



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

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

Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»

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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 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

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

Том 5.7.1



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

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

Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»

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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 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

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

Том 5.7.1

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
28760/П		

Главный инженер

А.А. Попов

Главный инженер проекта

А.Ю. Гусев

Начальник технологического отдела

А.Н. Дергунов

2021

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01-С	Содержание тома 5.7.1	2
1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Технологические решения Куст скважин	4

Графическая часть

1	1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-001	Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Схема принципиальная технологическая	72
2	1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-002	Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Ситуационный план. Схема расположения якорей ветровых оттяжек агрегатов подземного ремонта скважин	73
3	1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-001	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Структурная схема АСУ ТП	74
4	1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-002	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Добывающая скважина с ЭЦН. Схема автоматизации	75
5	1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-003	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Водонагнетательная скважина. Схема автоматизации	76
6	1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-004	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Общеплощадочные трубопроводные коллекторы. Схема автоматизации	77

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

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.
28760/П

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Боб			15.04.21
Н. контр.		Кудря			15.04.21
ГИП		Гусев			15.04.21

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01-С

Содержание тома 5.7.1

Стадия	Лист	Листов
П	1	2
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		

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

Обозначение		Наименование	Примечание (страница)
7	1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-005	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Измерительная установка. Схема автоматизации	78
8	1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-006	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Установка дозирования хим. реагентов. Схема автоматизации	79
9	1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-007	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. План расположения оборудования в блоке контроля и управления БКУ	80

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
28760/П		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
	2

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общая часть	6
2	Технологические решения по обустройству кустовой площадки №1-бис	7
2.1	Характеристика производственного процесса	7
2.1.1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции	7
2.1.2	Характеристика принятой технологической схемы и отдельных параметров технологического процесса	11
2.1.3	Требования к организации производства	17
2.1.4	Данные о трудоемкости изготовления продукции	17
2.2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	17
2.3	Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	18
2.4	Источники поступления сырья и материалов	19
2.5	Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции	19
2.6	Показатели и характеристики принятых технологических процессов и оборудования	19
2.6.1	Блок технологический измерительной установки	19
2.6.2	Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	21
2.6.3	Дренажная ёмкость $V = 5 \text{ м}^3$ подземная	22
2.6.4	Трубопроводная арматура	23
2.6.5	Датчик расхода среды	25
2.7	Количество и типы вспомогательного оборудования	25
2.8	Технологические трубопроводы	26
2.9	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	33
2.10	Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого технологического оборудования и технических устройств	36
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

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

Согласовано	15.04.21	Белов	Зав. пр.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Технологические решения Куст скважин	Стадия	Лист	Листов
Инва. № подл.	28760/П	Разраб.	Боб								15.04.21	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Технологические решения Куст скважин	П	1	68	
		Гл. спец.	Колтунова								15.04.21					
		Нач.отд.	Дергунов								15.04.21					
		Н. контр.	Кудря								15.04.21					
		ГИП	Гусев								15.04.21					
													ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»			

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию 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	38
3	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе	39
3.1	Общие положения	39
3.2	Характеристика АСУ ТП	39
3.3	Объем автоматизации	41
3.4	Средства автоматизации	46
3.4.1	Размещение и монтаж средств автоматизации	48
3.4.2	Электропитание средств автоматизации	49
3.5	Обеспечение единства измерений	49
3.6	Информационная безопасность	52
4	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства	54
5	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	55
6	Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	56
7	Охрана окружающей среды	61
7.1	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники	61
7.2	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	61
7.3	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению	62
8	Ссылочные нормативные документы	63
	Список исполнителей	69
	Таблица регистрации изменений	71

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01		Лист
												2

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Данный раздел проекта разработан на основании:

- задания на проектирование «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство»;
- исходных данных, предоставленных ООО «РН-Уватнефтегаз»;
- инженерных изысканий, выполненных ПАО «Гипротюменнефтегаз».

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

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

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

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

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

Территория месторождений расположена в таежно-болотистой местности. Массивы леса занимают около 50% площади. Растительный покров на месторождении представлен хвойными лесами: кедром, елью, пихтой, сосной, а также лиственными породами: осинкой, березой. Заболоченные участки, в основном, покрыты угнетенным низкорослым лесом и мелким кустарником.

Климат района резко континентальный. Среднегодовая температура воздуха – минус 2,2 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 23,0 °С, а самого жаркого июля плюс 17,2 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 53 °С, абсолютный максимум – плюс 35 °С (метеостанция Таурово).

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки 0,98 обеспеченности минус 44 °С; 0,92 обеспеченности - минус 40 °С. Температура воздуха наиболее холодных суток 0,98 обеспеченности минус 47 °С; 0,92 обеспеченности - минус 45 °С. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$ – 179 дней, средняя температура – минус 12,1 °С; $\leq 8^{\circ}\text{C}$ – 241 день, средняя температура – минус 8 °С; $\leq 10^{\circ}\text{C}$ – 258 дней, средняя температура - минус 6,8 °С (метеостанция Демьянское).

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

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБУСТРОЙСТВУ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ №1-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 Северо-Тямкинском месторождении проектом предусматривается обустройство куста скважин №1-бис (далее по тексту «объект»).

При обустройстве кустовой площадки обеспечивается выполнение следующих технологических операций:

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

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

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

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

Согласно заданию на проектирование, проектом предусмотрена 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 продуктивных пластов, условия добычи нефти – 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 согласованию между Разработчиком и Заказчиком

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
							4

Таблица 2.1 – Основные технико-экономические показатели процесса добычи нефти на объекте

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

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

Таблица 2.2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, условия добычи нефти на объекте

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

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

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение	
Плотность нефти при 20 °С	кг/м ³	862,4	
Вязкость кинематическая при 20 °С	10 ⁻⁶ м ² /с	16,5	
Вязкость кинематическая при 50 °С	10 ⁻⁶ м ² /с	6,5	
Температура застывания, °С	°С	минус 13,8	
Массовое содержание	Серы	% (масс.)	0,79
	Смол силикагелевых	% (масс.)	4,92
	Асфальтенов	% (масс.)	2,42
	Парафинов	% (масс.)	3,42
Температура плавления парафина	°С	56,7	
Температура начала кипения	°С	59,4	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	28760/П

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

Лист

5

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение
Объемный выход фракций	н.к. – 100 °С	% (об.)	2,6
	до 150 °С	% (об.)	9,7
	до 200 °С	% (об.)	19,23
	до 250 °С	% (об.)	28,86
	до 300 °С	% (об.)	39,1
Молекулярная масса		г/моль	232,3

Таблица 2.4 – Компонентный состав попутного нефтяного газа при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях (P = 101 325 Па, T = 20 °С)

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

Таблица 2.5 – Физико-химические свойства пластовой воды

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

Основные показатели по добыче продукции скважин на объекте представлены в таблице 2.6.

Назначение скважин на объекте приведено в таблице 2.7.

Инва. № подл.	28760/П
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
							6

Таблица 2.6 – Динамика добычи на объекте

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

Таблица 2.7 – Назначение скважин на объекте

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
								7

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

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

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

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

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

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

2.1.2 Характеристика принятой технологической схемы и отдельных параметров технологического процесса

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

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

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

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

Лист

8

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.	28760/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

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

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

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

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

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

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

Таблица 2.8 – Количество скважин и технологического оборудования на объекте

Наименование		Количество, шт.	
Добывающие скважины		9	
1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
			Подп.
			Дата

Изм. № подл.	28760/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

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

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

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

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

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

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

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

Для защиты нефтесборного коллектора от коррозии, в него предусматривается подача ингибитора коррозии из установки дозирования хим. реагентов (шкафного типа), оснащённой расходной емкостью и насосом-дозатором. Установка расположена в районе последней добывающей скважины по оси НДС. Подключение установки к защищаемому нефтесборному коллектору предусмотрено посредством гибкого металлополимерного рукава с резьбовыми наконечниками. Данный рукав подачи хим. реагента подключен в районе стыковки последней скважины по оси НДС с нефтесборным коллектором. Также предусмотрено перспективное подключение в районе стыковки предпоследней по оси НДС скважины с нефтесборным коллектором. На трубопроводе подачи хим. реагента установлен обратный клапан, фланцевый секущий клапан и устройство ввода. Для осуществления герметичного закрытого дренажа ёмкостей, расположенных внутри шкафа дозирования хим. реагента, предусмотрена дренажная линия, с установленной секущей задвижкой внутри шкафа. В случае необходимости дренирование емкости с хим. реаген-

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

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

том будет выполнено в передвижную дренажную ёмкость, через фланцевое соединение, с подключением гибкого шланга.

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

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

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

б) Система заводнения нефтяных пластов.

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Лист
						1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		12

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

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

в) Система опорожнения технологических трубопроводов и аппаратов.

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

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

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

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		13

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

2.1.3 Требования к организации производства

Данный раздел в проектной документации не разрабатывается.

2.1.4 Данные о трудоемкости изготовления продукции

Данный раздел в 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.

Электроснабжение погружных насосов осуществляется от щитов РУНН, расположенных в помещениях блочно-модульных КТП. КТП подключаются от высоковольтных линий электропередач. Более подробные сведения об электроснабжении изложены в томе 5.1 «Система электроснабжения» (1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС1-01).

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»).

Вода для закачки в водонагнетательные скважины системы заводнения нефтяных пластов объекта подается по высоконапорному водоводу, проложенному вдоль всего фронта скважин, к каждой 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 каждой 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						Лист
																14

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.

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	2,715...128,063	0,03...3,84

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
	Агрегатное состояние		Жидкость коричневого цвета
	Плотность	кг/м ³	902...992
	Температура застывания	°С	минус 50
	Температура вспышки	°С	+30 (легко воспламеняющаяся 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 учёта потребляемых энергетических ресурсов для следующих сооружений:

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

Лист

15

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

Инва. № подл.	Взам. инв. №
28760/П	
Подп. и дата	

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

- блок технологической измерительной установки (датчик расхода жидкости, датчик расхода газа);
- установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) (плунжер насоса-дозатора);
- водонагнетательная с отработкой «на нефть» скважина – датчик расхода среды при работе в режиме водонагнетания для измерения объёмного расхода закачиваемой воды на нагнетательном трубопроводе. Технические характеристики данного прибора учёта с показателями расхода приведены в п. 2.6.5. Для данного прибора учёта 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 ёмкость $V = 5 \text{ м}^3$ 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 объёмного расхода жидкости (нефти и воды);
- измерение массового расхода сырой нефти;
- измерение объёмного расхода газа;
- измерение давления и температуры нефти и газа;
- измерение плотности жидкости;
- измерение обводнённости нефти;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
							16
Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
28760/П							

– приведения расхода газа к стандартным условиям.

