верхней образующей футляра до бровки полотна автодороги составляет не менее 0,5 м.

Для сооружения защитных футляров приняты трубы из хладостойкой стали диаметром изготовленные по ГОСТ 10704-91 / ГОСТ 10705-80. Диаметр футляра принят не менее чем на 200 мм больше диаметра защищаемого трубопровода.

Для компенсации продольных деформаций при изменении температуры и давления транспортируемой среды, на кустовой площадке предусмотрены «П»-образные компенсаторы, рассчитанные в зависимости от диаметра трубопроводов и параметров рабочей среды, а также на температуру замыкания контрольного стыка не ниже минус 30 ºС и температуру пропарки не более 120 ºС.

Строительно-монтажные работы, контроль сварных стыков и испытания трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями с ГОСТ 32569-2013.

Строительно-монтажные работы производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 40 °С.

Температура замыкания контрольного стыка не ниже минус 30 °С.

Сварные швы технологических трубопроводов подвергают контролю ультразвуковым или радиографическим методом в объеме:

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

- трубопроводы I категории – не менее 20 %;
- трубопроводы II категории – не менее 10 %;
- трубопроводы с PN свыше 10 МПа – 100 %;
- трубопроводы I-III категории (при сварке разнородных сталей) – 100 %.

Сварные швы трубопроводов всех категорий подвергают визуальному осмотру в объеме 100 %.

После монтажа трубопроводы очищаются, промываются и подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

Величины испытательных давлений составляют:

- для технологических трубопроводов Рпр=1,43·Ррасч; Рпл=Ррасч;
- для трубопроводов без избыточного давления Рпр=Рпл=0,2 МПа.

Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 30 минут, после чего его снижают до расчетного давления, при котором производят тщательный визуальный осмотр всех поверхностей элементов, сварных соединений.

Трубопроводы группы А(б), Б(а) помимо обычных испытаний на прочность и плотность подвергают дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Дополнительные испытания на герметичность производятся давлением, равным рабочему. Продолжительность испытаний составляет не менее 24 часов.

Гидравлические испытания трубопроводов преимущественно проводятся в теплое время года с температурой воды не ниже плюс 5 ºС. Гидравлические испытания проводятся только при температуре окружающего воздуха выше 0 ºС.

Для трубопроводов на номинальное давление PN до 10 МПа допускается замена гидравлического испытания на пневматическое при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С и опасности промерзания отдельных участков трубопровода. При этом пневматические испытания на прочность и плотность трубопроводов, расположенных на эстакадах рядом с действующими трубопроводами, проводятся с обязательным контролем методом акустической эмиссии.

Промывку и продувку трубопроводов производят по окончании монтажа и испытания трубопроводов на прочность и плотность с целью очистки внутренней поверхности трубопроводов от механических загрязнений и удаления влаги, и выполняют в период пусконаладочных работ.

Промывка осуществляется водой или другими допустимыми веществами со скоростью 1-1,5 м/сек. После промывки трубопровод опорожняют и продувают воздухом или инертным газом от передвижных средств.

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

Перед пуском технологическое оборудование и трубопроводы продуваются инертным газом от передвижных средств для вытеснения воздуха из системы на продувочные свечи. В конце продувки производится анализ выходящего газа, содержание кислорода не должно превышать 1 % (об.). Продувка производится при атмосферном давлении, продолжительность продувки составляет не менее 10 мин.

Методы производства работ по продувке определяются на стадии ППР и зависят от наличия у строительной организации компрессорных установок и их характеристик.

Продолжительность продувки составляет не менее 10 мин.

Проектом обеспечена защита трубопроводов от процессов внутренней коррозии:

- выбором труб из низколегированной хладостойкой стали;
- выдерживанием оптимальных скоростей движения жидкости;
- закачкой ингибитора коррозии на кустовой площадке;
- проведением постоянного мониторинга коррозии;
- выполнением нефтесборного коллектора от ИУ до выхода с кустовой площадки с внутренним антикоррозионным покрытием.

Трубопровод замерного коллектора, надземные участки дренажных линий, участок сборного коллектора от скважины № 9 (по оси НДС) до конца трубопровода, перемычка между сборным и замерным коллекторами, ответвление от водовода для пополнения пожарного водоема (до арматуры включительно), выкидные трубопроводы от добывающих скважин, нефтесборный и замерный трубопроводы на подключениях к измерительной установке, прокладываемые на территории кустовой площадки, обогреваются саморегулирующимися греющими электрокабелями во взрывозащищенном исполнении. Греющие кабели для обогрева трубопроводов выбраны с учетом возможности проведения пропарки (Tmax=120 ºС) и имеют сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза от 18.10.2011 ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

В качестве теплоизоляции используются маты прошивные из минеральной ваты, для покровного слоя применяется сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-2020.

Предусматривается управление электрообогревом со щита НКУ.

Для надземных трубопроводов и арматуры предусмотрено антикоррозионное покрытие, предназначенное для работы в условиях атмосферы с категорией коррозионной активности С3, в условиях 1-ой категории размещения окрашенных поверхностей по ГОСТ 15150-69, климатического исполнения ХЛ по ГОСТ 15150-69, что соответствует технологической инструкции № П2-05.02 ТИ-0002, по следующей схеме:

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

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

- грунтовочный слой на основе эпоксидного связующего вещества, один слой толщиной не менее 150 мкм (в сухом состоянии);
- промежуточный слой на основе эпоксидного связующего вещества, один слой толщиной не менее 150 мкм (в сухом состоянии);
- покровный слой на основе полиуретанового связующего вещества, один слой толщиной не менее 50 мкм (в сухом состоянии).

Итоговая толщина сухого покрытия составляет 350 мкм.

Перед нанесением поверхность очистить от ржавчины механическим способом до St 3 или пескоструйным методом до степени SA2 – SA2.5.

Нанесение антикоррозионной изоляции проводят при температуре наружного воздуха не ниже минус 15 °С.

Для защиты участков дренажных трубопроводов и трубопровода сброса газа с предохранительного клапана ИУ в ДЕ и защитного футляра, прокладываемых подземно, предусмотрено изоляционное покрытие по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция №17, таблица 1):

- грунтовка полимерная;
- лента изоляционная термостойкая полимерная толщиной не менее 0,6 мм;
- обертка защитная термостойкая толщиной не менее 0,6 мм или армированная стеклотканью с липким слоем.

Итоговая толщина изоляционного покрытия должна составлять не менее 1,2 мм.

Защита участков нефтесборного коллектора, прокладываемого подземно, осуществляется с применением антикоррозионной изоляции в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98. Защитная наружная изоляция представляет собой двухслойное полимерное покрытие усиленного типа толщиной не менее 1,5 мм, что соответствует конструкции № 3 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98.

Для антикоррозионной изоляции сварных соединений труб применяется двухкомпонентный эпоксидный праймер, термоусаживающаяся манжета в комплекте с замковой пластиной.

Для внутренней защиты сварных швов соединений труб с внутренним антикоррозионным покрытием нефтегазосборного трубопровода от выхода из ИУ до выхода с кустовой площадки предусмотрены втулки в комплекте с мастикой пластизольной.

Антикоррозионное покрытие труб и сварных соединений принято морозостойкого типа.

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

Соединительные детали трубопроводов с внутренним покрытием (отводы, переходы, тройники) выполняются с приварными катушками из сталей, аналогичных материалу труб.

Для возможности мониторинга скорости коррозии на кустовой площадке предусмотрен арматурный узел для определения скорости коррозии гравиметрическим методом.

Сборный коллектор на выходе с кустовой площадки перед опуском под землю оснащается изолирующим фланцевым соединением (ИФС-1200), обеспечивающим электрическое разделение промысловой и технологической частей коллектора.

2.9 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

Характеристика основных технологических объектов обустройства по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Характеристика основных технологических объектов обустройства месторождения по классам взрыво- и пожароопасности

Наименование объекта, здания, установки, сооружения	Вид обращающегося в производстве взрывопожароопасного вещества	Категория зданий и наружных установок по взрывопожароопасности и пожароопасности согласно ФЗ-123	Класс взрывоопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002 и ГОСТ 30852.5-2002
Устье добывающей/водонагнетательной скважины («двойное» назначение)	нефть, газ, вода*	АН*	В-1г*	IIA-Т3*
	вода**	ДН**	не категорируется	
Блок технологический измерительной установки (ИУ)	нефть, газ, вода	А	В-1а	IIA-Т3
Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	хим. реагент	А	В-1г	IIA-Т2
Дренажная емкость V=5 м^3 подземная	нефть, газ, вода	АН	В-1г	IIA-Т3

Примечания
1 Знак «*» означает: при определении проектного назначения скважины как добывающая, водонагнетательная с отработкой «на нефть» (в период отработки).
2 Знак «**» означает: при определении проектного назначения скважины как водонагнетательная с отработкой «на нефть» (в период водонагнетания).

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

В соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» для оценки энергетического уровня технологическая схема добычи нефти на кустовой площадке, в соответствии с особенностями процесса, разделена на три технологических блока:

– блок № 1 – блок технологический измерительной установки;

– блок № 2 – дренажная емкость V = 5 м^3 подземная;

– блок № 3 – установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа).

Относительный энергопотенциал и категория взрывоопасности блоков представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Относительный энергопотенциал и категория взрывоопасности блоков

Наименование	Обозначение по схеме	Кол-во	Относительный энергопотенциал	Категория взрывоопасности
Блок №1 – Блок технологический измерительной установки	ИУ-1101	1	9,63	III
Блок №2 – Дренажная емкость V = 5 м^3 подземная	ДЕ-4201	1	5,6	III
Блоки № 3 – Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	УДХ-6101	1	2,56	III

Согласно Федеральному Закону от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», объект проектирования идентифицируется как опасный производственный объект по следующим признакам:

– на объекте получаются, используются и транспортируются опасные вещества:

а) воспламеняющиеся вещества – газ (нефтяной газ), которые при нормальном давлении и в смеси с воздухом становятся воспламеняющимися и температура кипения которых при нормальном давлении составляет 20 °С или ниже.

б) горючие вещества – жидкости (нефть, ингибитор (по метиловому спирту)), газ (нефтяной газ), способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;

– используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа, содержащее газ.

Для снижения опасности производства на проектируемом объекте в проекте предусмотрены следующие технологические решения:

– обеспечение надежности и герметичности технологического оборудования и трубопроводов;

– применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов;
– контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
– контроль состояния воздушной среды на площадке куста скважин (установка датчиков ДВК в технологическом блоке измерительной установки, в установке дозирования хим. реагентов (шкафного типа), а также с помощью переносного сигнализатора горючих газов);
– автоматическая система обнаружения пожара;
– заземление трубопроводов, арматуры, емкости;
– защита от атмосферной коррозии надземных трубопроводов и оборудования путем нанесения антикоррозионного покрытия;
– защита от коррозии внутренней поверхности подземной емкости антикоррозионной изоляцией;
– молниезащита и защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющим устройствам;
– применение труб с толщиной стенки и из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях в данных климатических условиях.

Для обеспечения безаварийной работы оборудования, запорной арматуры и трубопроводов, предотвращения порывов трубопроводов в результате коррозии при эксплуатации, обслуживающему персоналу необходимо выполнять, согласно ГОСТ 32569-2013:

– обслуживание трасс трубопроводов и элементов трубопроводов;
– надзор во время эксплуатации, периодические обследования трубопроводов;
– ревизию трубопроводов и арматуры;
– периодические испытания.

Оценка возможных аварийных ситуаций на проектируемом объекте представлена в разделе 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами», часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», том 12.2, 1750620/1238Д-П-012.052.000-ГОЧС-01.

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

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

2.10 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств

В соответствии со статьей 7.1 № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасном производственном объекте, и формам оценки их соответствия указанным обязательным требованиям, устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

В соответствии с требованиями статьи 7.1 № 184-ФЗ от 27.12.2002 г. «О техническом регулировании» минимальные необходимые требования по безопасности технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, устанавливаются техническими регламентами.

Все применяемое на объекте оборудование соответствует требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и имеет декларации соответствия.

Сведения о декларации соответствия оборудования требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 отражаются в паспорте на данное оборудование.

2.11 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Для соблюдения требований энергетической эффективности в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- соблюдение абсолютных и удельных показателей по расходу ТЭР, характеризующих экономичность энергопотребления;
- применение оборудования последнего поколения;
- оснащенность приборами учета потребляемых энергетических ресурсов;
- периодическая калибровка (поверка) приборов учёта с целью определения их погрешности;
- автоматизация технологического процесса добычи и транспорта нефтегазоводяной смеси;

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

- применение герметизированной системы добычи нефти, предотвращающей потери продукции;
- подбор в процессе эксплуатации оптимальных режимов работы скважин;
- измерение продукции скважин на проектируемой измерительной установке;
- применение запорной арматуры класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015;
- измерение расхода хим. реагента в установке дозирования хим. реагентов (шкафного типа);
- установка датчиков расхода среды для измерения расхода воды, закачиваемой в водонагнетательные скважины;
- применение эффективной тепловой изоляции трубопроводов матами минераловатными, обеспечивающей за счет низкого коэффициента теплопроводности снижение теплопотерь трубопроводов и, соответственно, снижение расхода электроэнергии на нужды электрообогрева;
- применение греющего кабеля для обогрева трубопроводов с регулированием мощности по температуре окружающей среды;
- применение антикоррозионного покрытия наружной поверхности труб (пассивная защита);
- ввод в трубопроводы ингибитора коррозии (активная защита).

Совместное применение активных и пассивных средств защиты проектируемых трубопроводов приводит к долгому безаварийному сроку службы, снижению затрат на ремонт и обслуживание, что обеспечивает экономию энергетических ресурсов.

Произведен гидравлический расчет трубопроводов – подобраны оптимальные диаметры трубопроводов для уменьшения потерь давления, что ведет к уменьшению энергозатрат в технологическом процессе. Также рассчитаны оптимальные толщины стенок труб для снижения металлоемкости проектируемых объектов.

Полный перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности представлен в томе 1750620/1238Д-П-012.052.000-ЭЭ-01.

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

2.12 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых технологических ресурсов

Показатели энергетической эффективности характеризуются установкой приборов учета технологических параметров. Данным проектом предусматривается установка приборов на следующих сооружениях кустовой площадки №10-бис:

- добывающие скважины;
- водонагнетательная с отработкой «на нефть» скважина;
- общеплощадочные трубопроводные коллекторы;
- дренажная емкость V = 5 м^3 подземная;
- блок технологический измерительной установки;
- установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа).

Для водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины на период ее работы в режиме ППД в п. 2.6.5 данного проекта предусмотрен датчик расхода среды.

3 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

3.1 Общие положения

Принятые технические решения соответствуют заданию на проектирование и требованиям действующих нормативно-технических документов.

Проектом предусмотрена комплексная автоматизация объектов кустовой площадки и создание на базе автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) малолюдной и безлюдной технологий.

Сооружения кустовой площадки разбиваются на этапы строительства для возможности последовательного ввода.

На первом этапе строительства вводится в действие АСУ ТП в объеме, рассчитанном на полное обустройство.

В дальнейшем, предполагается подключение к АСУ ТП оборудования КИПиА (интеллектуальных датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов) объектов, вводимых в эксплуатацию на последующих этапах.

Предусмотрена возможность расширения АСУ ТП путем подключения дополнительных модулей ввода-вывода и других аппаратных компонентов в объеме 20 % от использованных (30 % по дискретным каналам ввода-вывода). В шкафу кустового контроллера предусмотрено 15 % свободного места для размещения дополнительного оборудования.

АСУ ТП представляет собой многоуровневую иерархическую систему, построенную на базе современных микропроцессорных средств автоматизации и связи.

Комплекс технических средств АСУ ТП состоит из:

– комплекса интеллектуальных датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов;

– программно-технического комплекса (ПТК) на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК), персонального компьютера и сервера;

– средств и каналов связи.

Для обеспечения высокой надежности применено оборудование, проверенное в эксплуатации и имеющее широкое применение в подобных сферах.

3.2 Характеристика АСУ ТП

АСУ ТП предназначена для реализации централизованного автоматизированного контроля и управления технологическими процессами добычи нефти, контроля состояния пожарной и газовой безопасности, а также для эффективной защиты и своевременной

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

остановки технологического процесса при угрозе аварии и ее локализации по заданным алгоритмам.

Основные цели и задачи создания АСУ ТП:

– безопасность персонала;

– охрана окружающей среды;

– контроль и управление технологическими процессами;

– предоставление достаточного объема информации оперативному персоналу в целях обеспечения безопасного и эффективного управления производственным процессом.

АСУ ТП осуществляет следующие основные функции:

– автоматический контроль и управление технологическим процессом добычи;

– визуализацию хода технологического процесса в реальном масштабе времени на автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора;

– формирование архивных данных;

– обмен информацией с внешними системами;

– сохранение информации при аварии;

– обеспечение работоспособности системы путем постоянной диагностики датчиков и исполнительных механизмов с использованием подключения их к системе управления по цифровым протоколам HART;

– инженерное обслуживание системы.

АСУ ТП объекта по степени соответствия функциональным возможностям, нормативным требованиям и современным достижениям относится к 1 классу автоматизации.

В соответствии с требованиями Положения Компании № П3-04 Р-0389 подсистема структурно разделена на три уровня.

Нулевой уровень (нижний) – уровень возникновения информации.

Нулевой уровень в структуре АСУ ТП реализует функции получения и первичного преобразования информации о протекании технологических процессов и о состоянии технологического оборудования.

Он включает в себя датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, вторичные приборы и другие КИПиА, включая средства автоматики, поставляемые в комплекте с технологическим оборудованием.

Оборудование этого уровня (полевые средства автоматизации) размещается непосредственно на технологическом оборудовании. Этот уровень не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

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

Первый уровень структуры АСУ ТП реализует функции преобразования информации от первичных средств КИПиА, регулирования, защиты и блокировок. В аппаратном плане этот уровень представлен программируемыми логическими контроллерами. Такие ПЛК выполняют в АСУ ТП роль устройств связи с объектом (УСО). Оборудование первого уровня размещается в блоке контроля и управления БКУ. Этот уровень также не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Связь между нулевым и первым уровнем осуществляется посредством кабельных трасс.

Второй уровень в структуре АСУ ТП реализует функции оперативного контроля и управления технологическими объектами. Он включает в себя существующий сервер и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора добычи на базе персонального компьютера, расположенные в серверной АБК БПО и в помещении РИТС операторной с серверной площадки БПО Усть-Тегусского месторождения, и требует постоянного присутствия обслуживающего персонала для мониторинга соответствующих технологических процессов и управления ими.

Связь между первым и вторым уровнем осуществляется по каналам связи.

Оборудование первого и второго уровня реализуется на основе программно-технического комплекса.

Структурная схема АСУ ТП площадки куста скважин представлена на чертеже 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-001.

Необходимая информация, собираемая на втором уровне, передается по каналам связи на вышестоящий уровень ООО «РН-Уватнефтегаз». Организация каналов связи представлена в разделе «Сети связи» (см. том 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС5-01).

3.3 Объем автоматизации

Предусмотренный объем контроля и автоматизации выполнен в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и Положением Компании № П3-04 Р-0389 и обеспечивает надежную экономичную работу оборудования и его безопасную эксплуатацию.

Объектами автоматизации являются:

– добывающие скважины;

– водонагнетательные скважины;

– общеплощадочные трубопроводные коллекторы;

– дренажная емкость V = 5 м^3 подземная;

– измерительная установка ИУ в комплекте с блоком контроля и управления БКУ;

– установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа);

– индивидуальные шкафы дозирования хим. реагентов (типа СУДР) при их дальнейшем расположении на кустовой площадке.

По добывающей скважине предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-002):

– местный контроль буферного и затрубного давлений;

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация предельных значений давления в напорном трубопроводе;

– передача данных о состоянии параметров станции управления погружным насосом СУ ЭЦН на верхний уровень (в т. ч.: телеизмерение тока электродвигателя насоса, сопротивления изоляции кабеля, тока и напряжения по фазе А, В, С, мгновенной активной мощности, коэффициента мощности, активной энергии; телесигнализация состояния ЭЦН, управление ЭЦН по команде оператора);

– защита электродвигателя погружного насоса (при отклонении параметров питающей электросети), предусмотренная СУ ЭЦН;

– управление СУ ЭЦН по команде оператора;

– отключение погружного насоса при аварийном давлении в сборном коллекторе, при пожаре на объекте, при превышении номинального тока электродвигателя насоса, при снижении сопротивления изоляции кабеля;

– телесигнализация «СУ ЭЦН в работе» на кустовой контроллер;

– местное, дистанционное и автоматическое управление трехходовым шаровым краном на отводе к добывающей скважине (перевод в положение «Сбор» - при минимальном и максимальном аварийном давлении в замерном коллекторе и в сепараторе измерительной установки, при загазованности 50 % НКПР в технологическом блоке измерительной установки, по команде оператора, в положение «Замер» – по сигналу от контроллера измерительной установки, по команде оператора, в положение «Закрыт» – при пожаре на кустовой площадке, при минимальном и максимальном аварийном давлении в сборном коллекторе, по команде оператора);

– телесигнализация положения трехходового крана «Сбор», «Замер», «Закрыт», общей неисправности, аварии по моменту;

– контроль загазованности воздушного пространства площадки куста скважин переносным сигнализатором загазованности.

По водонагнетательной скважине предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-003):

– местный контроль буферного давления и давления в нагнетательном трубопроводе;

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

– телеизмерение и телесигнализация минимального расхода в нагнетательном трубопроводе.

По общеплощадочным трубопроводным коллекторам предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-004):

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализация предельных и аварийных значений давления в сборном, замерном коллекторах, в водораспределительном коллекторе;

– местный контроль давления до и после запорно-регулирующего устройства на трубопроводе воды для пожаротушения;

– местный контроль и телеизмерение температуры в сборном коллекторе;

– местное, дистанционное управление электроприводной задвижкой в сборном коллекторе на выходе объекта, автоматическое закрытие задвижки при минимальном и максимальном аварийном давлении в сборном коллекторе, при пожаре на кустовой площадке и по команде оператора;

– телесигнализация положения задвижки («Закрыта» / «Открыта» / «Общая неисправность» / «Готовность к управлению» / «Дистанционное управление»);

По дренажной емкости V = 5 м^3 предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-004):

– телесигнализация максимального уровня;

– контроль загазованности воздушного пространства площадки куста скважин переносным сигнализатором загазованности.

По измерительной установке автоматизация предусматривается в объеме комплектной поставки с технологическим оборудованием (схему автоматизации см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-005).

Поставщик полностью оснащает поставляемое оборудование локальной системой управления (ЛСУ), приборами и средствами автоматизации.

ЛСУ выполняет следующие операции:

– автоматическое включение вентиляции в блоке технологическом измерительной установки при достижении первого порога загазованности – 10 % НКПР и отключение всех электропотребителей при достижении второго порога загазованности – 50 % НКПР, кроме системы вытяжной вентиляции;

– управление системой вентиляции посредствам контроллера, расположенного в блоке контроля и управления БКУ;

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

– автоматическое поддержание температуры в заданных диапазонах, с помощью датчиков температуры и электрических обогревателей, установленных в помещениях измерительной установки (блоке технологическом БТ и блоке контроля и управления БКУ);

– регулирование расхода на жидкостной линии;

– отключение всех электроприемников по сигналу пожара;

– отображение и обработка результатов измерений.

Контроллер ЛСУ обеспечивает измерение, регистрацию и хранение не менее одного месяца следующих параметров:

– загазованности в технологическом блоке (10 % НКПР, 50 % НКПР);

– массы, массового и объемного расхода жидкости;

– объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

– плотности измеряемой жидкости;

– объемного содержания воды в нефти;

– измерение (учет) и фиксация (регистрация) времени, отработанного скважинами;

– давления в технологических и измерительных трубопроводах и сепараторе;

– температуры жидкости и газа в измерительных линиях, технологических трубопроводах;

– температуры воздуха в помещении ИУ-1101 (блоке технологическом БТ и блоке контроля и управления БКУ);

– перепад давления в сепарационной емкости;

– измерение (учет) и фиксация (регистрация) времени, отработанного скважинами.

Контроллер ЛСУ, размещаемый в шкафу управления измерительной установки и устанавливаемый в блоке контроля и управления БКУ комплектной поставки, обеспечивает передачу всех выходных параметров и прием уставок и команд из АСУ ТП объекта по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU), в т.ч.:

– пожар в помещениях (блоке технологическом БТ и блоке контроля и управления БКУ);

– загазованность в технологическом блоке БТ;

– несанкционированный доступ в помещения (блок технологический БТ и блоке контроля и управления БКУ);

– отклонение давления от заданных значений;

– низкое содержание газа в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из сепаратора за заданный промежуток времени);

– отказ первичных измерительных датчиков;

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

– вывод сигналов о сбоях и авариях оборудования;

– отклонение расхода за пределы диапазона измерений расходомера;

– выход температуры нефтегазоводяной смеси за пределы заданного диапазона измерений;

– перерыв в подаче электропитания;

– отклонение за установленные значения температуры воздуха в помещениях (блоке технологическом БТ и блоке контроля и управления БКУ);

– текущее состояние переключающих и регулирующих устройств;

– текущий режим работы (автоматический, ручной, измерение);

– состояние вентилятора в блоке технологическом (вкл./откл.);

– текущие значения измерений всех средств измерения, имеющих электрический выходной сигнал.

По установке дозирования хим. реагентов (шкафного типа) автоматизация предусматривается в объеме комплектной поставки с технологическим оборудованием (схему автоматизации см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-006) и включает:

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализацию предельных значений уровня реагента в емкости хим. реагента;

– телеизмерение и телесигнализацию минимальной и максимальной температуры реагента в емкости хим. реагента;

– местный контроль, телеизмерение и телесигнализацию минимального и максимального значения давления на выходе насоса-дозатора;

– местное и телеуправление насосами-дозаторами, телесигнализация работы насосов;

– автоматическое отключение насоса-дозатора по минимальному или максимальному давлению на выходе насоса, при минимальном уровне и низкой температуре в емкости хим. реагента, при закрытии электроприводной задвижкой в сборном коллекторе на выходе объекта;

– автоматическое поддержание заданной температуры в емкости хим. реагента, автоматическое отключение электрообогрева емкости хим. реагента при минимальном уровне или перегреве хим. реагента;

– автоматическое измерение текущего и суммарного расхода реагента по количеству ходов штока электрогидравлического толкателя;

– автоматическое управление обогревом аппаратурного отсека;

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

– телесигнализацию низкой температуры в технологическом и аппаратурном отсеках;

– телеизмерение и телесигнализация загазованности в технологическом отсеке (10% НКПР, 50% НКПР);

– автоматическое отключение всех электроприемников при аварийной загазованности 50 % НКПР;

– телесигнализацию несанкционированного доступа в технологическом и аппаратурном отсеках;

– телесигнализация отсутствия напряжения в шкафу управления.

По установке дозирования хим. реагентов предусматривается передача всех выходных параметров и прием уставок и команд из АСУ ТП по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU).

При принятии решения эксплуатирующей организацией об использовании индивидуальных шкафов дозирования хим. реагентов (типа СУДР) автоматизация предусматривается в объеме комплектной поставки с технологическим оборудованием и включает:

– телеизмерение и местный контроль уровня реагента в баке хим. реагента;

– телесигнализацию низкой температуры реагента в баке хим. реагента;

– телесигнализацию предельных значений давления на выходе насоса-дозатора;

– местный контроль давления на выходе насоса-дозатора;

– местное и телеуправление насосом-дозатором, телесигнализация работы насоса;

– автоматическое отключение насоса-дозатора по минимальному или максимальному давлению на выходе насоса;

– автоматическое отключение насоса-дозатора по минимальному уровню в баке хим. реагента;

– автоматическое измерение текущего и суммарного расхода реагента по количеству ходов штока электрогидравлического толкателя;

– автоматическое управление обогревом бака хим. реагента и аппаратурного отсека;

– телесигнализацию низкой температуры в аппаратурном отсеке.

Предусмотрена возможность сбора информации от индивидуальных шкафов дозирования хим. реагентов (типа СУДР) в АСУ ТП по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU).

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

3.4 Средства автоматизации

Средства автоматизации обеспечивают выполнение следующих требований:

– обеспечение непрерывности технологического процесса и управляемый останов;

– предоставление информации о ходе технологического процесса с целью обеспечения управления в соответствии с требованиями производственной безопасности;

– возможность надежного, эффективного и экономичного функционирования технологического оборудования;

– обеспечение автоматической защиты оборудования и персонала в случае отклонения рабочих параметров технологического процесса от заданных значений.

Для реализации схем контроля и управления предусматриваются современные средства автоматизации общепромышленного и взрывозащищенного исполнения со стандартными унифицированными входными/выходными сигналами, в том числе «интеллектуальные» (микропроцессорные).

Для определения причин возможных отказов и их предотвращения максимально используются датчики и исполнительные механизмы, поддерживающие цифровые протоколы HART, Modbus.