Проектом предусмотрен блок технологический измерительной установки, выполненный согласно МУК ЕТТ № П4-06 М-0006 «Измерительная установка скважинная групповая» версия 3.00.

Технические характеристики измерительной установки представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11- Технические характеристики измерительной установки

Параметр	Значение
Условное обозначение	ИВ1-40-1-400-В4М11У1В-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 т/сут.	400
Газовый фактор, ст.м ³ /т (нефти)	50...150
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 нефтегазоводяной смеси при t=20 °С, сСт	От 1 до 500
Объемная доля воды в измеряемой продукции, %	От 0 до 100
Режим работы	постоянный
Категория здания по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009	А
Потребляемая мощность, кВт	не более 15
Срок службы, лет	20

Измерительная установка представляет собой блок полной заводской готовности, оснащенный:

- технологическим оборудованием и системой её 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;
- системой контроля пожара в блоке;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист	
							17	
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
28760/П								

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

Всё 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 путём последовательного подключения передвижной замерной установки через специальные штуцеры.

Всё 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 приёма, хранения и подачи ингибитора коррозии в сборный коллектор. 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» версия 6.00.

Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа) оснащена насосом с производительностью до 1,6 л/час и расходной ёмкостью объемом 0,4 м³. Заполнение ёмкости ингибитором коррозии осуществляется с помощью передвижных средств.

Основные параметры установки дозированной подачи хим. реагентов 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
Номинальное давление дозирующего насоса (предельное давление)	МПа	до 25,0
Количество насосов-дозаторов	шт.	1
Количество технологических ёмкостей	шт.	1
Температура рабочей среды	°С	+5...+30

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	28760/П

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
							18

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

Параметр	Ед. изм.	Значения
Плотность дозируемой среды	кг/м ³	700...1400
Объем технологической ёмкости	м ³	0,4
Режим работы	-	постоянный
Категория сооружения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009	-	АН
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 аппаратного отсеков, оснащенный:

- технологическим оборудованием и системой его автоматики для осуществления операций по дозированию хим. реагента;
- электрическим нагревателем во взрывозащищенном исполнении;
- системой контроля доступа (сигнализацией несанкционированного доступа);
- ёмкостью 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, установленным на приемной линии дозирующего насоса;
- электронными датчиками температуры и уровня;
- системой контроля загазованности;
- системой вентиляции;
- защитой от несанкционированного доступа.

Всё 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 ёмкость $V = 5 \text{ м}^3$ подземная

Дренажная ёмкость $V=5 \text{ м}^3$ подземная (ДЕ-4201) предназначена для приёма жидкости при опорожнении технологического оборудования и трубопроводов.

Дренажная ёмкость обеспечивает:

- приём и хранение дренируемой жидкости;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист	
28760/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

- приём газожидкостной смеси от предохранительного клапана, установленного в измерительной установке;
- опорожнение ёмкости при помощи передвижных средств;
- возможность проведения работ по разогреву жидкости при помощи передвижной пропарочной установки.

Ёмкость устанавливается подземно на свайное основание исключаящее просадку и всплытие ёмкости в процессе эксплуатации.

Объём дренажной ёмкости составляет 5 м³ (объём определен исходя из объёма дренажа измерительной установки и полезного объема дренажной ёмкости в 80%).

Проектом предусмотрена дренажная емкость, выполненная согласно МУК ЕТТ № П4-06 М-0007 «Емкость подземная (с подогревом/без подогрева)» версия 2.00.

Технические характеристики ёмкости представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 - Основные параметры дренажной ёмкости V = 5 м³ подземной

Параметр	Ед. изм.	Значение
Условное обозначение	-	ЕП5-1750-1-Л1-К0-2С0
Габаритные размеры, диаметр × длина	мм	1600x2755
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 ёмкость имеет внутреннюю и наружную антикоррозионную защиту в соответствии с требованиями технологической инструкции компании № П2-05.02 ТИ-0002 «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования» и соответствующая защитному покрытию усиленного типа, конструкция № 7, таблица 6, ГОСТ 9.602-2016, толщиной не менее 9,0 мм.

2.6.4 Трубопроводная арматура

Запорная и обратная арматура, её 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 её рабочих параметров.

В качестве запорной арматуры номинальным диаметром от 50 мм включительно и более на технологических трубопроводах приняты ручные фланцевые клиновые задвижки, для трубопроводов номинальным диаметром до 50 мм приняты ручные фланцевые и

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
28760/П					

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

Лист

20

муфтовые клапаны запорные. В качестве электроприводной арматуры принята задвижка клиновья фланцевая на выходе нефтесборного коллектора с кустовой площадки 01-ЭЛА-1200, краны шаровые трёхходовые (для переключения потоков от скважины на приём сборного или замерного коллекторов).

Вся арматура и обратные клапаны приняты в соответствии с ГОСТ 32569-2013 в зависимости от климатического исполнения, свойств транспортируемой среды и рабочих параметров потока (давление и температура) и имеют следующие основные технические характеристики:

- класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015;
 - климатическое исполнение и категория эксплуатации – ХЛ1 по ГОСТ 15150-69;
 - материальное исполнение корпуса из низколегированной стали;
 - антикоррозийная защита трубопроводной арматуры выполнена в соответствии с требованиями Технологической инструкции ОАО "НК "Роснефть" № П4-06.01 ТТР-0002, а именно: наружное антикоррозионное заводское покрытие общей толщиной не менее 350 мкм выполненное с применением:
 - а) грунтовочного слоя лакокрасочного материала на основе эпоксидного связующего вещества толщиной не менее 150 мкм;
 - б) промежуточного слоя лакокрасочного материала на основе эпоксидного связующего вещества толщиной не менее 150 мкм;
 - в) покровного (финишного) слоя лакокрасочного материала на основе полиуретанового связующего вещества толщиной не менее 50 мкм.
 - имеет срок службы не менее указанного в нормативной документации Компании.
- Вся применяемая арматура проходит испытания в соответствии с ТУ изготовителя на:
- на прочность и плотность основных деталей и сварных соединений, работающих под давлением;
 - на герметичность затвора;
 - на герметичность относительно внешней среды;
 - на функциональную работоспособность.

Перед монтажом арматура подвергается входному контролю и испытаниям в объеме, предусмотренном Руководством по эксплуатации. Монтаж арматуры проводится с учетом требований безопасности указанных в руководстве по эксплуатации.

Трубопроводная арматура размещается в местах доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более 1,6 м от уровня земли или площадки, с которой ведется управление для часто используемой арматуры и не более 1,8 м для редко используемой.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист

Вся применяемая на объекте арматура сертифицирована и соответствует требованиям технического регламента Таможенного союза, информация о чем отображена в паспорте изделия. 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 объёмного 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 водонагнетательной скважины, м ³ /сут	8,4...500
Плотность измеряемой жидкости 20 °С, кг/м ³	1000...1100
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 Северо-Тямкинском 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
							22
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
28760/П							

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 от водонагнетательных скважин, высоконапорный водовод – 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.

Рабочее давление, расчетное давление, рабочая температура, группа и категория для всех технологических трубопроводов указаны в экспликации трубопроводов на технологической схеме (1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-001).

Диаметры технологических трубопроводов определены с учётом 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).

Трубы соответствуют методическим указаниям Компании № П4-06 М-0111 «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения». Соединительные детали трубопроводов выполняются из стали классов прочности аналогичной материалу труб и соответствуют требованиям МУК ЕТТ № П4-06 М-0116 версия 1.00. Кроме того, трубопровод выхода нефти из замерной установки в промысловую систему нефтесбора в границах кустовой площадки принят с заводским внутренним антикоррозионным покрытием. С целью повышения эксплуатационной надежности и экологической безопасности, проектируемые трубопроводы с наружным диаметром 159 мм приняты из стальных прямошовных электросварных труб из сталей с классом прочности К48, трубопроводы с наружным диаметром менее 159 мм приняты из стальных бесшовных горячедеформированных труб с классами прочности К50 и К48.

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

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Изготавливаемые трубопроводы должны иметь следующие механические характеристики:

- относительное удлинение металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 20 % (для труб класса прочности К48) и не менее 19 % (для труб класса прочности К50);
- ударная вязкость при температуре минус 60 °С основного металла и сварного шва (КСU₆₀) не менее 45 Дж/см²;
- минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при температуре 20 °С:
 - не менее 460 Н/мм² (класс прочности не менее К48) – для изделий используемых при строительстве технологических трубопроводов (бесшовные горячедеформированные и прямошовные электросварные трубы);
 - не менее 490 Н/мм² (класс прочности не менее К50) – для изделий используемых при строительстве технологических трубопроводов (бесшовные горячедеформированные трубы);
- минимальное значение предела текучести при температуре 20 °С:
 - не менее 338 Н/мм² (класс прочности не менее К48) – для изделий используемых при строительстве технологических трубопроводов (бесшовные горячедеформированные и прямошовные электросварные трубы);
 - не менее 343 Н/мм² (класс прочности не менее К50) – для изделий используемых при строительстве технологических трубопроводов (бесшовные горячедеформированные трубы);
 - не менее 295 Н/мм² (класс прочности не менее К48) – для изделий используемых при строительстве технологических трубопроводов (прямошовные электросварные трубы);

К применению допускается следующая трубная продукция:

- бесшовные трубы изготовленные из катанной, кованной, непрерывной и центробежно-литой заготовки;
- электросварные трубы с продольным швом прошедшие 100 % контроль сварного шва (по всей длине) радиографическим или ультразвуковым методом, а так же прошедшие термическую обработку если: отношение наружного диаметра трубы к толщине стенки менее 50 или толщина стенки более 30 мм для низколегированных сталей.

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

Инв. № подл. 28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		24

Наружный диаметр трубопровода, мм (исполнение труб)	Класс прочности	$\sigma_{\text{врем.}}$, МПа, не менее	$\sigma_{\text{тек.}}$, МПа, не менее	Расчетное давление, МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Минимальная допустимая толщина стенки, мм	Суммарная прибавка на коррозию и минусовой допуск на толщину стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Отбраковочная толщина стенки трубопровода, мм	Расчетный срок службы трубопровода, лет	Принятый срок службы трубопровода не менее, лет
57 (бесшовная)	K50	490	343	21,0	2,79	5,67	2,88	7	3,67	33,3	20
89 (бесшовная)	K48	460	338	0,05	0,02	2,77	2,75	6	2	40	20
89 (бесшовная)	K48	460	338	4,0	0,92	3,92	3,00	8	2	60	20
89 (бесшовная)	K50	490	343	21,0	4,35	7,35	3,00	8	5,35	26,5	20
114 (бесшовная)	K48	460	338	0,05	0,02	2,77	2,75	6	2	40	20
114 (бесшовная)	K48	460	338	4,0	1,18	4,18	3,00	8	2,18	58,2	20
159 (прямошовная)	K48	460	295	4,0	1,65	4,65	3,00	8	2,5	53	20

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 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 учётом возможной сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопроводов при температурных деформациях согласно указаниям ГОСТ 32569-2013. 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 па-

Инва. № подл.	Взам. инв. №
28760/П	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
							26

раметров рабочей среды, на температуру замыкания контрольного стыка не ниже минус 30 °С и температуру пропарки (не более 120 °С).