Предусматриваемые приборы имеют паспорт, техническое описание, инструкцию по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

Средства измерений и средства автоматизации во взрывозащищенном исполнении имеют уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей. Применено оборудование с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка», с уровнем взрывозащиты не хуже, чем «взрывобезопасное электрооборудование», температурным классом Т3 согласно температуре самовоспламенения газа, присутствующего в атмосфере взрывоопасной зоны.

Средства автоматизации, предназначенные для установки на открытом воздухе в районе с температурой окружающей среды от минус 53 °С, имеют климатическое исполнение «ХЛ» с категорией «1» при размещении на открытом воздухе, «4» при размещении в отапливаемых помещениях. Приборы, устанавливаемые на открытом воздухе, комплектуются защитными термокожухами.

Технические средства АСУ ТП, устанавливаемые вне помещений, имеют пыле- и влагозащищенные корпуса. По степени конструктивной защищенности от внешних

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

механических воздействий имеют исполнение не ниже IP65. Оборудование, установленное в помещениях, имеет исполнение не ниже IP54.

Блочно-комплектные технологические установки оснащаются средствами контроля и управления на заводах-изготовителях.

Средства контроля и управления в процессе эксплуатации не оказывают влияния как на воздушный и водный бассейны, так и на грунт.

Внедрение этих средств является одним из природоохранных мероприятий, позволяющих повысить надежность работы технологических объектов, снизить или исключить возможность возникновения аварийных ситуаций и соответственно вероятность загрязнения окружающей среды.

3.4.1 Размещение и монтаж средств автоматизации

Монтаж средств автоматизации выполняется с учетом требований изготовителей приборов, средств автоматизации и с соблюдением требований СП 77.13330.2016, ПУЭ изд. 6, 7.

План расположения оборудования в блоке контроля и управления БКУ см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-007.

Полевые средства автоматизации, монтируемые непосредственно на трубопроводах, устанавливаются с помощью стандартных закладных конструкций.

Смонтированные приборы и средства автоматизации, электрические проводки присоединяются к общему контуру заземления или к металлическим конструкциям, имеющим надежную электрическую связь с общим контуром заземления.

В блоке контроля и управления БКУ выполняется контур заземления по периметру помещения, к которому подключается защитное заземления АСУ ТП, имеющее сопротивление не более 4 Ом.

Типы используемых кабелей соответствуют классификации объектов по взрывопожароопасности. Для цепей с дискретными сигналами и цепей питания средств автоматизации применяется:

– при наружной прокладке - контрольный кабель экранированный, не распространяющий горение при групповой прокладке, холодостойкий «нг(A/B/C/D)-ХЛ»;

– при прокладке внутри помещений - контрольный кабель экранированный, не распространяющий горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением «нг(A/B/C/D)-LS».

Для цепей с аналоговыми и интерфейсными сигналами применяется:

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

– при наружной прокладке - универсальный монтажный контрольный кабель витая пара, без брони, с попарным экраном, не распространяющий горение при групповой прокладке, холодостойкий «нг(A/B/C/D)-ХЛ»;

– при прокладке внутри помещений - универсальный монтажный контрольный кабель витая пара, без брони, с попарным экраном, не распространяющий горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением «нг(A/B/C/D)-LS».

Во взрывоопасных зонах применяются кабели с медными жилами сечением не менее 1 мм^2 в соответствии с требованиями ПУЭ п.7.3.94, РМ 4-6-84 п.10.7.

Для всех экранированных кабелей предусматриваются электрические соединения экранирующих оплеток кабелей с заземлителями только в одной точке, располагаемой вне взрывоопасных зон со стороны шкафа.

Для обеспечения искрозащиты и гальванической развязки сигнала 4-20 мА, проектными решениями предусмотрена установка в шкафу барьеров искробезопасности.

В шкафу зажимы искробезопасных электрических цепей надежно отделены от искроопасных. Электрический зазор между зажимами для присоединения искробезопасных и искроопасных цепей составляет не менее 50 мм, при этом расположение зажимов и способ прокладки проводов исключает замыкания между искробезопасными и искроопасными цепями при обрыве или смещении проводника.

Прокладка электрических проводок выполняется в соответствии с ПУЭ и СТО 11233753-001-2006*, СТО 11233753-004-2011, СТО 51246464-013-2016:

– внутри помещений блоков – кабелями в кабель-каналах;

– снаружи по площадке – кабелями в гибких герметичных из оцинкованной стали в ПВХ изоляции, не распространяющих горение металлорукавах, защитных трубах и в лотках монтажных перфорированных.

Нижний ряд лотков прокладывается по кабельной эстакаде в непроезжей части территории на уровне не менее 2,5 м от планировочной отметки земли. При переходе через дорогу низ строительной конструкции предусматривается на высоте не менее 6 м.

Кабели в лотках по эстакаде с трубопроводами прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов.

3.4.2 Электропитание средств автоматизации

Для электропитания средств автоматизации используется переменный ток напряжением 220 В, частотой 50 Гц и постоянный ток напряжением 24 В.

Подвод электропитания предусматривается от силовых распределительных щитов по 1 категории электроснабжения от шкафа с двумя вводами с АВР в соответствии с

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

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

техническими решениями, отраженными в электротехнической части проекта и в соответствии с ПУЭ, Положением Компании № П3-04 Р-0389.

Для эффективного снижения возможности возникновения и последствий отказов систем по причине нарушения электропитания, электропитание оборудования шкафа кустового контроллера предусматривается через источник бесперебойного питания (ИБП) с системой удаленной диагностики, который обеспечивает работу оборудования в течение не менее 1 часа при пропадании основного питания.

3.5 Обеспечение единства измерений

Метрологическое обеспечение измерительных систем соответствует следующим требованиям:

– ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

– МИ 2439-97 «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля»;

– МИ 2440-97 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных систем и измерительных комплексов».

Требование к метрологическому обеспечению распространяется на средства измерений, измерительно-вычислительные каналы, расчетные алгоритмы, включая алгоритмы контроля и управления технологическим процессом оборудования объекта и включает в себя совокупность организационных мероприятий, технических средств, требований, положений, правил, норм и методик, необходимых для обеспечения единства измерений и требуемой точности измерений и вычислений.

Все средства измерения, включая каналы измерений, контроллеры, входящие в систему контроля и управления, имеют свидетельства, сертификаты и разрешительные документы с учетом требований Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и иных действующих законодательных и нормативных документов в области стандартизации, метрологии и контроля качества (при необходимости их заверенные копии):

– сертификат (или декларацию) соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержденный РК ТС 18.10.2011 г. № 823;

– сертификат соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденный РК ТС 18.10.2011 г. № 825;

– сертификат соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», утвержденный РК ТС 09.12.2011 г. № 879;

– действующее свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений с описанием типа;

– действующее свидетельство о первичной поверке, со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент поставки Заказчику;

– методику поверки;

– паспорт, техническое описание, инструкции по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

Все средства измерений внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и допущены к применению на территории Российской Федерации в установленном порядке.

Все средства измерения обладают показателями точности не выше типовых значений, приведенных в Положении Компании № П3-04 Р-0389.

Погрешность измерительной установки (ИУ) устанавливается методикой измерений в соответствии с требованиями ПНСТ 360-2019.

Все метрологические характеристики измерительных и управляющих модулей представлены изготовителем в документации на технические и программные средства. Пределы допускаемых значений погрешности измерительных каналов не превышают норм технологического регламента.

Средства измерений настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерений.

Значения контролируемых параметров выражены в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин».

Метрологическое обслуживание АСУ ТП обеспечивает возможность как поэлементной (покомпонентной), так и комплектной поверки или калибровки измерительных каналов.

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, аттестованы.

Для измерительных каналов АСУ ТП разработчиком системы представляются рекомендации (инструкции) по поверке (калибровке) измерительных каналов, утвержденные в установленном порядке. Первичную и периодическую калибровку измерительных каналов системы осуществляет организация, аккредитованная на техническую компетентность в области проведения калибровочных работ.

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

Методики первичной и периодической калибровки измерительных каналов разрабатывает, согласовывает и утверждает в установленном порядке поставщик системы. Межкалибровочные интервалы измерительных каналов устанавливаются при первичной калибровке измерительного канала системы.

Система АСУ ТП обеспечивает возможность дистанционной калибровки и конфигурирования интеллектуальных полевых приборов в реальном времени. Все действия по поверке, калибровке и настройке полевых приборов автоматически документируются и заносятся в журнал изменений.

Для целей интеграции с АСУ ТП верхнего уровня ЛСУ измерительных установок, установки дозирования хим. реагентов, индивидуальных шкафов дозирования хим. реагентов (типа СУДР) в контроллерах предусмотрен дополнительный независимый цифровой интерфейс RS-485, обеспечивающий возможность информационного обмена с АСУ ТП. Протокол обмена обеспечивает их информационную совместимость.

Конкретные требования к метрологическим характеристикам определены в соответствующих технических требованиях и опросных листах на средства измерения, применяемые на объекте, с учетом требований соответствующих нормативных документов при организации измерения.

Эксплуатационная документация в части метрологического обеспечения содержит:

– перечни измеряемых параметров, диапазонов и требований к точности их измерений;

– перечни измерительных каналов, подлежащих калибровке;

– методики выполнения измерений, разработанные и утвержденные в установленном порядке;

– описание методик первичной и периодической калибровки;

– паспорта заводов-изготовителей на вновь установленные средства измерений;

– паспорта-протоколы на измерительные каналы;

– описание методик метрологических поверок;

– периодичность проведения метрологических поверок;

– значения нормируемых характеристик по ГОСТ 8.009-84 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений»;

– установленный срок эксплуатации;

– порядок монтажа, эксплуатации, обслуживания, хранения, транспортирования.

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

3.6 Информационная безопасность

Информационная безопасность АСУТП обеспечивается техническими, программными и организационными мерами и решениями, которые полностью исключают или эффективно ограничивают возможности самопроизвольного и умышленного искажения сигналов и данных в системе. Меры и решения по информационной безопасности АСУ ТП включают в себя:

– использование в АСУ ТП функций самодиагностики исправности оборудования и блокировки ошибочных сигналов, вызванных отказами управляющих функций;

– фиксацию и сохранение (для последующего анализа) необходимой информации о случаях появления и развития аварийных ситуаций на объекте и отказов в системе;

– контроль допустимости и автоматическую фиксацию случаев вмешательства работников и внесения им изменений в работу системы;

– конструктивные меры, препятствующие проникновению посторонних лиц в помещения с размещением оборудования АСУ ТП, а также хищениям этого оборудования, его частей, запасных элементов и расходных материалов.

В соответствии с положениями приказа ФСТЭК России № 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» от 14.03.2014 г. АСУ ТП присвоен класс защищенности 3 (третий).

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

4 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЙ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И НЕПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, а также перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемого объекта, приведены в томе 5.7.3 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-03, Раздел 5. «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», Подраздел 7. «Технологические решения», Часть 3. «Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников и перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда» данной проектной документации.

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

5 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

Проектирование кустовой площадки выполнено с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 534).

Эксплуатация объекта осуществляется в соответствии с разработанными техническими регламентами на данные объекты, отражающими технологию ведения процесса, его режимы, показатели безопасности условий работы объектов.

Для реализации контроля за технологическим процессом предусмотрены следующие мероприятия:

- современный комплекс технических средств на базе автоматизированной информационно-измерительной системы, позволяющий выявлять и предупреждать выход технологических параметров за рамки технологического режима;
- система аварийных блокировок, позволяющих избежать значительных последствий для окружающей среды и персонала в случае аварийных ситуаций;
- пробоотборные устройства в ключевых точках, позволяющие производить лабораторный контроль качества проведения технологического процесса.

Работники, эксплуатирующие объект, обязаны ознакомиться с правилами внутреннего распорядка, технологическими регламентом работы объекта, уметь распознавать и устранять причины выхода технологического процесса за рамки нормального режима эксплуатации объектов, оговоренного в техническом регламенте на данный объект.

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

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

6 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

Объектом, подлежащим защите, является кустовая площадка №10-бис Усть-Тегусского нефтяного месторождения.

В зависимости от вида и размеров ущерба, который может быть нанесен объекту, находящимся на объекте людям и имуществу в случае реализации террористических угроз, все объекты подразделяются на следующие классы:

- класс 1: (высокая значимость) - ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет федеральный или межрегиональный масштаб;

- класс 2: (средняя значимость) - ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет региональный или межмуниципальный масштаб;

- класс 3: (низкая значимость) - ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет муниципальный или локальный масштаб.

В соответствии с СП 132.13330.2011 раздел 8 таблица 2 - класс объекта капитального строительства (проектируемая кустовая площадка) по значимости ущерба от террористических угроз - 3 (низкая значимость).

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» проектируемый объект не категорирован.

В соответствии с критериями категорирования Положения Компании № П3-11.01 Р-0170, с учетом степени потенциальной опасности и важности кустовая площадка относится к 3 классу 2 группы категорирования. Предусмотренные проектной документации системы отвечают требованиям по оборудованию техническими средствами охраны объектов 3 класса.

Система безопасности объекта (СБО) предназначена для достижения и подержания высокого уровня защищенности объекта от противоправных действий нарушителей, предотвращения террористических актов и вмешательства в производственные процессы.

Мероприятия по предотвращению постороннего вмешательства в ходе технологического процесса и противодействию, террористическим актам состоят из:

– осуществления охраны совместными патрульными группами согласно специально разработанным графикам и маршрутам патрулирования по различным вариантам;

– наличия в составе патрульных групп нефтегазоспасателей, обеспеченных индивидуальными средствами защиты и автомобилями повышенной проходимости;

– размещения на территории объекта инженерно-технических средств охраны (охранная объектовая сигнализация, система видеонаблюдения);

– применения согласованной Службой Безопасности Заказчика тактики охраны объекта.

В соответствии с МУК № ПЗ-11.01 М-0003 «Оборудование объектов Компании инженерно-техническими средствами охраны», Положением Компании № ПЗ-11.01 Р-0170 «Обеспечения инженерно-технической защиты и охраны объектов компании» на проектируемой площадке проектом предусматривается система охранной объектовой сигнализации и система видеонаблюдения.

На проектируемом объекте система охранной сигнализации выполняется раздельной с системой пожарной сигнализации и оповещения о пожаре.

Проектируемая система охранной сигнализации выполняется на базе оборудования из состава интегрированной системы охраны, объединяемого между собой по кабелю магистрального интерфейса RS-485.

Состояние охранных шлейфов транслируется по каналам связи в помещение КПП дежурному охраннику на площадке УПСВ Усть-Тегусского месторождения, из которого осуществляется централизованный контроль и управление системой охранной сигнализации объекта.

В состав системы охранной сигнализации на проектируемой кустовой площадке входят:

- пульт контроля и управления охранно-пожарный ПКиУОП;
- приборы приемно-контрольные охранно-пожарные ППКОП на 20 шлейфов (для подключения шлейфов охранной сигнализации)
- блок защитный коммутационный;
- блок защиты сетевой;
- блок защиты линии;
- преобразователь интерфейсов RS-485/RS-232 в Ethernet;
- резервированный источник питания в комплекте с аккумуляторными батареями, рассчитанными на обеспечение работы системы в течение 24 часов в дежурном режиме плюс три часа в режиме тревоги.

На площадке используется пульт контроля и управления охранно-пожарный ПКиУОП для системы охранной сигнализации.

Пульт контроля и управления охранно-пожарный ПКиУОП устанавливается в блоке контроля и управления.

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

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

От ПКиУОП к прибору охранной сигнализации прокладывается магистральный интерфейс RS-485 (кабель «витая пара»), по которому осуществляется управление всей системой охранной сигнализации.

Пульт контроля и управления охранно-пожарный ПКиУОП применен для совместной работы, контроля, управления и программирования ППКОП (для системы охранной сигнализации).

Поставляемые блоки оснащаются системой охранной сигнализации в соответствии с документацией типового проектирования Компании (ДТПК) по каждому блоку.

Системой охранной сигнализации оснащаются все технологические блоки на кустовой площадке. На входных дверях устанавливаются извещатели магнитоконтактные охранные (стандартного и взрывозащищенного исполнения).

Извещатель конструктивно состоит из датчика магнитоуправляемого (датчика) на основе геркона и задающего элемента (магнита), выполненных в пластмассовых или металлических корпусах.

Контакты извещателя при работе на металлических поверхностях находятся в замкнутом (переключённом) состоянии при расположении магнита и датчика: на расстоянии 25 мм и менее (для изделий 00, 01, 04), на расстоянии 12 мм и менее (для изделий 02, 03, 05), и в разомкнутом (не переключенном) состоянии на расстоянии 70 мм и более. Максимально допустимый допуск соосности крепления датчика и магнита – 10 мм.

В поставляемых блоках, кроме блоков БКУ и КТП, все шлейфы от охранных извещателей подключаются к коммутационной коробке комплектной поставки. В блоках БКУ и КТП заводами-изготовителями предусмотрены приборы приемно-контрольные охранно-пожарные для системы охранной сигнализации. Заводами-изготовителями предусмотрен вывод кабеля магистрального интерфейса RS-485 на блок защиты линии для дальнейшего подключения данных блоков в общеплощадочную систему охранной сигнализации.

Над входной дверью в блок контроля и управления устанавливается оповещатель светозвуковой (комбинированный) на 24 В уличного исполнения для контроля состояния системы охранной сигнализации.

Для проводок магистрального интерфейса RS-485 применен огнестойкий кабель нг(А)-LS 2х2х0.5 (внутренняя прокладка) и нг(А)-LS 2х2х1.0 (наружная прокладка) с медными жилами, не распространяющими горение при групповой прокладке по категории «А» по ГОСТ IEC 60332-3-22-2011 с низким дымо- и газовыделением согласно СП 6.13130.2013.

Кабельные линии системы охранной сигнализации, прокладываемые в блок - боксах – по стенам в кабель-каналах, по площадке – в металлических лотках по проектируемым кабельным эстакадам, выполняются кабелями с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из ПВХ композиций пониженной пожароопасности, не распространяющие горения при групповой прокладке.

Во взрывоопасных зонах применены герметичные кабели с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным заполнителем, которые гарантируют, что по продольным воздушным полостям распространения газообразных или даже пылеобразных взрывоопасных веществ из взрывоопасных в невзрывоопасные зоны и помещения не произойдет. Данные типы кабелей прокладываются в стальных трубах с креплением скобами к стене. При переходе водогазопроводных труб из помещений с взрывоопасными зонами наружу, трубы с кабелями в месте прохода сквозь стены имеют разделительные уплотнения.

Кабели для наружной прокладки соответствуют климатической зоне (УХЛ1) и могут использоваться при температуре от минус 55 ºС.

Система видеонаблюдения на площадке куста скважин организована на распределенной системе, основанной на IP видеокамерах, коммутаторе и видеорегистраторе являющимся ядром системы.

Предусматривается запись и хранение видеоархива в течение 30 суток. За наблюдением за устьями скважин применяются стационарные камеры видеонаблюдения. Стационарная камера видеонаблюдения применяется в составе с термокожухом и инфракрасной подсветкой (дальность 40 метров). Камеры видеонаблюдения подключаются к коммутатору. За наблюдением за технологическими блоками, сооружениями и территорией площадки применяются стационарные и поворотные камеры видеонаблюдения. Станционное оборудование видеонаблюдения устанавливается в шкаф связи и видеонаблюдения (шкаф СС и ВН).

Видеокамеры на площадке подключаются кабелями кат. 5е внешней прокладки при длине участка менее 100 метров и оптическим кабелем при длине участка более 100 метров. Кабели прокладываются по проектируемым эстакадам в металлических лотках.

Стационарные видеокамеры на площадке устанавливаются на опорах эстакад, поворотные – на прожекторной мачте.

Для уличных видеокамер предусматриваются блоки грозозащиты PoE (корпус IP65), поддерживаемые типы PoE: IEEE 802.3af классы 0-4, IEEE 802.3at PoE, Passive PoE, схема грозозащиты: проходная, не имеет направленности, пропускная способность Data: 10/100/1000Base Ethernet.

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

В данной проектной документации предусматривается вывод сигналов с камер видеонаблюдения на кустовой площадке по проектируемым и существующим каналам связи на центральный АРМ системы видеонаблюдения со специализированным ПО. Место расположения центрального АРМ системы видеонаблюдения - РИТС месторождения, АБК г. Тюмень, ул. Ленина 67 (видеостена).

Применяемое в проекте оборудование соответствует функциям по назначению, имеет все соответствующие разрешительные сертификаты и документы.

Обслуживание проектируемой площадки осуществляется персоналом, работающим вахтовым методом. Попасть на территорию всех месторождений Увата можно двумя способа:

- на вертолете (обустроенные вертолетные площадки);
- на автомобиле по зимним автодорогам (по зимникам).

Въезд на месторождения Увата осуществляется по одной дороге через центральный КПП №1. На вертолетных площадках нефтяных месторождений Увата, а также на подъездах к месторождениям по зимним автодорогам обустроены контрольно-пропускные пункты (КПП), на которых осуществляется проверка автомобилей, досмотр документов и личных вещей персонала. Осуществляется сверка номерных знаков автомобилей, допущенных на проезд к месторождениям Увата. Существующие контрольно-пропускные пункты (КПП) на вертолетных площадках, центральное КПП №1 службы безопасности на автомобильной дороге Усть-Тегусское месторождение – Тайлаковское месторождение и КПП на зимних автодорогах обустроены средствами контроля и управления доступом (СКУД) и средствами визуального досмотра (СрВД).

Схемы по организации систем охранной сигнализации и системы видеонаблюдения на проектируемой площадке представлены в графической части Тома 5.5. «Сети связи» 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС5-01.

Более подробно мероприятия по организации системы охранной сигнализации и видеонаблюдения на проектируемом объекте описаны в Томе 5.5 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС5-01 «Сети связи» в разделе «Инженерно-технические средства охраны (ИТСО)».

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

7 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

7.1 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Прямое загрязнение водных объектов в виде регламентированного сброса потенциальных загрязнителей со сточными водами непосредственно в поверхностные водные объекты отсутствует на всех стадиях реализации проектной документации.

Сведения о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и обоснования отсутствия сбросов в водные источники более подробно представлены в томе 8.1.1 1750620/1238Д-П-012.052.000-ООС1-01 Раздел 8. «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», Часть 1. «Охрана окружающей среды», Книга 1. Текстовая часть.

7.2 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Для снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух, поверхностных и подземных вод предусмотрены следующие решения:

- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание оборудования, влияющего на выброс вредных веществ;
- контроль качества сварных соединений визуально-измерительным, ультразвуковым и радиографическим методами подлежит 100 % сварных швов.
- автоматизирование процессов управления технологическим оборудованием;
- проведение мониторинга коррозии;
- поддержание в полной технической исправности и герметичности емкостей, технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль содержания вредных веществ в выбросах технологического блока проектируемых объектов;
- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации.

Все мероприятия и проектные решения по охране атмосферного воздух поверхностных и подземных вод от загрязнения являются частью технологических процессов строительства и эксплуатации скважины и направлены на безопасные и безаварийные условия эксплуатации проектируемых сооружений.

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

7.3 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, представлены в томе 8.1.1 1750620/1238Д-П-012.052.000-ООС1-01 Раздел 8. «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», Часть 1. «Охрана окружающей среды», Книга 1. Текстовая часть.

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

8 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
№ 116-ФЗ от 21.07.1997 г.	О промышленной безопасности опасных производственных объектов	2.9
№ 102-ФЗ от 26.06.2008 г.	Об обеспечении единства измерений	3.5
№ 123-ФЗ от 22.07.2008 г.	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности	2.6.1
№ 256-ФЗ от 21.07.2011 г.	О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса	6
№ 184-ФЗ от 27.12.2002 г.	О техническом регулировании	2.10
Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 534	Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»	2.8
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	3.6
ГОСТ Р 51858-2002	Нефть. Общие технические условия	2.1.1
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды	2.6.1
ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах	2.6.4
ГОСТ 9.602-2016	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии	2.6.3

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

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
ГОСТ 32388-2013	Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия	2.8
ГОСТ 32528-2013	Межгосударственный стандарт. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия	2.8
ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент	2.8
ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия	2.8
ГОСТ 14918-2020	Межгосударственный стандарт. Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия	2.8
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии	2.8
ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов	2.6.4
ГОСТ 30852.5-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения	2.2
ГОСТ 30852.11-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам	2.2
ГОСТ Р 58367-2019	Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование	2.1.2
ПНСТ 360-2019	Предварительный национальный стандарт российской федерации. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования	3.5

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

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
ГОСТ Р 8.596-2002	Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения	3.5
ГОСТ 8.417-2002	Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин	3.5
ГОСТ 8.009-84	Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений	3.5
ГОСТ ISO 3183-2015	Межгосударственный стандарт. Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия	2.8
ГОСТ IEC 60332-3-22-2011	Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Часть 3-22. Распространение пламени по вертикально расположенным пучкам проводов или кабелей. Категория А	6
СП 131.13330.2018	Строительная климатология. СНиП 23-01-99*	1
СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*	1
СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*	1
СП 231.1311500.2015	Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности	2.1.1
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85	3.4.1
СП 56.13330.2011	Производственные здания. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001	2.6.1

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

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

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
СП 132.13330.2011	Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования	6
СП 6.13130.2013	Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требование пожарной безопасности	6
СП 12.13130.2009	Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	2.6.1
ТР ТС 010/2011	Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»	2.6.1
ТР ТС 012/2011	Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»	2.8
ТР ТС 020/2011	Технический регламент таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств»	3.5
ВНПБ 11-11	Обеспечение пожарной безопасности объектов, расположенных на месторождениях Тюменской области № ВНПБ 11-11	2.8
П1-01.05 М-0005	Методические указания Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти»	2.6.2
П2-05.02 ТИ-0002	Технологическая инструкция Компании «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования»	2.6.3
П4-06 М-0051	Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапан запорный стальной»	2.6.4
П4-06 М-0117	Методические указания Компании «Единые технические требования. Клапаны и затворы обратные»	2.6.4
П1-01.05 М-0082	Методические указания Компании «Единые технические требования. Задвижки клиновые»	2.6.4

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
П3-04 Р-0389	Положение Компании «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам»	3.2
П4-06 М-0111	Методические указания Компании «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения»	2.8
П4-06 М-0116	Методические указания Компании «Единые технические требования. Соединительные детали трубопроводов»	2.8
П4-06 М-0007	Емкость подземная (с подогревом/без подогрева)	2.6.3
П3-11.01 М-0003	Методические указания Компании «Оборудование объектов Компании инженерно-техническими средствами охраны»	6
П3-11.01 Р-0170	Положение Компании «Обеспечения инженерно-технической защиты и охраны объектов Компании»	6
П4-06 М-0006	Методические указания Компании «Единые технические требования. Измерительная установка скважинная групповая»	2.6.1
СТО 11233753-001-2006*	Стандарт организации. Системы автоматизации. Монтаж и наладка. Издание 2-е, с изменениями и дополнениями	3.4.1
СТО 11233753-004-2011	Стандарт организации. Системы автоматизации. Монтаж электрических проводок и волоконно-оптических линий. Монтаж проводов и кабелей	3.4.1
СТО 51246464-013-2016	Стандарт организации. Системы автоматизации. Проектирование электрических проводок и волоконно-оптических линий	3.4.1
ПУЭ	Правила устройства электроустановок	2.8

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

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
РМ 4-6-84	Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование электрических и трубных проводок. Часть 1. Электрические проводки. Пособие к ВСН 205-84/ММСС	3.4.1
МИ 2439-97	Рекомендация. ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля	3.5
МИ 2440-97	Государственная система обеспечения единства измерений. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов	3.5
API RP 14E	Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems	2.8

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

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Отдел автоматизации и телемеханизации

Начальник отдела	Л.А. Жарихина
Главный специалист	В.В. Подшивалов
Заведующий группой	М.Э. Корявец
Ведущий инженер	К.В. Кравченко

Отдел экологической и промбезопасности

Начальник отдела	Л.С. Кесова
Зав. группой	М.Г. Купчинская
Зав. группой	Е.П. Еремин
Инженер 1 категории	Ю.Г. Абнасырова

Отдел проектирования средств инженерно-технической защиты объектов

Начальник отдела	Д.В. Подшивалов
Главный специалист	С.Г. Пустовойт
Ведущий инженер	А.Ю. Новосельцева

Отдел монтажного проектирования

Начальник отдела	А.В. Кротов
Главный специалист	И.В. Цуканова

Теплотехнический отдел

Начальник отдела	О.Г. Ковалева
Главный специалист	А.В. Кошко
Зав. группой	Е.Ю. Мирук

Отдел водоснабжения и пожаротушения

Начальник отдела	О.А. Перевозчиков
Главный специалист	О.В. Пригода
Зав. группой	Ж.В. Кизюн
Ведущий инженер	Н.Ф. Пенькова

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

ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	аннули-рованных				
1	-	1-68	-	-	68	12098-21		10.09.21

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

Документ разработан ООО "НК "Роснефть – НТЦ"
Все права защищены. Копирование, распространение
и использование любым способом без разрешения
правообладателя запрещено