Дренажные трубопроводы прокладываются надземно на опорах и частично подземно непосредственно перед дренажной ёмкостью 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 диаметром не менее чем на 200 мм более наружного диаметра прокладываемого в футляре трубопровода изготовленный по ГОСТ 10704-91 / ГОСТ 10705-80.

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 трубопроводов всех категорий подвергают визуальному осмотру в объеме 100%.

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

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

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

Величины испытательных давлений составляют:

- для технологических трубопроводов $R_{пр}=1,43 \cdot R_{расч}$; $R_{пл}=R_{расч}$;
- для трубопроводов без избыточного давления $R_{пр}=R_{пл}=0,2$ 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.

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

Изм. № подл.	28760/П	Взам. инв. №		Подп. и дата		1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
							27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Трубопроводы группы А(б), Б(а) с давлением до 10 МПа, 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.

Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за час для трубопроводов группы А и не более 0,2% за час для трубопроводов группы Б.

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

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.

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.

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 превышает 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;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
											28

- выполнением нефтесборного коллектора от ИУ до выхода с кустовой площадки с заводским внутренним антикоррозионным покрытием.

Для защиты от атмосферной коррозии на надземные участки трубопроводов и их опоры, перед монтажом теплоизоляции, нанести антикоррозионное покрытие согласно инструкции ОАО "НК "Роснефть" № П4-06.01 ТТР-0002.

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

Итоговая толщина антикоррозионного покрытия должна составлять, не менее 350 мкм.

Перед нанесением антикоррозионной изоляции поверхность трубопроводов очистить от ржавчины механическим способом до степени St 3 или пескоструйным методом до степени Sa 2,5 по ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014.

Нанесение антикоррозионного покрытия проводить при температуре наружного воздуха не ниже указанной в требованиях на производство работ завода-изготовителя данных покрытий.

Для защиты трубопроводов прокладываемых в земле и защитных футляров нанести на них изоляционное покрытие, конструкцию которого принять согласно ГОСТ Р 51164-98 (конструкция 17, таблица 1):

- грунтовка полимерная;
- поверх грунтовки - лента изоляционная термостойкая полимерная липкая 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.

Для внутренней защиты сварных швов соединений труб (с заводским 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.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
																29

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

Для возможности мониторинга скорости коррозии на кустовой площадке предусмотрен арматурный узел для определения скорости коррозии гравиметрическим методом. Цветовое решение арматуры, труб и деталей трубопроводов без теплоизоляции должно соответствовать методическим указаниям компании № ПЗ-01.04 М-0006, утвержденного 19.08.2011 г.

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 ($T_{max}=120^{\circ}C$) и имеют сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза от 18.10.2011 г. 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 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.

Эксплуатация трубопроводов внутри кустовой площадки выполняется в соответствии с приказом Ростехнадзора № 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» введенный 15.12.2020 г.

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.

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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

Наименование	Вид обращающегося в производстве взрывопожароопасного вещества	Категория 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 с отработкой «на нефть» скважины	Нефть, газ, вода ¹	АН ¹	В-1г ¹	IIА-ТЗ ¹
	Вода ²	ДН ²	не категоризируется	
Блок технологический измерительной установки (ИУ)	Нефть, газ, вода	А	В-1а	IIА-ТЗ
Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	Хим. реагент	АН	В-1г	IIА-Т2
Дренажная ёмкость $V = 5 \text{ м}^3$ подземная	Нефть, газ, вода	АН	В-1г	IIА-ТЗ

Примечания

- 1 При определении проектного назначения скважины как добывающая, водонагнетательная с отработкой «на нефть» (в период отработки).
- 2 При определении проектного назначения скважины как водонагнетательная с отработкой «на нефть» (в период водонагнетания).

В соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 533) 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 ёмкость $V = 5 \text{ м}^3$ подземная;
- блок № 3 – установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа).

Относительный энергопотенциал и категория взрывоопасности блоков представлены в таблице 2.17

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
28760/П								31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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 ёмкость V = 5 м ³ подземная	ДЕ-4201	1	5,6	III
Блок № 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 получают, 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);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист	
							32	
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
28760/П								

- автоматическая система обнаружения пожара;
- заземление трубопроводов, арматуры, ёмкости;
- защита от атмосферной коррозии надземных трубопроводов и оборудования путём нанесения антикоррозионного покрытия;
- защита от коррозии внутренней поверхности подземной ёмкости антикоррозионной изоляцией;
- молниезащита и защита от статического электричества путём 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.

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.

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- 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.

Произведён гидравлический расчёт трубопроводов – подобраны оптимальные диаметры трубопроводов для уменьшения потерь давления, что ведёт к уменьшению энергозатрат в технологическом процессе. Также рассчитаны оптимальные толщины стенок труб для снижения металлоёмкости проектируемых объектов.

Полный перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности представлен в томе 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭЭ-01.

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 зданиях и сооружениях кустовой площадки №1-бис:

- добывающие скважины;
- водонагнетательные с отработкой «на нефть» скважины;
- общеплощадочные трубопроводные коллекторы;
- дренажная ёмкость $V = 5 \text{ м}^3$ подземная;
- блок технологический измерительной установки;
- установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа).

Для данных сооружений приведено требование к прибору учёта на водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважине в режиме ППД:

- для водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины в режиме ППД требуется учёт параметров расхода среды. Данным проектом предусмотрены соответствующие приборы учёта.

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

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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 согласению между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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 № ПЗ-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.

Первый уровень структуры АСУ ТП реализует функции преобразования информации от первичных средств КИПиА, регулирования, защиты и блокировок. В аппаратном

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

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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 СЭБ на площадке ГТЭС Тямкинского 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 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-С-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 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС5-01).

3.3 Объем автоматизации

Предусмотренный объем контроля и автоматизации выполнен в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и Положением Компании № ПЗ-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 $V = 5 \text{ м}^3$ 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01				Лист
														38

По добывающей скважине предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-С-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 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-С-003):

- местный контроль буферного давления и давления в нагнетательном трубопроводе;
- телеизмерение и телесигнализация минимального расхода в нагнетательном трубопроводе.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
											39

По общеплощадочным трубопроводным коллекторам предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750620/0817Д-П-007.016.000-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 $V = 5 \text{ м}^3$ предусматривается следующий объем автоматизации (схему автоматизации см. чертеж 1750620/0817Д-П-007.016.000-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 1750620/0817Д-П-007.016.000-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 посредством контроллера, расположенного в блоке контроля и управления БКУ;
- 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;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
											40

- 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 1750620/0817Д-П-007.016.000-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;
- 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;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01				Лист
														42

– телесигнализацию несанкционированного доступа в технологическом и аппаратном 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 аппаратного отсека;
- телесигнализацию низкой температуры в аппаратном отсеке.

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

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;

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

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

– 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 ТЗ 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 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						Лист
																44

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 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-С-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 заземление 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:

- 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 мм² 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.

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

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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 техническими решениями, отраженными в электротехнической части проекта и в соответствии с ПУЭ, ГОСТ Р 58367-2019, Положением Компании № ПЗ-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:

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

– 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 от 18.10.2011 № 823;

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
											47

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 № ПЗ-04 Р-0389.

Погрешность измерительной установки (ИУ) устанавливается методикой измерений в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2005.

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.

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. реа-

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

гентов (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.

3.6 Информационная безопасность

Информационная безопасность АСУ ТП 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;

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

– 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 согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист	
28760/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

4 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ 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 1750620/0817Д-П-007.016.000-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 согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист	
28760/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

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 регламентами 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 согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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

Объектом, подлежащим защите, является кустовая площадка №1-бис Северо-Тямкинского 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 № ПЗ-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 поддержания 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;
- наличие 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);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
											53

– применением согласованной Службой Безопасности Заказчика тактики охраны объекта.

В соответствии с «Методическими указаниями Компании. Оборудование объектов Компании инженерно-техническими средствами охраны» (№ ПЗ-11.01 М-0003, версия 2.00), Положением Компании «Обеспечения инженерно-технической защиты и охраны объектов компании» (№ ПЗ-11.01 Р-0170, версия 1.00), на проектируемой площадке проектом предусматривается система охранной объектовой сигнализации и система видеонаблюдения.

На проектируемом объекте система охранной сигнализации выполняется отдельной 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 ЦПС Тямкинского 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.

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
28760/П						54		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

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 переключённом) 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 2x2x0.5 (внутренняя прокладка) и нг(А)-LS 2x2x1.0 (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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28760/П	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01			Лист
													55

Во взрывоопасных зонах применены герметичные кабели с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем, 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 раздельные уплотнения.

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

Система видеонаблюдения на площадке куста скважин организована на распределённой 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. Стационарное 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.

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).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
28760/П					

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

Лист

56

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 способами:

- 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» 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС5-01.

Более подробно мероприятия по организации системы охранной сигнализации и видеонаблюдения на проектируемом объекте описаны в Томе 5.5 1750620/0817Д-П-007.016.000-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 согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл. 28760/П	Подп. и дата		Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
							57

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 1750620/0817Д-П-007.016.000-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 воздуха 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 согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	28760/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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 1750620/0817Д-П-007.016.000-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 согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
28760/П						59		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

8 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
№ 102-ФЗ от 26.06.2008 г.	Об обеспечении единства измерений	3.5
№ 116-ФЗ от 28.07.1997 г.	О промышленной безопасности опасных производственных объектов	2.9
№ 123-ФЗ от 22.07.2008 г.	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности	2.9
№ 184-ФЗ от 27.12.2002 г.	О техническом регулировании	2.10
№ 256-ФЗ от 21.07.2011 г.	О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса	6
Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 533	Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»	2.9
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 8.009-84	Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений	3.5
ГОСТ 8.417-2002	Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин	3.5

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

Лист

60

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

Обозначение документа, на который дана ссылка						Номер раздела, пункта, подпункта тома	
ГОСТ 9.602-2016	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии					2.6.3	
ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов					2.6.4	
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 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 30852.5-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Методы 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 32388-2013	Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия					2.8	
ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах					2.6.4	
ГОСТ Р 8.596-2002	Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения					3.5	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист
28760/П							61