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины первой площади

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины второй площади

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины третьей площади

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины четвертой площади

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины пятой площади

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины шестой площади

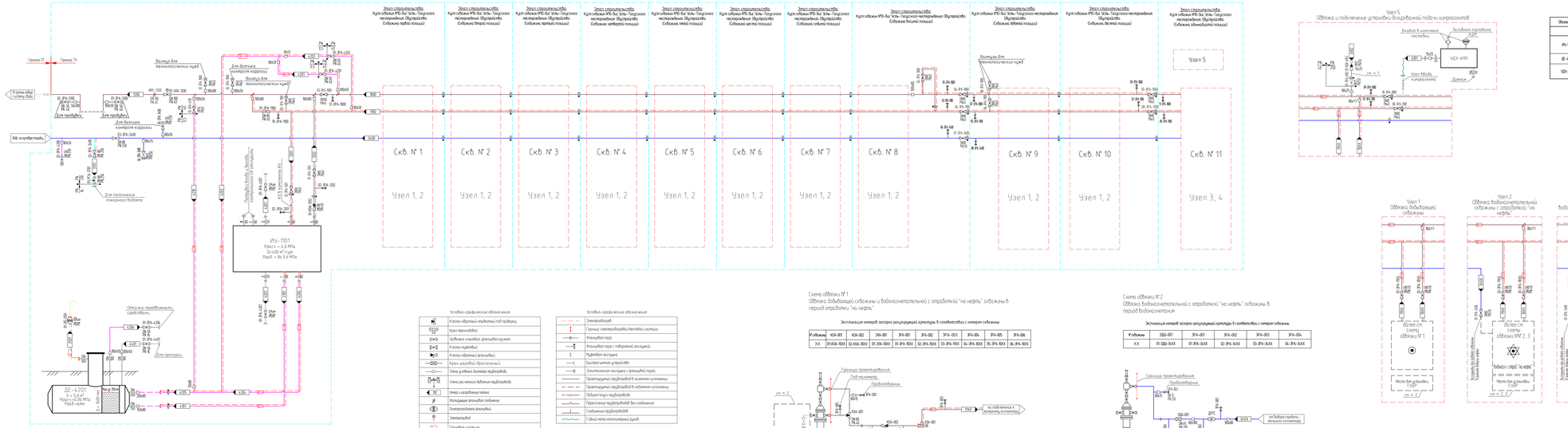
Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины седьмой площади

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины восьмой площади

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины девятой площади

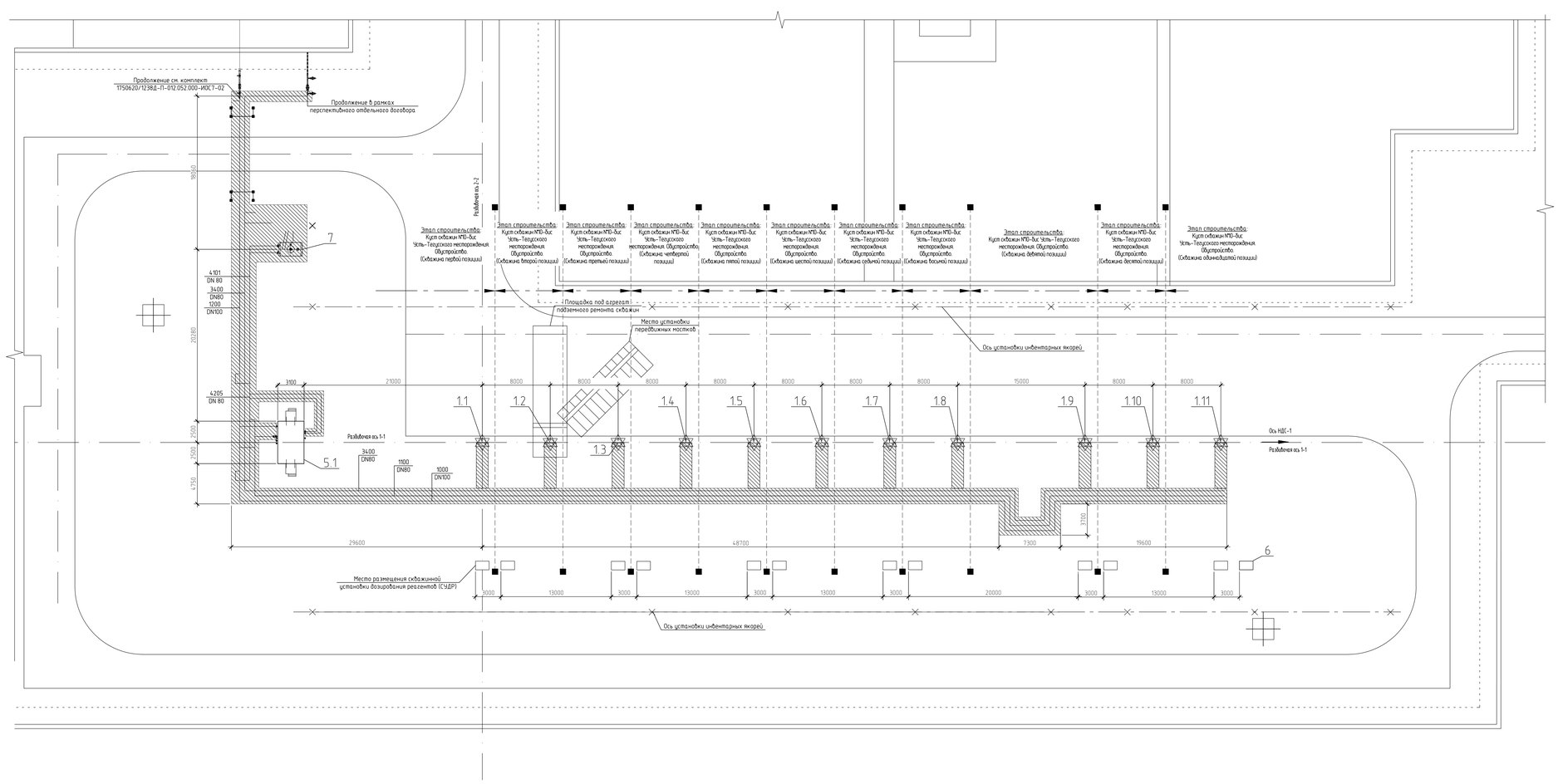
Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины десятой площади

Этап строительства
Куст скважин №10-Вос. Холь-Тегусского месторождения (Верхнеславянское)
Скважины одиннадцатой площади


Граница ЛУ
Граница ТХ
Врезка для подключения к существующему ИРЗ
Врезка для подключения к существующему ИРЗ
Для пробивки
Для пробивки
Для пробивки

Документ разработан ООО ПИ "Роснефть - НТЦ".
Информация, содержащаяся в документе, может быть использована только в соответствии с условиями договора, заключенного между Разработчиком и Заказчиком

Ситуационный план (1:200)



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
1.1–1.11	Устье добывающей/водонагнетательной с отработкой "на нефть" скважины	
5.1	Блок технологический измерительной установки	
6	Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	
7	Дренажная емкость V=5 м³ подземная	

Схема расположения якорей ветровых оттяжек агрегатов подземного ремонта скважин

Условные обозначения и изображения:

Устье добывающей/водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины

1000 DN80 — Номер потока; Диаметр трубопровода

1. Данный чертеж рассматривать совместно с технологической схемой.
2. Технологические схемы, обозначения и классификация трубопроводов см. 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001.

						1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-002
1	-	Зам. 2098-21			10.05.21	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Пичугников			5.05.21	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения
Зав. гр.		Полянский			5.05.21	
Гл. спец.		Щукинова			5.05.21	
Нач. отд.		Кротов			5.05.21	
Н. контр.		Кудря			5.05.21	
ГИП		Кравец			5.05.21	

Стадия	Лист	Листов
П	2	

Ситуационный план. Схема расположения якорей ветровых оттяжек агрегатов подземного ремонта скважин

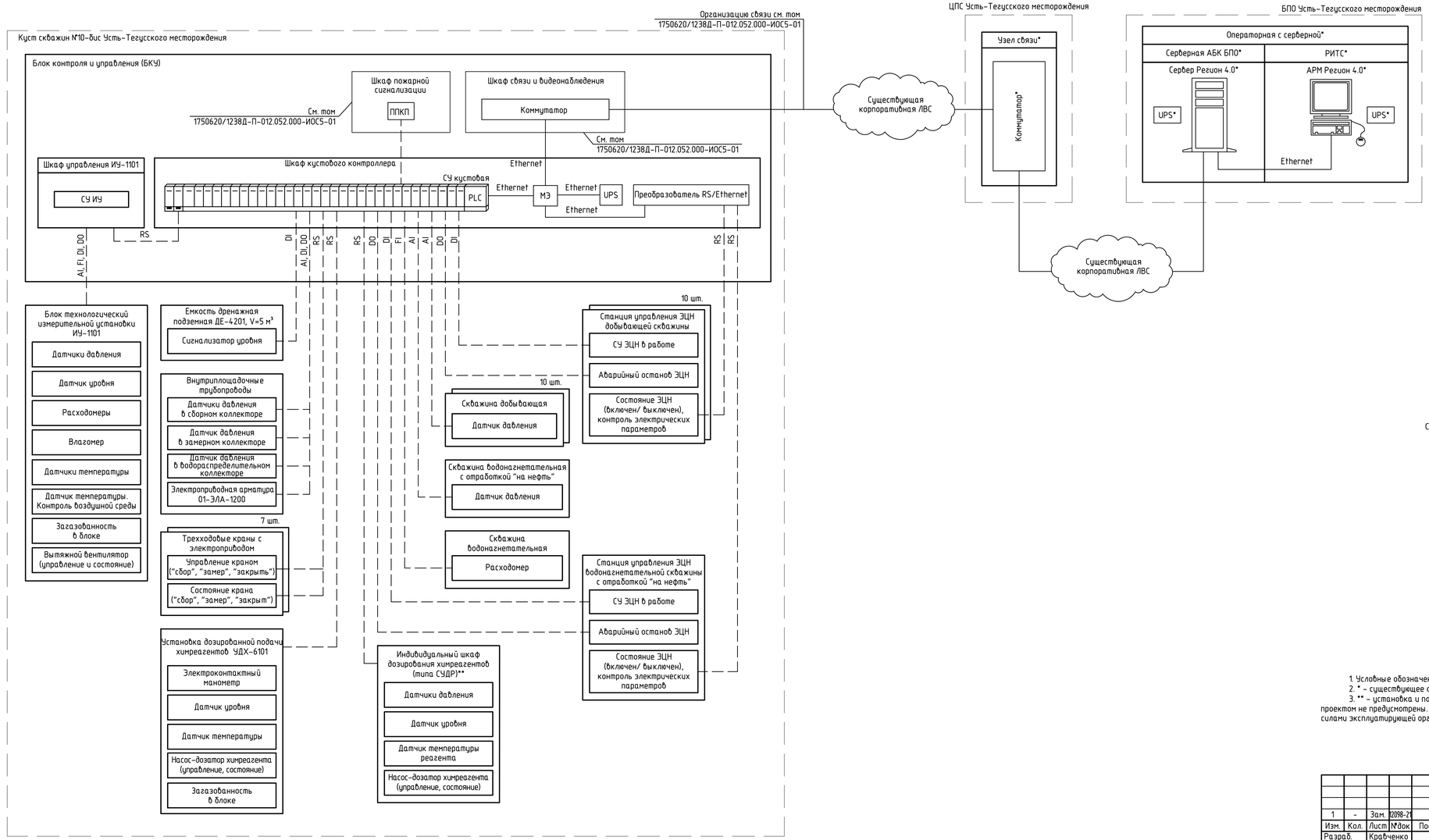
ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"

Инв.№ подл. 28878ул | Подп. и дата | Взам. инв.№ | Согласовано | Согласовано

1750620_1238Д-П-012_052_000-ТКН-01-СН-002-гС02.dwg

Формат А2х3

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



Условные обозначения

СУ – станция управления
СУ ИУ – станция управления измерительной установкой
СУ ЭЦН – станция управления ЭЦН
ППКП – прибор приемно-контрольный пожарный
PLC – программируемый логический контроллер
RS – вход/выход контролера RS-485
DO – дискретный выходной сигнал
DI – дискретный входной сигнал
AI – аналоговый входной сигнал (4-20мА, HART)
FI – число-импульсный входной сигнал
МЭ – межсетевой экран

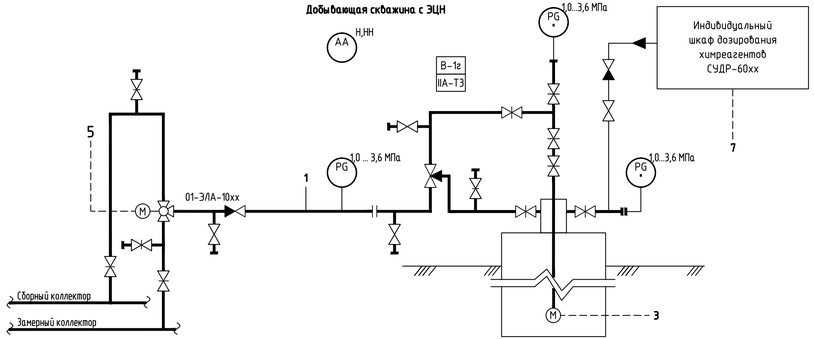
1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013.
2. * – существующее оборудование.
3. ** – установка и подключение индивидуальных шкафов дозирования реагента (СУДР) данным проектом не предусмотрены. Предусмотрены места для их размещения. Подключение осуществляется силами эксплуатирующей организации.

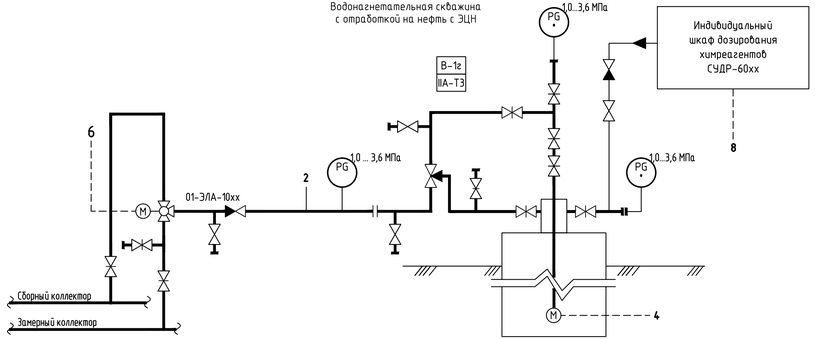
						1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-001			
1	-	Зам.	12098-21		10.09.21	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство			
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата				
Разраб.		Кравченко			15.05.21	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения	Стадия	Лист	Листов
Зав. гр.		Корявец			15.05.21		П	1	7
Гл. спец.		Подшивалов			15.05.21				
Нач. отд.		Жарихина			15.05.21	Структурная схема АСУ ТП	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"		
Н. контр.		Кудря			15.05.21				
ГИП		Кравец			15.05.21				

Согласовано:
Гл. спец.ОАиТ Степанченко 15.05.21
Гл. спец.ОПСИТЭО Пустовойт 15.05.21

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв. № подл. 28878/П

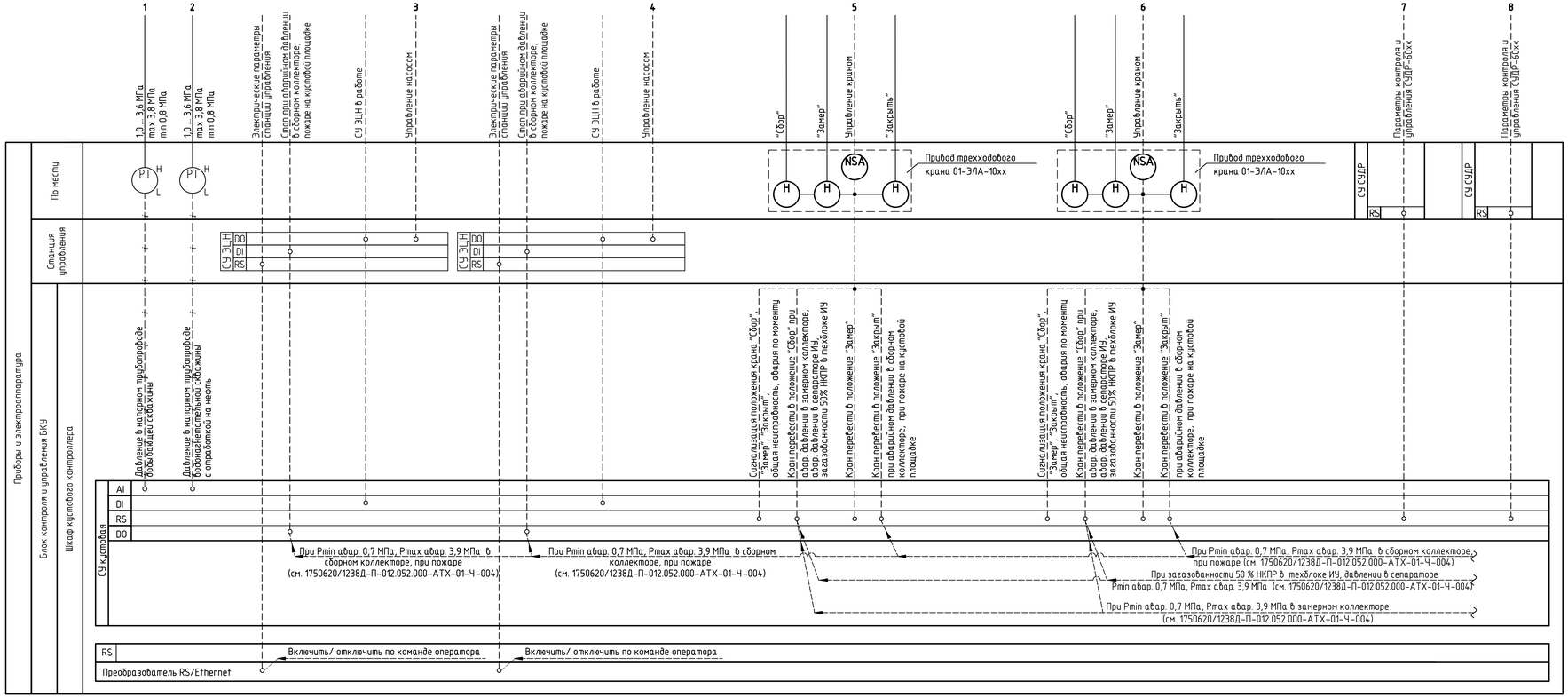
Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ".
Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком





Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PG*	Манометр технический показывающий	22	
PG	Манометр технический показывающий	11	
PT	Преобразователь давления (взрывозащита Exia)	11	
АА	Переносной сигнализатор горючих газов	1	



Условные обозначения

AI – аналоговый входной сигнал (4–20мА, HART)
RS – вход/выход контролера RS-485
DO – дискретный выходной сигнал
DI – дискретный входной сигнал
СУ – станция управления
– сигнал, организуемый ПО контроллера

1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208–2013 и ГОСТ 21.408–2013.
2. Схема выполнена на основании чертежа 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001.
3. Схема дана для одной добывающей скважин (всего таких скважин десять) и одной водонагнетательной скважины с отработкой на нефть с ЭЦН.
4. Перечень элементов схемы составлен для одиннадцати скважин.
5. На схеме, в обозначении кранов 01-ЭЛА-10хх добывающих скважин, индекс "хх" – порядковый номер скважины.
6. * - оборудование поставляется комплектно с устьевой арматурой.

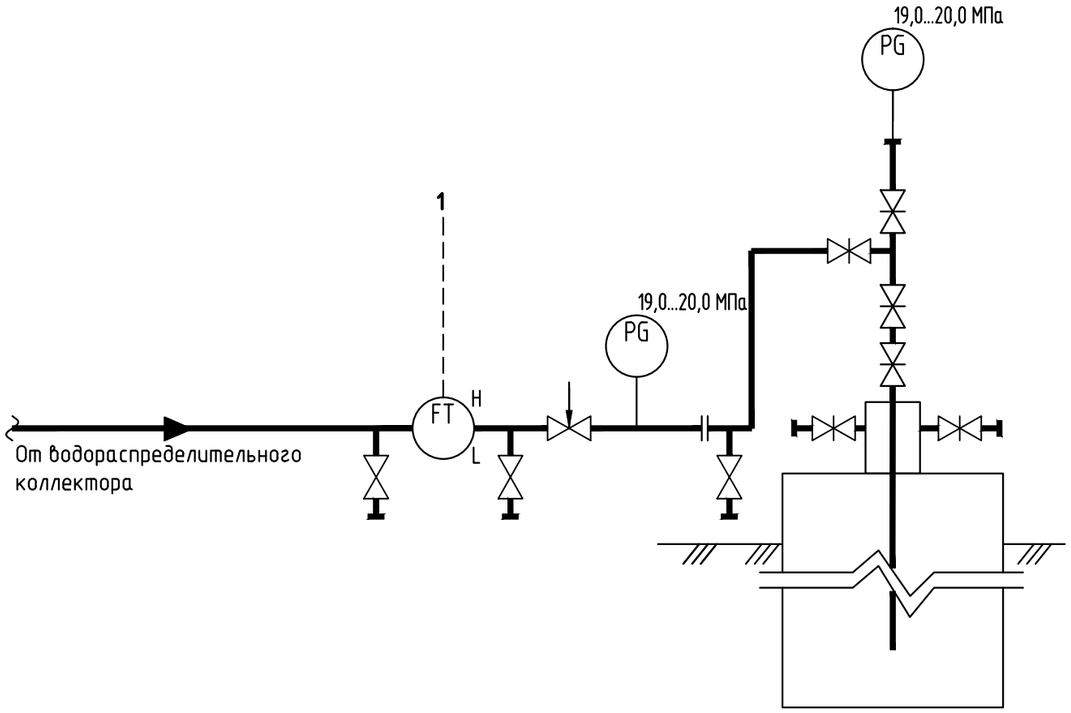
						1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-002			
1	-	Зам.	12098-21		10.09.21	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство			
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата				
Разраб.		Крабченко			10.09.21	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения	Стадия	Лист	Листов
Зав. гр.		Корявец			10.09.21		П	2	
Гл. спец.		Подшивалов			10.09.21				
Нач. отд.		Жарихина			10.09.21	Добывающая скважина с ЭЦН. Схема автоматизации	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ		
Н. контр.		Кудря			10.09.21				
ГИП		Кравец			10.09.21				

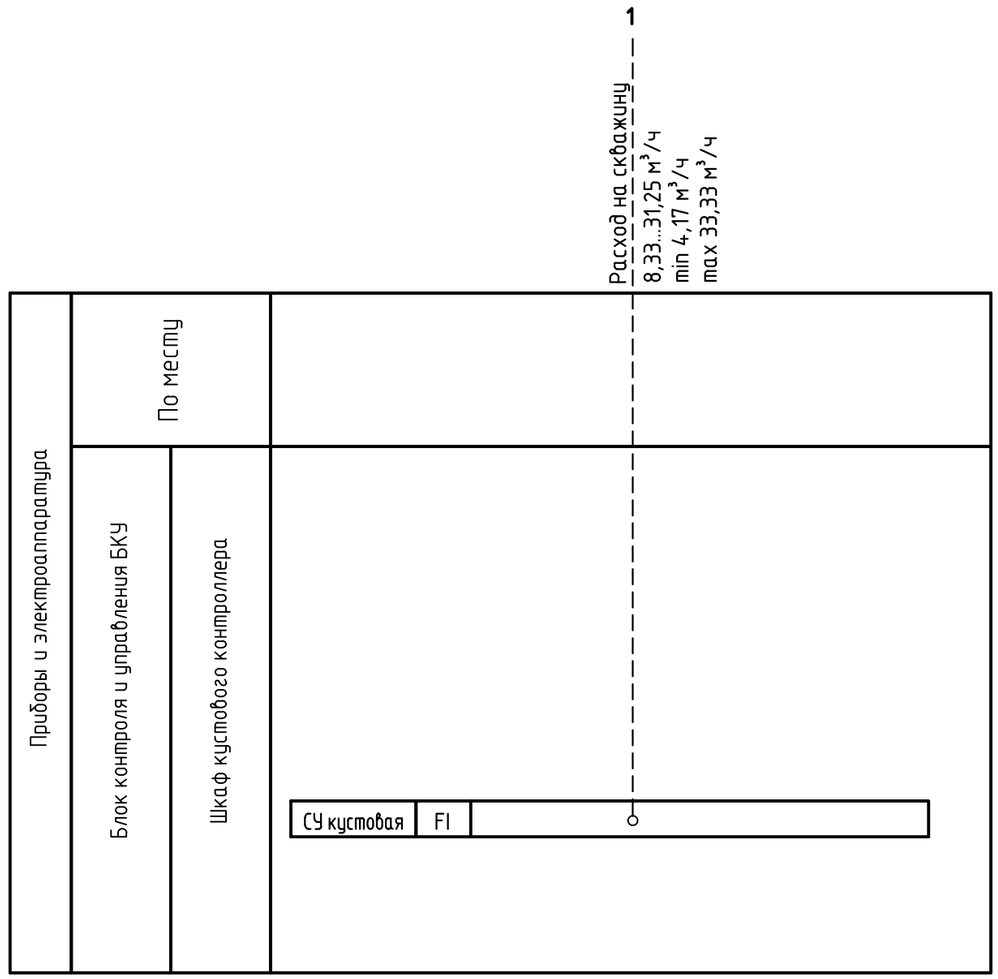
Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл. 28878/П

1750620_1238Д-П-012_052_000-АТН-01-СН-002-rC02.dwg

Формат А3х3

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





Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр технический показывающий	2	
FT	Датчик расхода электромагнитный	1	

Условные обозначения

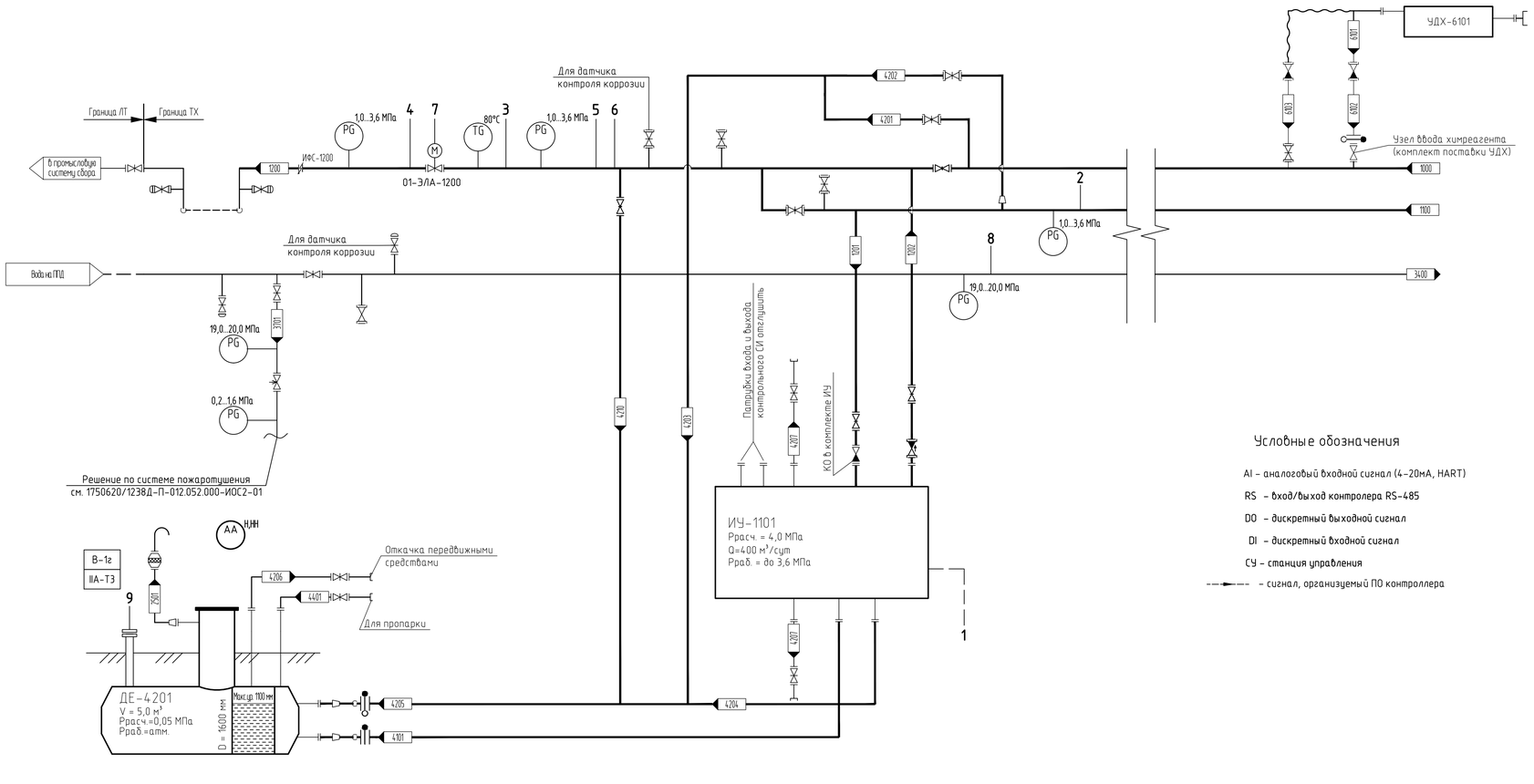
FI – число-импульсный входной сигнал

1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013.
2. Схема выполнена на основании чертежа 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001.