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

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома														
ГОСТ Р 8.615-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования	3.5														
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии	2.8														
ГОСТ Р 51858-2002	Нефть. Общие технические условия	2.1.1														
ГОСТ Р 58367-2019	Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование	2.1.2														
ГОСТ ISO 3183-2015	Межгосударственный стандарт. Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия	2.8														
ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014	Национальный стандарт Российской Федерации. Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий	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 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														
СП 56.13330.2011	Производственные здания Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001	2.6.1														
<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							<table border="1"> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td>62</td> </tr> </table>	Лист	62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата											
Лист																
62																
<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							<table border="1"> <tr> <td>1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01</td> </tr> </table>	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата											
1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01																

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

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома															
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85	3.4.1															
СП 132.13330.2011	Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования	6															
СП 231.1311500.2015	Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности	2.1.1															
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															
№ П1-01.05 М-0005	«Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти»	2.6.2															
№ П1-01.05 М-0082	Методические указания Компании «Единые технические требования. Задвижки клиновые»	2.6.4															
№ П4-06.01 ТТР-0002	Технологическая инструкция Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании»	2.6.4															
№ П2-05.02 ТИ-0002	Технологическая инструкция Компании «Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования»	2.6.3															
№ П3-01.04 М-0006	Методические указания Компании «Применение фирменного стиля ПАО «НК «Роснефть» при оформлении производ-	2.8															
<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							<table border="1"> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td>63</td> </tr> </table>	Лист	63	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата												
Лист																	
63																	
<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							<table border="1"> <tr> <td>1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01</td> </tr> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td>63</td> </tr> </table>	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист	63
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата												
1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01																	
Лист																	
63																	

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

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, пункта, подпункта тома
СТО 11233753-001-2006*	3.4.1
СТО 11233753-004-2011	3.4.1
СТО 51246464-013-2016	3.4.1
ПУЭ, изд. 6, 7 (справочно)	2.9
PM 4-6-84	3.4.1
API RP 14E	2.8
МИ 2439-97	3.5
МИ 2440-97	3.5

Инва. № подл.	28760/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Отдел монтажного проектирования

Начальник отдела А.В. Кротов
 Главный специалист А.В. Клепиков

Теплотехнический отдел

Начальник отдела М.И. Миронникова
 Главный специалист А.В. Кошко
 Заведующий группой Е.Ю. Мирук
 Ведущий инженер Л.В. Шацкая

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 проектирования средств**инженерно-технической защиты объектов*

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

Отдел экологической и промбезопасности

Начальник отдела Л.С. Кесова
 Заведующий группой М.Г. Купчинская

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист	
							66	
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
28760/П								

Заведующий группой

Е.П. Еремин

Ведущий инженер

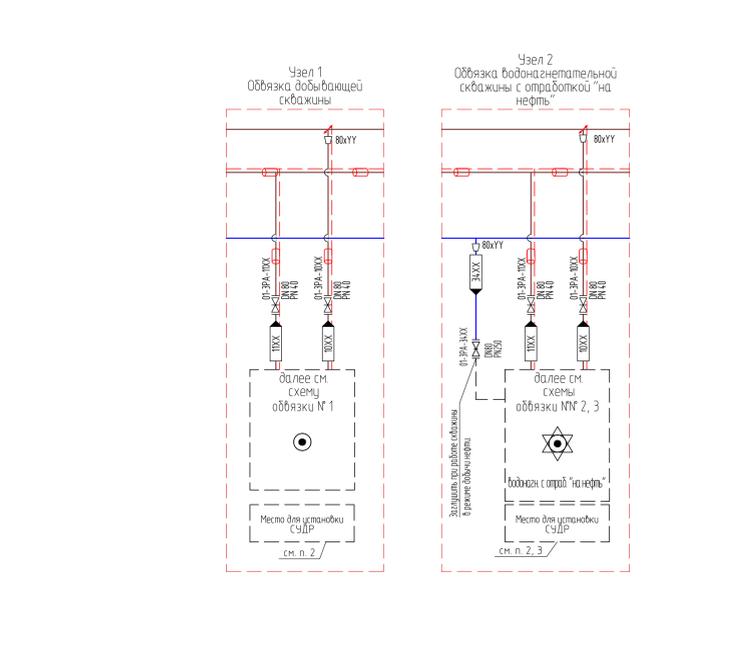
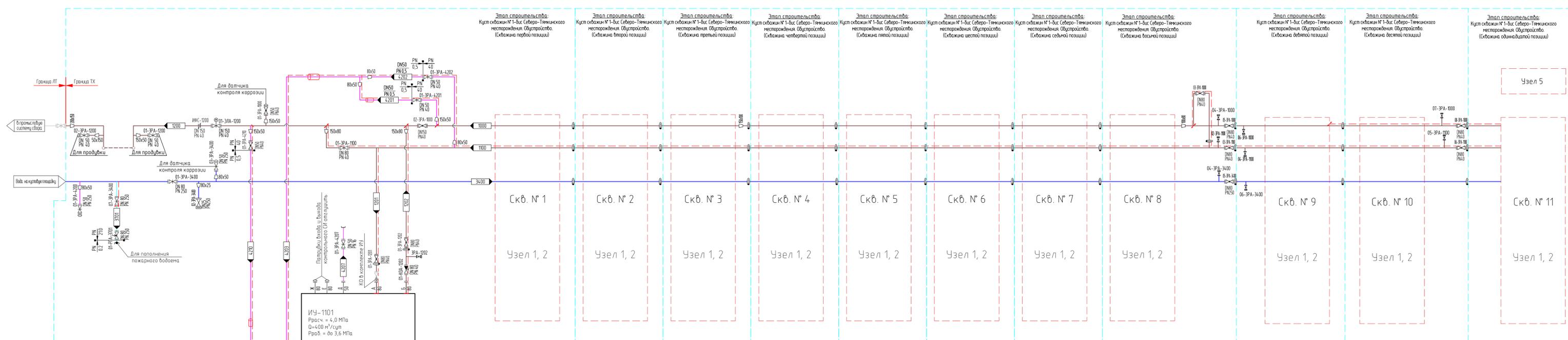
А.И. Иванов

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01	Лист	
28760/П			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

Документ разработан ООО "НК "Роснефть" -НТИ".
Информация, содержащаяся в документе, может
быть раскрыта или передана третьим лицам только
по согласованию между разработчиком и заказчиком

Спецификация
Листы и вала
Валы: шпМ
Мас. № листа
28760/П



Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ИУ-1101	Блок технологической добычи/защиты с отработкой "на нефть"	1	PN = 4,0 МПа, n=1, 0-400 м³/сут	
ДЕ-4201	Дренажная емкость V=5м³ подземная ЕПС-1750-1-П1-КО-2С0	1	V=5м³, L=2,25 м, D=6м, PN=0,05 МПа	
УДХ-6101	Установка дозированной хим. реагентов (акифозного типа) СУДР-16-1-1-В-Ф-В-В	1	PN = 25,0 МПа, V = 0,4 м³, 0-16 м³/ч	

Экспликация трубопроводов

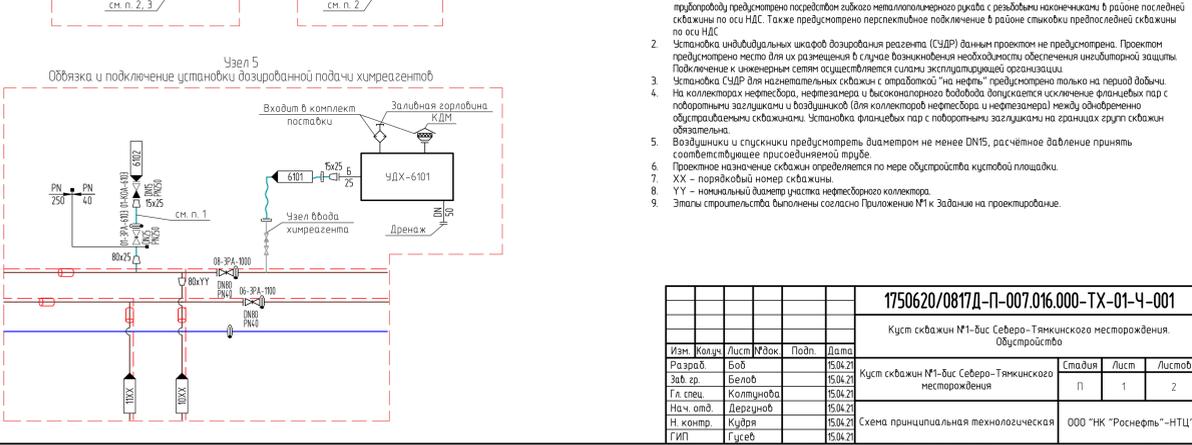
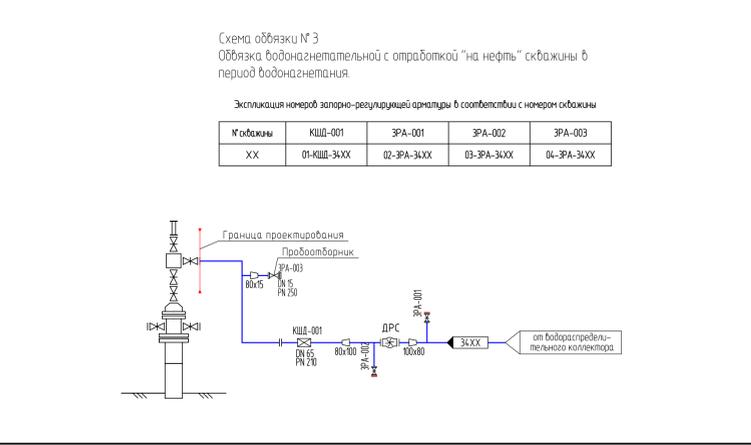
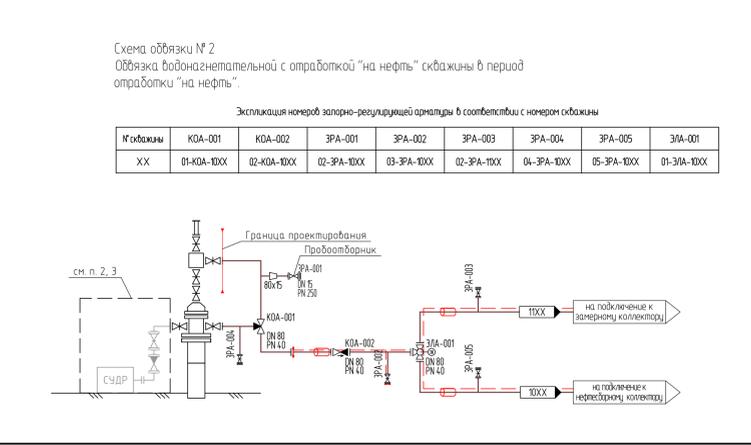
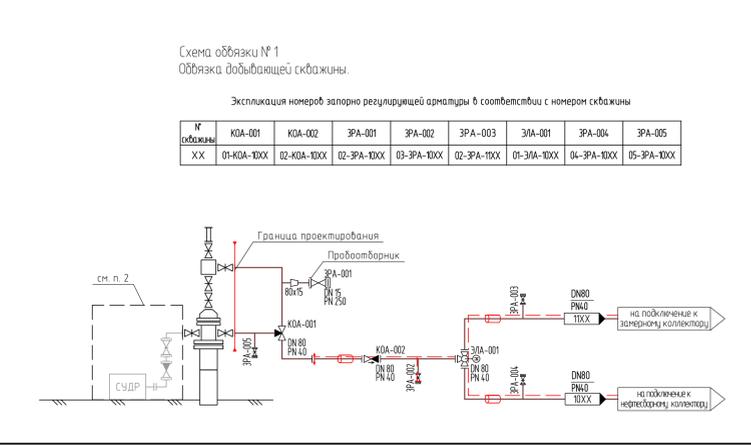
Обозначение	Наименование транспортируемого продукта	Класс труб	Радиус изог. труб	DN, мм	Р, МПа	Лист	Примечание
1000	Сборный коллектор нефтяной эмульсии от добычи/защиты с отработкой "на нефть" скважин	АБ-1	до 80	10.3.6	50/100/80	4,0	
10XX	Нефтяная эмульсия от добычи/защиты с отработкой "на нефть" скважин	АБ-1	до 80	10.3.6	80	4,0	
1100	Нефтяная эмульсия от добычи/защиты с отработкой "на нефть" скважин	АБ-1	до 80	10.3.6	80	4,0	
11XX	Нефтяная эмульсия от добычи/защиты с отработкой "на нефть" скважин	АБ-1	до 80	10.3.6	80	4,0	
1200	Нефтяная эмульсия от замерного коллектора на входе ИУ-1101	АБ-1	до 80	10.3.6	80	4,0	
1201	Нефтяная эмульсия от ИУ-1101 в сборный коллектор	АБ-1	до 80	10.3.6	80	4,0	
3400	Водораспределительный коллектор ПВД	В-1	30	19.0.20.0	80	21,0	
34XX	Вода от водораспределительного коллектора на устья водозащитных скважин	В-1	30	19.0.20.0	80	21,0	
3701	Вода на погонные промывочные водоемы	В-1	30	19.0.20.0	80	21,0	схемтруб
4201, 4204, 4280	Дренаж (нефть, вода) в ДЕ-4201	АБ-И	5.80	атм.	50/80	0,05	
4205	Закрывающий дренаж в ДЕ-4201	АБ-И	5.80	атм.	80	0,05	
4206	Откачка перекачиваемым средством из ДЕ-4201	АБ-И	5.80	атм.	50	0,05	
4207	Сбор ушек с пола технологического блока ИУ-1101	АБ-И	5.80	атм.	50	0,05	
4101	Сбор с предохранительного клапана ИУ-1101	БА-И	до 80	атм.	100	0,05	
4401	Пропорция ДЕ-4201	БА-И	120	атм.	50	0,05	
2501	Дыхательная линия ДЕ-4201	БА-И	5.80	атм.	100	0,05	
6101, 6102	Ингибитор от УДХ-6101 в нефтесборный коллектор	АБ-1	5.30	10.3.6	15/25	4,0/25,0	

Условно-графические обозначения

	Клипан обратный/автоматический под давлением
	Кран трехходовой
	Защелка ключевая, фланцевая ручная
	Клипан ручной
	Муфта заглушка
	Клипан обратный/фланцевый
	Смена условного диаметра трубопровода
	Смена расчетного давления трубопровода
	Номер и направление потока
	Изолирующее фланцевое соединение
	Отверстатель фланцевый
	Экрановый
	Тепловая изоляция

Условно-графические обозначения

	Экрановый
	Граница электрооборудования/тепловой изоляции
	Фланцевая пара
	Фланцевая пара с повторной заглушкой
	Муфта заглушка
	Быстрозакрывающее устройство
	Экспликационная заглушка с фланцевой парой
	Проектируемый трубопровод в незначительном исполнении
	Проектируемый трубопровод в полном исполнении
	Подъем/опуск трубопровода
	Пересечение трубопроводов без соединения
	Соединение трубопроводов
	Гибкий металлопластиковый рукав



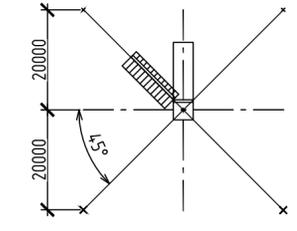
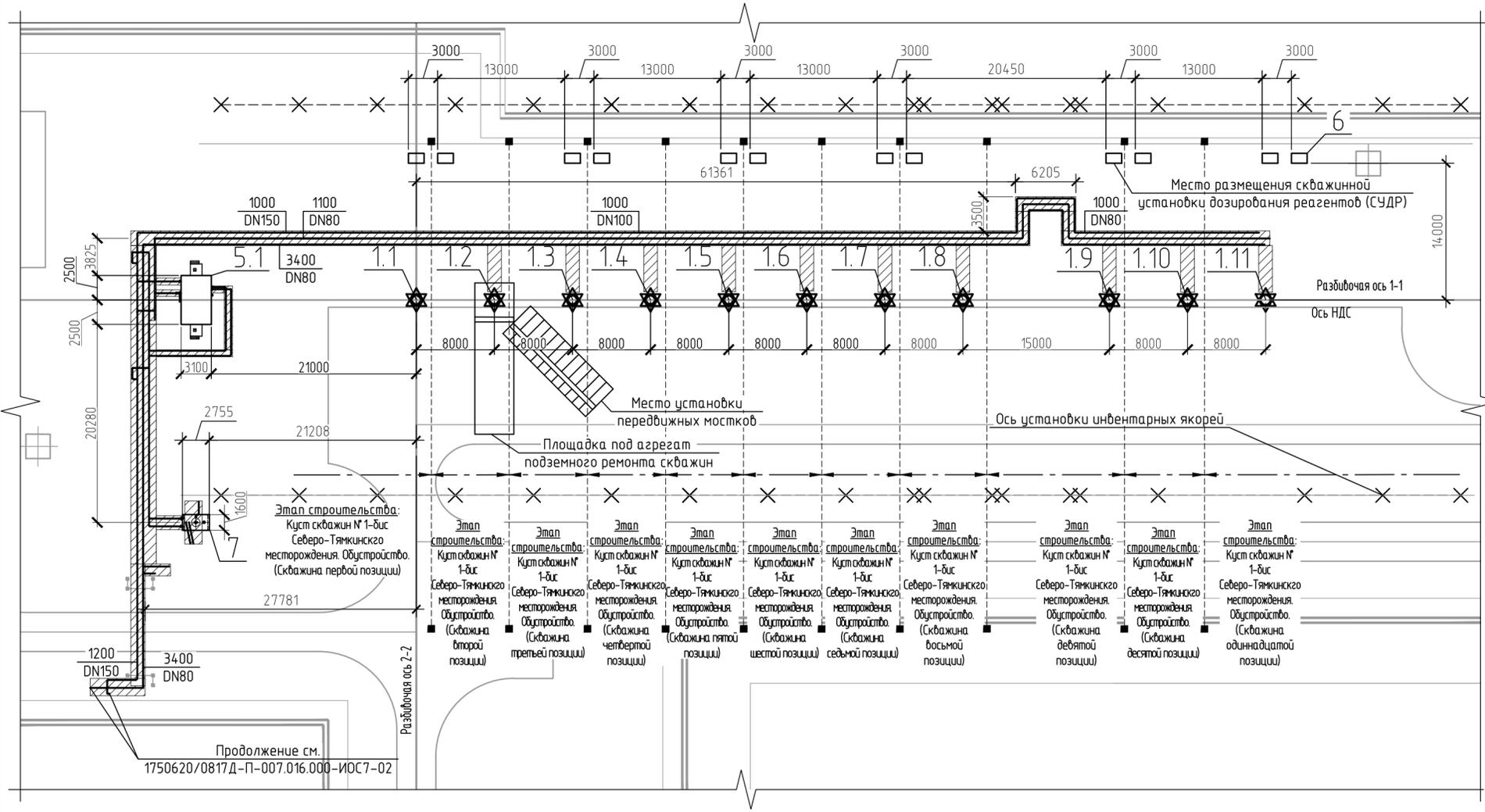
- Необходимость установки УДХ-6101 (акифозного типа) для обеспечения ингибиторной защиты определяется эксплуатирующей организацией после оценки коррозионной активности среды. Подключение УДХ-6101 (акифозного типа) к защищаемому трубопроводу предусмотрено посредством гибкого металлопластикового рукава с резьбовыми наконечниками в районе последней скважины по оси НДС. Также предусмотрено перспективное подключение в районе стыковки предпоследней скважины по оси НДС.
- Установка СУДР для ингибиторной защиты предусмотрена проектом не предусмотрена. Проектном предусмотрено место для их размещения в случае возникновения необходимости обеспечения ингибиторной защиты. Подключение к инженерным сетям осуществляется силами эксплуатирующей организации.
- Установка СУДР для ингибиторной защиты с отработкой "на нефть" предусмотрена только на период добычи. На коллекторах нефтесбора, нефтесборных и высокотемпературных водоемах флуоресцентная и высокотемпературная ингибиторная защита предусмотрена с повторными заглушками и воздушными (для ингибиторной) и нефтесборными (для ингибиторной) между обводненными объектами скважин. Установку фланцевых пар с повторными заглушками на границах скважин предусмотрен.
- Бороздки и стыковки предусматривать диаметром не менее DN15, расчётные давления принять соответствующие присоединяемой трубе.
- Проектное назначение скважины определяется по мере обустройства кустовой площадки.
- XX – порядковый номер скважины.
- У1 – номинальный диаметр участка нефтесборного коллектора.
- Этапы строительства выполнены согласно Приложению №1К. Задачи на проектирование.

		1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-4-001	
		Куст скважин №1-Вис Северо-Тянькинского месторождения	
Изм.	Колуч.	Лист	Итого
Разр.об.	Боб	15.04.21	15.04.21
Зав.пр.	Белов	15.04.21	15.04.21
Гл.инж.	Колотникова	15.04.21	15.04.21
Нач.отд.	Дерягина	15.04.21	15.04.21
Н.контр.	Курья	15.04.21	15.04.21
ГИП	Гусев	15.04.21	15.04.21
		1750620_0817Д-П-007_016_000-ТКН-01-СН-001-г.С01.dwg	
		ООО "НК "Роснефть" -НТИ"	
		Формат А3:к	

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
11-111	Устье добывающей/водонагнетательной скважины с отработкой "на нефть"	
5.1	Блок технологический измерительной установки	
6	Установка дозирования хим. реагентов (шкафного типа)	
7	Дренажная емкость V=5 м³ подземная	

Ситуационный план (1:400)



Условные обозначения:

* Устье добывающей/водонагнетательной с отработкой «на нефть» скважины

1. Данный чертеж рассматривать совместно с технологической схемой.
2. Технологическую схему, обозначения и классификация трубопроводов см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-001.