						1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-003			
						Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство			
1	-	Зам.	12098-21		10.09.21				
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата				
Разраб.		Кравченко			15.05.21	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения	Стадия	Лист	Листов
Зав. гр.		Корявец			15.05.21		П	3	
Гл. спец.		Подшивалов			15.05.21				
Нач. отд.		Жарихина			15.05.21	Водонагнетательная скважина. Схема автоматизации	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"		
Н. контр.		Кудря			15.05.21				
ГИП		Кравец			15.05.21				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№
28878/П		

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



Условные обозначения

AI – аналоговый входной сигнал (4–20мА, HART)

RS – вход/выход контроллера RS-485

DO – дискретный выходной сигнал

DI – дискретный входной сигнал

СУ – станция управления

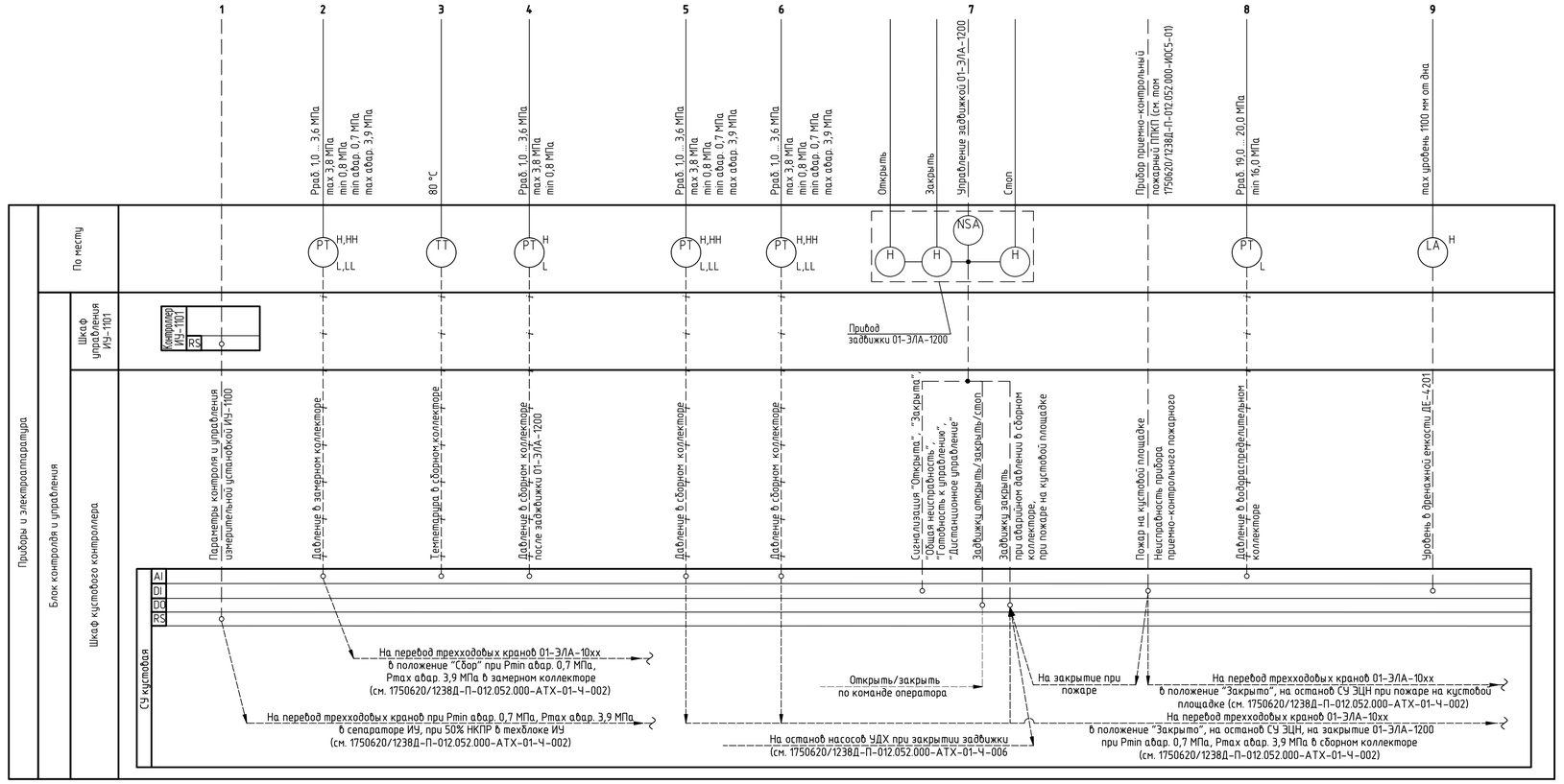
– сигнал, организуемый ПО контроллера

Перечень элементов

Поз. обозна-чение	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр технический показывающий	6	
TG	Термометр биметаллический	1	
PT	Преобразователь давления (взрывозащита Exia)	5	
TT	Преобразователь температуры (взрывозащита Exia)	1	
LA	Сигнализатор уровня (взрывозащита Exd)	1	
AA	Переносной сигнализатор горючих газов	1	

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Проектируемое оборудование				
ИУ-1101	Блок технологический	1	PN = 4,0 МПа; n=1; Q=400 м³/сут	
	измерительной установки			
	ИВЗ-40-1-400-В4М11УМ-1К1-А4-Х0-КХС0			
ДЕ-4201	Дренажная емкость V=5м³ подземная	1	V=5 м³; L=2,755 м; D=1,6 м;	
	ЕПБ-1750-1-Л1-К0-Н-УХЛС0		PN=0,05 МПа	
УДХ-6101	Установка дозированной хим.	1	PN=25,0 МПа; V=0,4 м³; Q=1,6 л/ч	
	реагентов (шкафного типа)			
	СУДР1-1,6-1-1-0,4-0-0-Да-В			



1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013.
2. Схема выполнена на основании чертежа 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001.
3. Экспликацию трубопроводов см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001.

						1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-004
1	–	Зам.	12098-21		10.09.21	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство
Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Кравченко			10.09.21	Технологические решения. Куст скважин.
Зав. гр.		Корявец			10.09.21	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения
Гл. спец.		Подшивалов			10.09.21	
Нач. отд.		Жарихина			10.09.21	Общеплощадочные трубопроводные коллекторы. Схема автоматизации
Н. контр.		Кудря			10.09.21	
ГИП		Кравец			10.09.21	

Стадия	Лист	Листов
П	4	

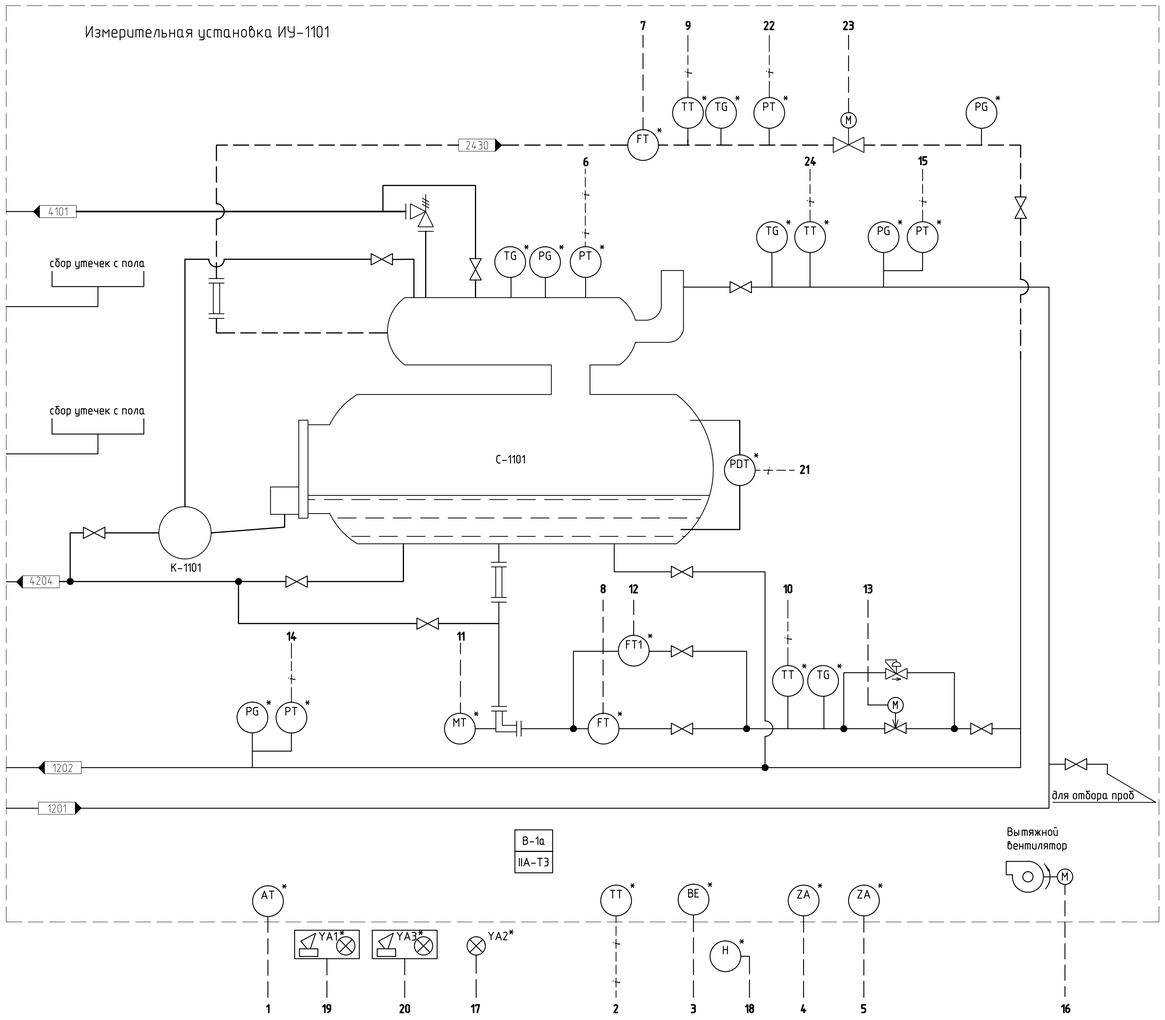
ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"

1750620_1238D-P-012_052_000-ATH-01-CH-004-rC02.dwg

Формат А1

Инв. № подл. 28878/П | Подп. и дата | Взам. инв. №

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

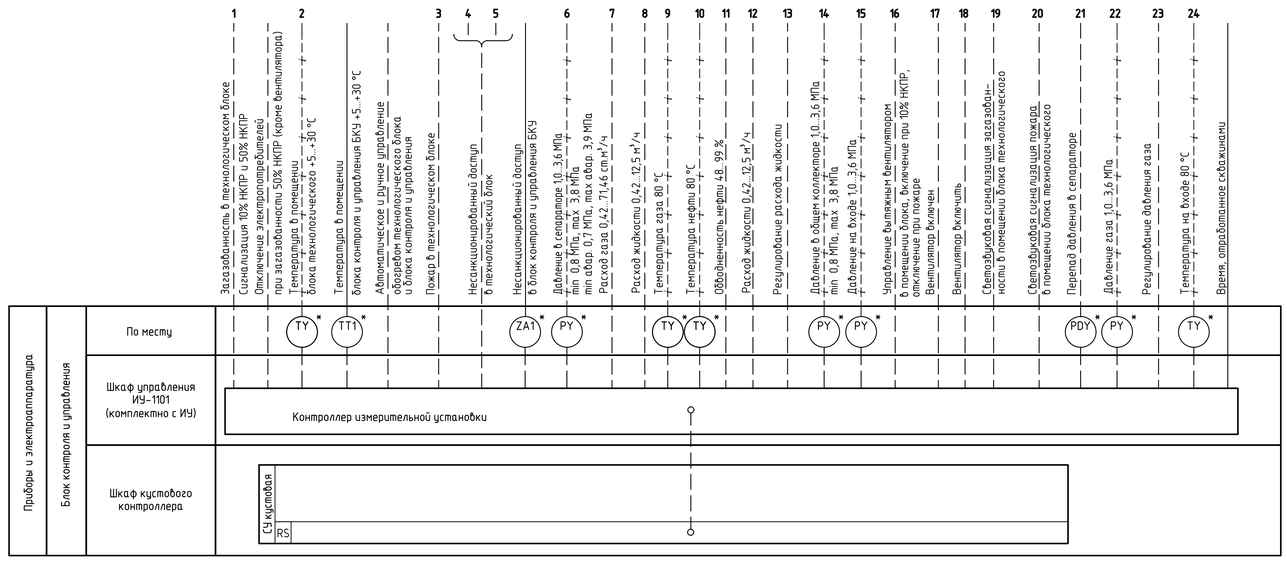


Экспликация оборудования

Обозна-чение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
С-1101	Сепарационная емкость	1	Р=4,0 МПа	
К-1101	Конденсатосборник	1		

Перечень элементов

Поз. обозна-чение	Наименование	Кол.	Примечание
TG	Термометр технический	4	Комплектно с блоком ИУ
TT	Датчик температуры (взрывозащита Exia)	4	
TT1	Датчик температуры	1	
PG	Манометр показывающий	4	
PT	Датчик избыточного давления (взрывозащита Exia)	4	
PDT	Датчик перепада давления (взрывозащита Exia)	1	
FT	Расходомер (взрывозащита Exd)	2	
FT1	Счетчик жидкости (взрывозащита Exd)	1	
AT	Датчик загазованности (взрывозащита Exd)	1	
MT	Датчик влагомера с первичным преобразователем		
	(взрывозащита Exd)	1	
ZA	Датчик несанкционированного входа (взрывозащита Exd)	2	
ZA1	Датчик несанкционированного входа	1	
BE	Извещатель пожарный автоматический (взрывозащита Exd)	4	
YA2	Световой сигнализатор (взрывозащита Exd)	1	
YA1, YA3	Светозвуковой сигнализатор (взрывозащита Exd)	2	
H	Пост управления кнопочный (взрывозащита Exd)	1	
TY,PY,PDY	Барьер искробезопасности	9	