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

Согласовано

Согласовано

Взам. инв.№

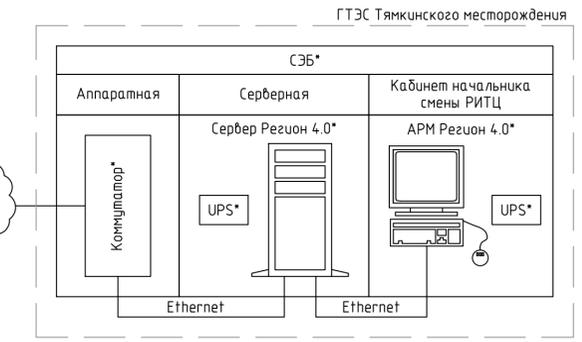
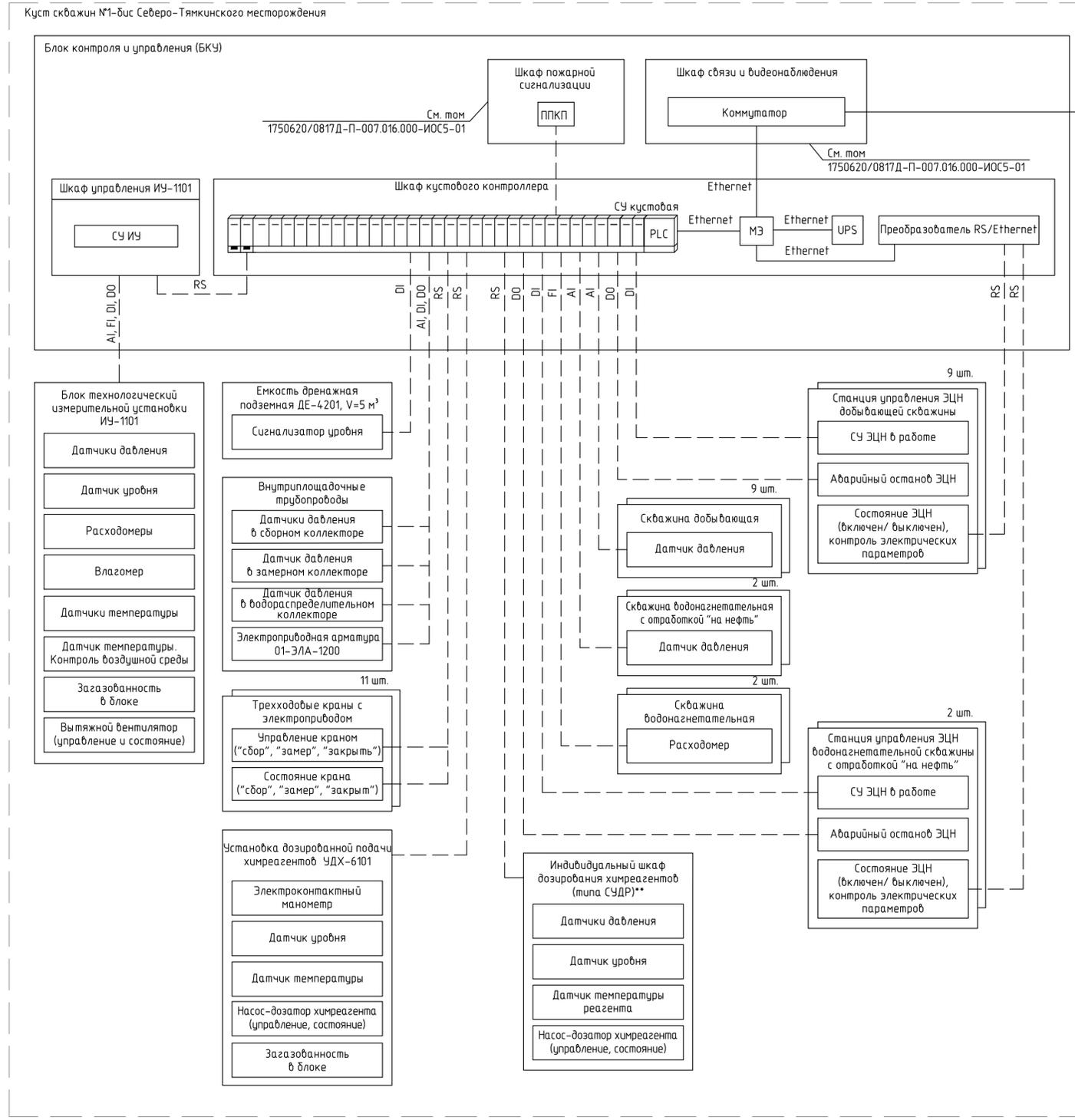
Подп. и дата

Инв. № подл.
28760/П

1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-002					
Куст скважин №1-бис Северо-Тяжтинского месторождения. Обустройство					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Степанец	15.04.21			15.04.21
Зав. гр.	Ламбин	15.04.21			15.04.21
Гл. спец.	Клепиков	15.04.21			15.04.21
Нач. отв.	Кротов	15.04.21			15.04.21
Н. контр.	Кудря	15.04.21			15.04.21
ГИП	Гусев	15.04.21			15.04.21
Куст скважин №1-бис Северо-Тяжтинского месторождения				Стадия	Лист
				П	2
Ситуационный план Схема расположения якорей ветровых оттяжек агрегатов подземного ремонта скважин				ООО "НК "Роснефть" -НТЦ"	

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

Организация связи см. пом
1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС5-01



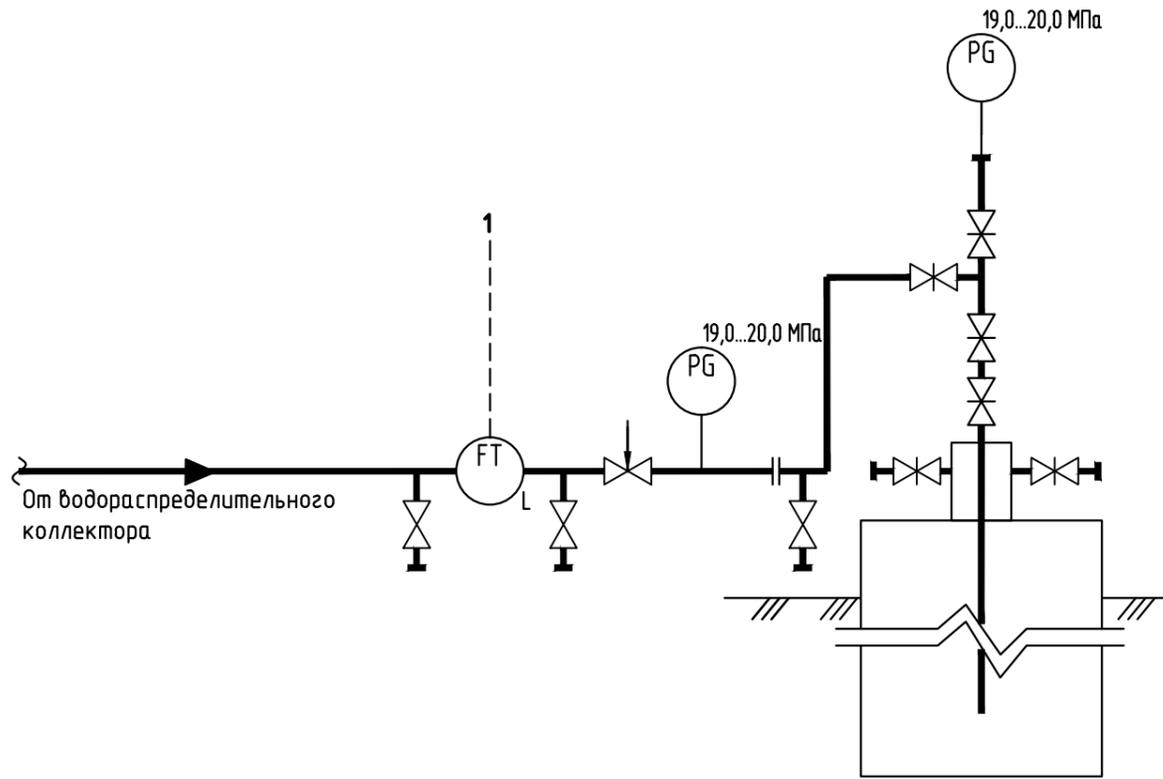
- Условные обозначения**
- СУ - станция управления
 - СУ ИУ - станция управления измерительной установкой
 - СУ ЭЦН - станция управления ЭЦН
 - ПКП - прибор приемно-контрольный пожарный
 - PLC - программируемый логический контроллер
 - RS - вход/выход контроллера RS-485
 - DO - дискретный выходной сигнал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

1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21208-2013 и ГОСТ 21408-2013.
2. * - существующее оборудование.
3. ** - установка и подключение индивидуального шкафа дозирования реагента (СУДР) данным проектом не предусмотрены. Предусмотрены места для их размещения. Подключение осуществляется силами эксплуатирующей организации.

Инф. № подл.	28760/П
	28760/П
Подп. и дата	Взач. инф.М
	Взач. инф.М
Согласовано:	Гл. спец. АИП
	Гл. спец. АИП
Изм. №	15.04.21
	15.04.21

1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-001					
Куст скважин №1-Бис Северо-Тяжтинского месторождения.					
Обустройство					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Корявец	15.04.21	Технологические решения. Куст скважин	Стадия	Лист
Зав. гр.	Корявец	15.04.21	Куст скважин №1-Бис Северо-Тяжтинского	П	1
Гл. спец.	Подшивалов	15.04.21	месторождения		7
Нач. отд.	Жарихина	15.04.21			
Н. контр.	Кудря	15.04.21	Структурная схема АСУ ТП		
ГИП	Гусев	15.04.21			

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



Расход на скважину
0,35...20,83 м³/ч
min 0,3 м³/ч

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр технический показывающий	4	
FT	Датчик расхода электромагнитный	2	

Условные обозначения

FI - число-импульсный входной сигнал

- Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013.
- Схема выполнена на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-001.
- Схема дана для одной водонагнетательной скважины (всего таких скважин две).
- Перечень элементов схемы составлен для двух скважин.

Приборы и электроаппаратура	По месту	
	Блок контроля и управления БКУ	Шкаф кустового контроллера
		СУ кустовая FI

Инд. № подл.	Взам. инв.№
28760/П	
Подп. и дата	

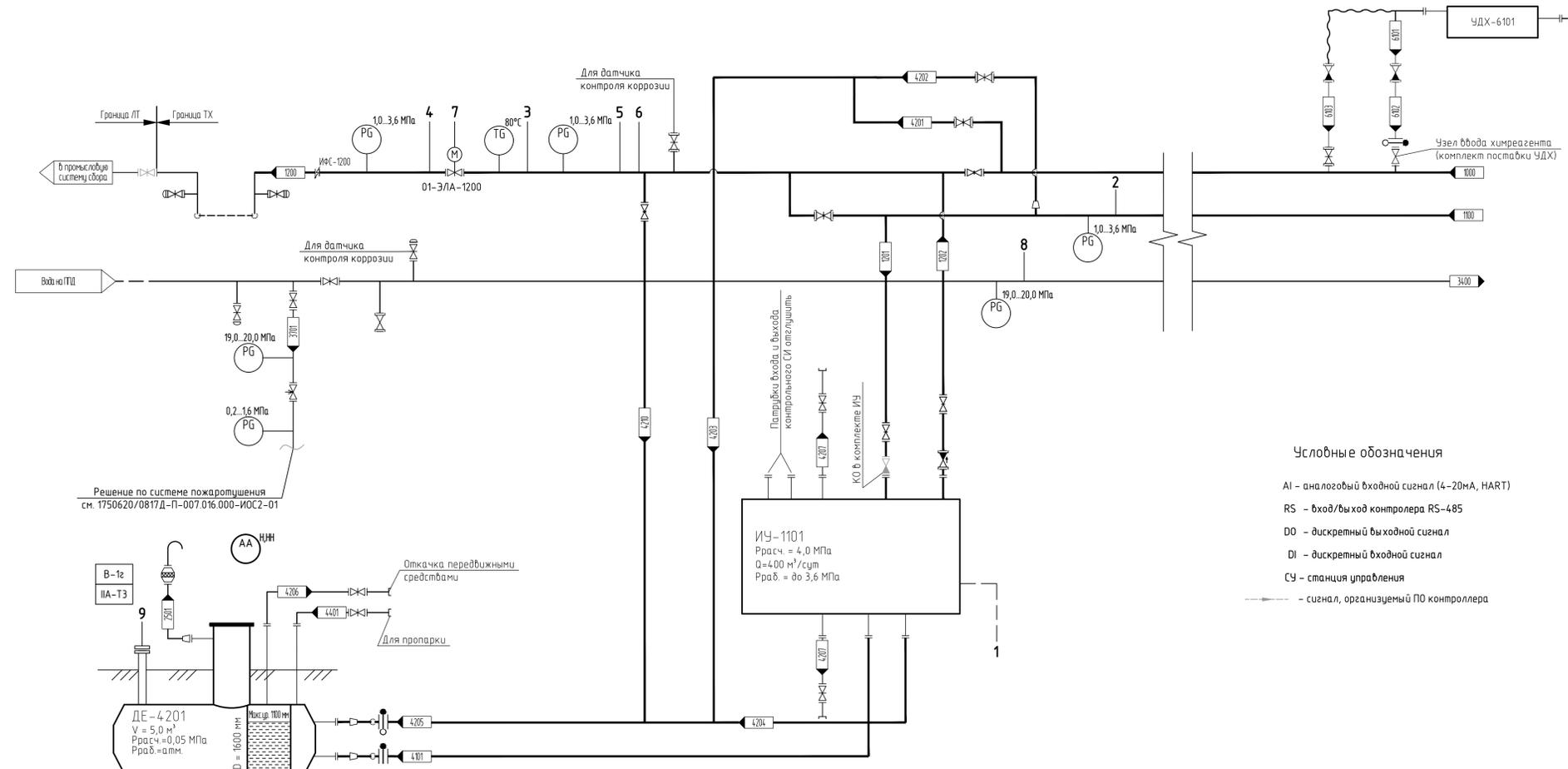
1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-003							
Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство							
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Разраб.		Кравченко			15.04.21		
Зав. гр.		Корявец			15.04.21		
Гл. спец.		Подшивалов			15.04.21		
Нач. отд.		Жарихина			15.04.21		
Н. контр.		Кудря			15.04.21		
ГИП		Гусев			15.04.21		
Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения					Стадия	Лист	Листов
					П	3	
Водонагнетательная скважина. Схема автоматизации					ООО "НК "Роснефть" -НТЦ"		

Документ разработан ООО "НК "Роснефть" -НТЦ".
Информация, содержащаяся в документе, может
быть использована по согласованию между разработчиком и Заказчиком

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр технический показывающий	6	
TG	Термометр биметаллический	1	
PT	Преобразователь давления (взрывозащита ЕхIа)	5	
TT	Преобразователь температуры (взрывозащита ЕхIа)	1	
LA	Сигнализатор уровня (взрывозащита ЕхIа)	1	
AA	Переносной сигнализатор горячих газов	1	

Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Проектируемое оборудование				
ИУ-1101	Блок технологический измерительной установки	1	PN = 4,0 МПа, n=1, Q=400 м³/сут	
	ИБ1-40-1-400-В4МПУВ-1К1-А4-Х0-КХС0			
ДЕ-4201	Дренажная емкость	1	V=5 м³, L=2,755 м, D=1,6 м;	
	ЕП5-1750-1-Л1-КО-2С0		PN=0,05 МПа	
УДХ-6101	Установка дозированной хим. реагентов (шкафного типа)	1	PN=25,0 МПа; V=0,4 м³; Q=1,6 л/ч	
	СУДР1-1,6-1-1-0,4-0-0-Да-В			



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 контролера

Решение по системе пожаротушения см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС2-01

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Рраб. 1,0...3,6 МПа max 3,8 МПа min 0,8 МПа max авар. 0,7 МПа max авар. 3,9 МПа	80 °С	Рраб. 1,0...3,6 МПа max 3,8 МПа min 0,8 МПа	Рраб. 1,0...3,6 МПа max 3,8 МПа min авар. 0,7 МПа max авар. 3,9 МПа	Рраб. 1,0...3,6 МПа max 3,8 МПа min авар. 0,7 МПа max авар. 3,9 МПа	Открыть Закрыть Управление задвижкой 01-ЭЛА-1200 Слоп	Рраб. 19,0...20,0 МПа min 16,0 МПа	max уровень 100 мм от дна

По месту	Блок контролей и управления	
	Шкаф управления ИУ-1101	Шкаф кустового контролера
	Панельный контроль и управление измерительной установкой ИУ-1101	Панельный контроль и управление измерительной установкой ИУ-1101
	Давление в замерном коллекторе	Давление в замерном коллекторе
	Температура в сборном коллекторе	Температура в сборном коллекторе
	Давление в сборном коллекторе после задвижки 01-ЭЛА-1200	Давление в сборном коллекторе
	Давление в сборном коллекторе	Давление в сборном коллекторе
	Сигнализация "Открыта", "Закрыта", "Общая неисправность", "Готовность к управлению", "Дистанционное управление", "Задвижка открыта/закрыта/слоп"	Сигнализация "Открыта", "Закрыта", "Общая неисправность", "Готовность к управлению", "Дистанционное управление", "Задвижка открыта/закрыта/слоп"
	Задвижку закрыть при авариях давлении в сборном коллекторе, при пожаре на кустовой площадке	Задвижку закрыть при авариях давлении в сборном коллекторе, при пожаре на кустовой площадке
	Пожар на кустовой площадке	Пожар на кустовой площадке
	Неисправность прибора	Неисправность прибора
	Давление в водораспределительном коллекторе	Давление в водораспределительном коллекторе
	Уровень в дренажной емкости ДЕ-4201	Уровень в дренажной емкости ДЕ-4201

На перевод трехходовых кранов 01-ЭЛА-10xx в положение "Сбор" при Рmin авар. 0,7 МПа, Рmax авар. 3,9 МПа в замерном коллекторе (см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-4-002)

На перевод трехходовых кранов при Рmin авар. 0,7 МПа, Рmax авар. 3,9 МПа в сепараторе ИУ, при 50% НКПР в техблоке ИУ (см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-4-002)

Открыть/закрыть по команде оператора

На закрытие при пожаре

На останов насосов УДХ при закрытии задвижки (см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-4-006)

На перевод трехходовых кранов 01-ЭЛА-10xx в положение "Закрыто", на останов СУ ЭЦН при пожаре на кустовой площадке (см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-4-002)

На перевод трехходовых кранов 01-ЭЛА-10xx в положение "Закрыто", на останов СУ ЭЦН, на закрытие 01-ЭЛА-1200 при Рmin авар. 0,7 МПа, Рmax авар. 3,9 МПа в сборном коллекторе (см. 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-4-002)

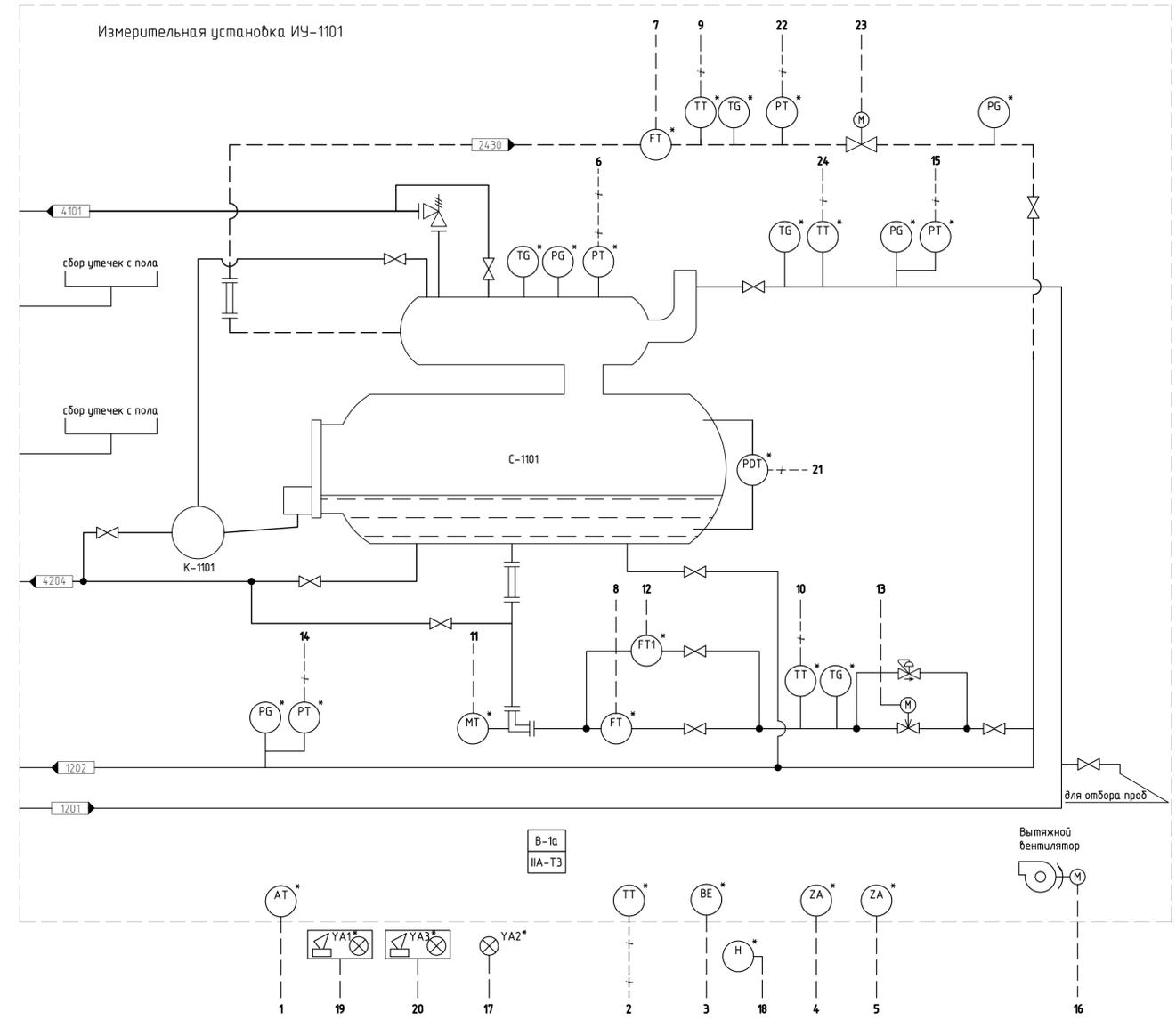
1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21208-2013 и ГОСТ 21408-2013.
 2. Схема выполнена на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-4-001.
 3. Экспликация трубопроводов см. чертеж 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-4-001.