Условные обозначения

СУ – станция управления

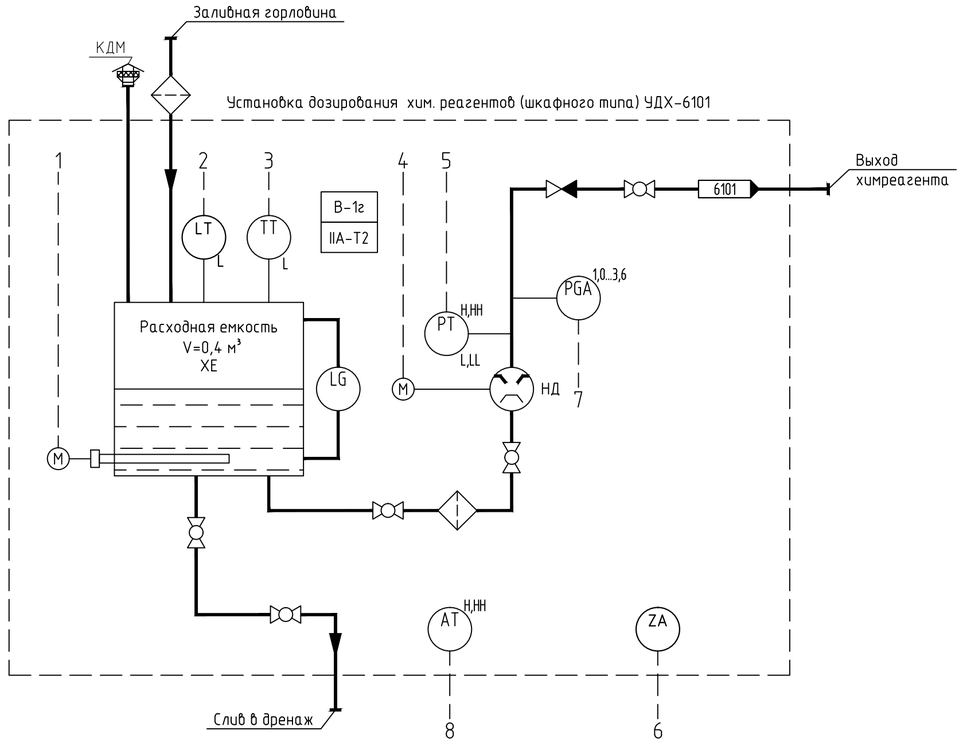
RS – цепи интерфейсные RS485

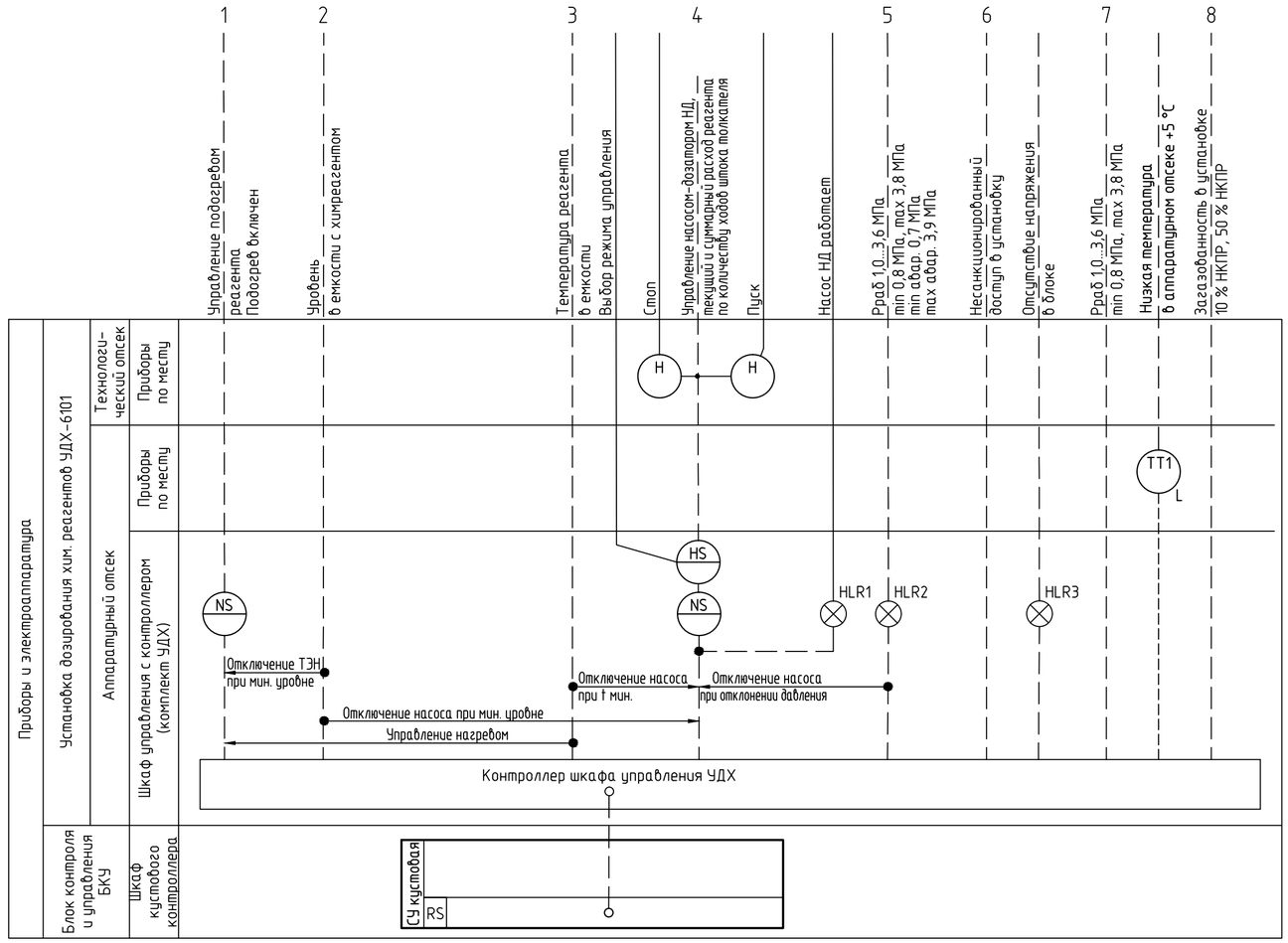
1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013.
2. Экспликацию трубопроводов см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001.
3. * – комплект поставки измерительной установки.

						1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-005	
1	-	Зам.	12098-21		10.09.21	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство	
Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Кравченко			15.05.21	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения	Стадия: П; Лист: 5; Листов:
Зав. гр.		Корявец			15.05.21		
Гл. спец.		Подшивалов			15.05.21		
Нач. отд.		Жарихина			15.05.21	Измерительная установка. Схема автоматизации	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"
Н. контр.		Кудря			15.05.21		
ГИП		Кравец			15.05.21		

Инв. № подл. 28878/П | Подп. и дата | Взам. инв. №

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





Экспликация оборудования

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
НД	Насос-дозатор	2	Q=1,6 л/ч, P=25,0 МПа	
ХЕ	Расходная емкость	2	V= 0,4 м³	

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
			Комплектно с установкой УДХ
PT	Датчик давления взрывозащищенный	1	
TT	Датчик температуры взрывозащищенный	1	
TT1	Датчик температуры	1	
PGA	Манометр электроконтактный	1	
LG	Указатель уровня взрывозащищенный	1	
LT	Датчик уровня взрывозащищенный	1	
AT	Датчик загазованности взрывозащищенный	1	
ZA	Датчик несанкционированного входа взрывозащищенный	1	

Условные обозначения

RS – вход/выход контролера RS-485
NS – магнитный пускатель

1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013.
2. Экспликацию трубопроводов см. чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата
1	-	Зам.	12098-21		10.09.21
Разраб.		Кравченко			15.05.21
Зав. гр.		Корявец			15.05.21
Гл. спец.		Подшивалов			15.05.21
Нач. отд.		Жарихина			15.05.21
Н. контр.		Кудря			15.05.21
ГИП		Кравец			15.05.21

1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-006

Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство

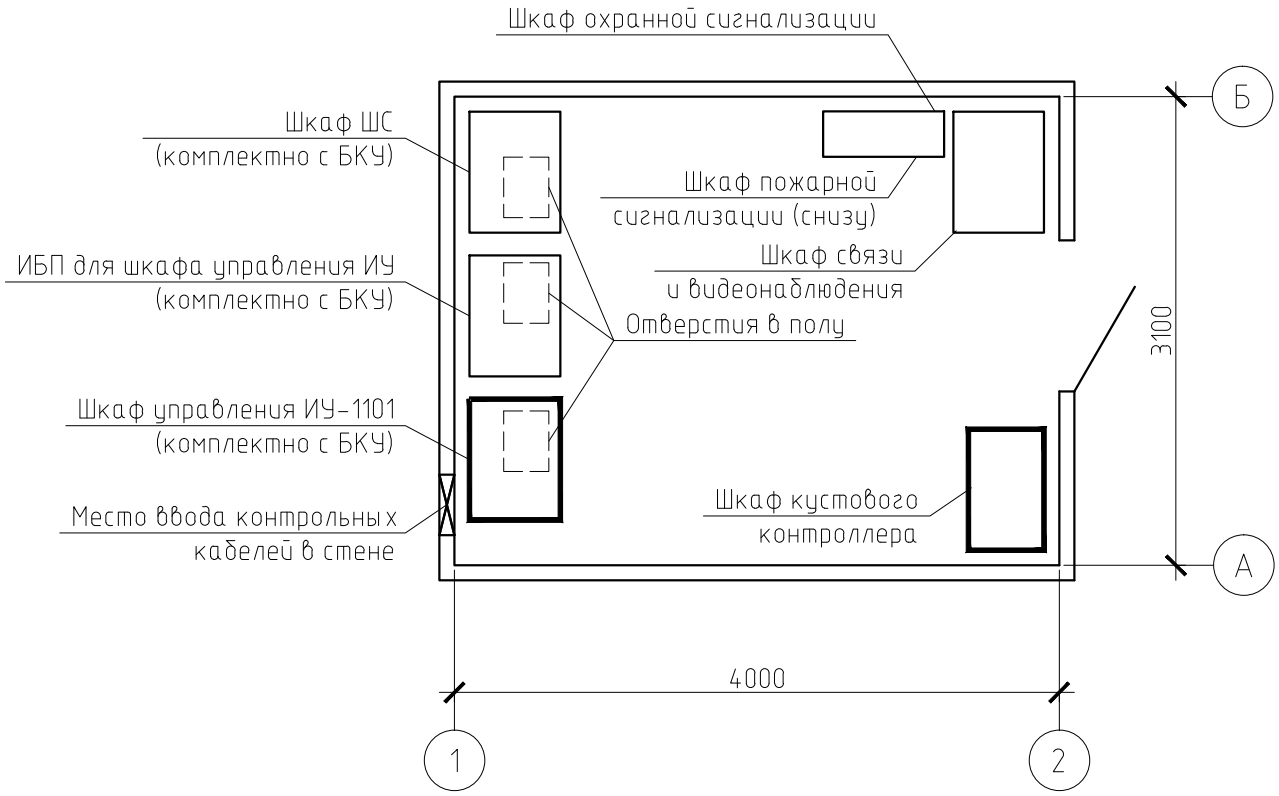
Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения	Стадия	Лист	Листов
	П	6	
Установка дозирования хим. реагентов. Схема автоматизации	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"		

1750620_1238D-P-012_052_000-ATH-01-CH-006-rC02.dwg

Формат А2

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
28878/П		

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



Взам. инв.№									
Подп. и дата									
Инв. № подл.	28878/П								
							1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-007		
							Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство		
		1	-	Зам.	12098-21		10.09.21		
		Изм.	Кол.	Лист	№док	Подп.	Дата		
		Разраб.		Кравченко			15.05.21	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения	Стадия: П; Лист: 7; Листов:
		Зав. гр.		Корявец			15.05.21		
		Гл. спец.		Подшивалов			15.05.21		
		Нач. отд.		Жарихина			15.05.21	План расположения оборудования в блоке контроля и управления БКУ	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"
		Н. контр.		Кудря			15.05.21		
		ГИП		Кравец			15.05.21		

Разрешение	Обозначение	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01
12098-21	Наименование объекта строительства	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
1		Обложку и титульный лист заменить. Внесена информация об изменениях **1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01-С**	3.5	Изменения в том внесены на основании письма №05/01-исх-1692 от 03.09.2021
	1-2	Лист заменить. Внесена информации об изменении **11750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01**		
	1-68	Листы заменить. Внесены изменения на листах: 19 Лист заменить. В таблице 2.11 в условном обозначении ИУ изменен тип расходомера 22 Лист заменить. Обновлена версия МУК. В таблице 2.13 обновлен шифр дренажной емкости в соответствии с последней версией МУК. Обновлен текст про антикоррозионную защиту емкости 68 Лист заменить. Внесены изменения в таблицу регистрации изменений		
	1-2	**1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-001, 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТХ-01-Ч-002**		

Согласовано

			10.09.21
Н.контр	Кудря		

Изм. внес	Макеева		10.09.21	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ИНН 2310095895 Управление технологического проектирования ТнО	Лист 1 / Листов 2
Составил	Колтунова		10.09.21		
ГИП	Кравец		10.09.21		
Утв.	Игнатенко		10.09.21		

Формат А4

Разрешение	Обозначение	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-01
12098-21	Наименование объекта строительства	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
	1-7	1 Лист заменить. На схеме обвязки №1 изменена обвязка скважины, смещена граница теплоизоляции до трехходового крана. В схеме обвязки №2 добавлен спускник ЗРА-004, КШД-001 заменен на ЗДШ-001. В таблице экспликации оборудования в шифре ИУ изменен тип расходомера, изменен шифр дренажной емкости. На узлах 3, 4 добавлены задвижки. Граница теплоизоляции с электрообогревом на линии 1000 смещена к перемычке между линиями 1000 и 1100. Добавлены спускники перед арматурой 03- ЗРА-1000, 10-ЗРА-1000, 01-ЗРА-1100 и 08-ЗРА-1100, а также на входе ИУ между КО и ИУ 2 Лист заменить. В основную надпись добавлена информация о ревизии **1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-001-1750620/1238Д-П-012.052.000-АТХ-01-Ч-007** 1, 3, 5-7 Листы заменить. В основную надпись добавлена информация о ревизии 2 Лист заменить. Изменена обвязка скважин 4 Лист заменить. В таблице экспликации оборудования в шифре ИУ изменен тип расходомера, изменен шифр дренажной емкости		