1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-4-004									
Куст скважин N1-бис Северо-Тяжинского месторождения. Оборудование									
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Кравченко	15.04.21				Технологические решения. Куст скважин			
Заб. гр.	Корявец	15.04.21				Куст скважин N1-бис Северо-Тяжинского месторождения			
Гл. спец.	Подшибалов	15.04.21				Стадия	Лист	Листов	
Нач. отд.	Жарухина	15.04.21				П	4		
Н. контр.	Кудря	15.04.21				Общеплощадочные трубопроводные коллекторы. Схема автоматизации			
ГИП	Гусев	15.04.21				ООО "НК "Роснефть" -НТЦ"			

Инф. № подл. 28760/Л
 Подп. и дата
 Взам. инв. №

Документ разработан ООО "НК Роснефть -НТЦ".
 Информация, содержащаяся в документе, может
 быть изменена без предварительного уведомления
 по соглашениям между Разработчиком и Заказчиком

Измерительная установка ИУ-1101



Экспликация оборудования

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
C-1101	Сепарационная емкость	1	P=4,0 МПа	
K-1101	Конденсатосборник	1		

Перечень элементов

Поз. обозначение	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 Exia)	2	
FT1	Счетчик жидкости (взрывозащита Exia)	1	
AT	Датчик загазованности (взрывозащита Exia)	1	
MT	Датчик влагомера с первичным преобразователем (взрывозащита Exia)	1	
ZA	Датчик несанкционированного входа (взрывозащита Exia)	2	
ZA1	Датчик несанкционированного входа	1	
BE	Извещатель пожарный автоматический (взрывозащита Exia)	4	
YA2	Световой сигнализатор (взрывозащита Exia)	1	
YA1, YA3	Светозвуковой сигнализатор (взрывозащита Exia)	2	
H	Пост управления кнопочный (взрывозащита Exia)	1	
TU, PY, PDU	Барьер искробезопасности	9	

Условные обозначения

СУ - станция управления
 RS - цепи интерфейсные RS485

1	Загазованность в технологическом блоке
2	Сенсализация 10% НКПР и 50% НКПР
3	Опложение электропределителем при загазованности 50% НКПР (кроме Вентилятора)
4	Температура в помещении блока технологического +5...+30 °С
5	Температура в помещении
6	Блок контроля и управления БКУ +5...+30 °С
7	Автоматическое и ручное управление
8	Обработка технологического блока
9	и блока контроля и управления
10	Пожар в технологическом блоке
11	Несанкционированный доступ в технологический блок
12	Несанкционированный доступ в блок контроля и управления БКУ
13	Давление в сепараторе 1,0...3,6 МПа
14	тип 0,8 МПа, max 3,8 МПа
15	тип 0,7 МПа, max 3,9 МПа
16	Расход газа 14,17...231,25 см³/ч
17	Расход жидкости 1,17...12,5 м³/ч
18	Температура газа 80 °С
19	Температура нефти 80 °С
20	Обогащенность нефти 37...99 %
21	Расход жидкости 1,17...12,5 м³/ч
22	Регулирование расхода жидкости
23	Давление в общем коллекторе 1,0...3,6 МПа
24	тип 0,8 МПа, max 3,8 МПа
	Давление на входе 1,0...3,6 МПа
	Управление вытяжным вентилятором в помещении блока. Включение при 10% НКПР, опложение при пожаре
	Вентилятор выключен
	Вентилятор включен
	Светозвуковая сигнализация загазованности в помещении блока технологического
	Светозвуковая сигнализация пожара в помещении блока технологического
	Перепад давления в сепараторе
	Давление газа 1,0...3,6 МПа
	Регулирование давления газа
	Температура на входе 80 °С
	Время, обработанное скважинами

1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21208-2013 и ГОСТ 21408-2013.
 2. Экспликация трубопроводов см. чертеж 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-001.
 3. * - комплект поставки измерительной установки.

Приборы и электропараметры	По месту	TY*	TT1*	ZA1*	PY*	TY*	TY*	PY*	PY*	TY*	
	Шкаф управления ИУ-1101 (комплектно с ИУ)	Контроллер измерительной установки									
	Шкаф кустового контроллера	СУ кустовая									

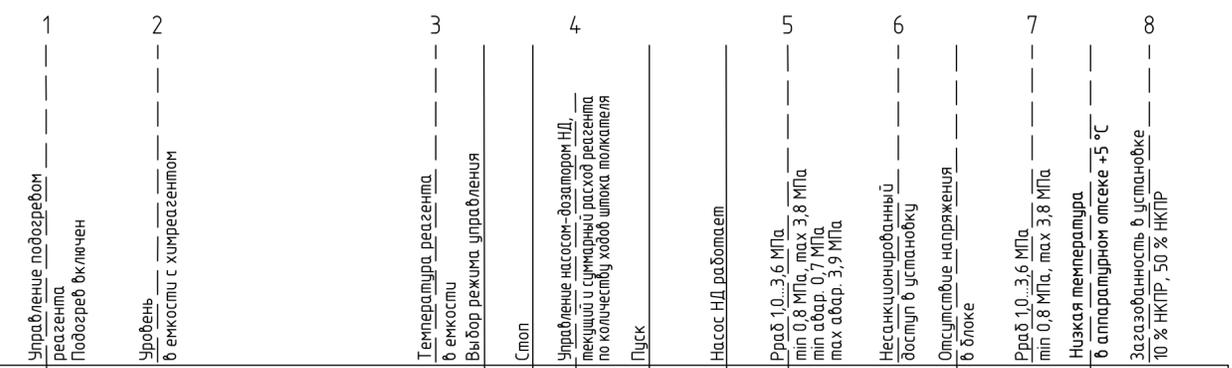
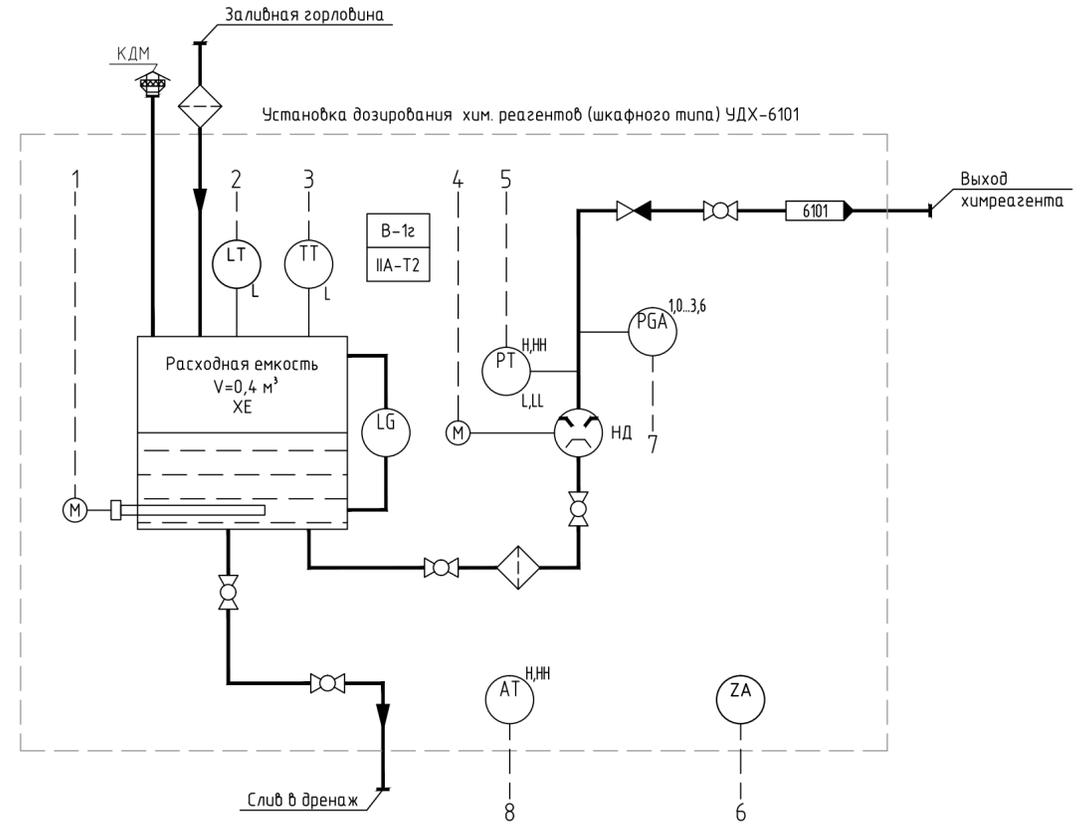
1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-005					
Куст скважин N1-бис Северо-Тяжтинского месторождения. Обустройство					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Кравченко	15.04.21			15.04.21
Зав. гр.	Корявец	15.04.21			15.04.21
Гл. спец.	Подшибалов	15.04.21			15.04.21
Нач. отд.	Жарухина	15.04.21			15.04.21
Н. контр.	Кудря	15.04.21			15.04.21
ГИП	Гусев	15.04.21			15.04.21
Измерительная установка. Схема автоматизации					ООО "НК Роснефть -НТЦ"

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

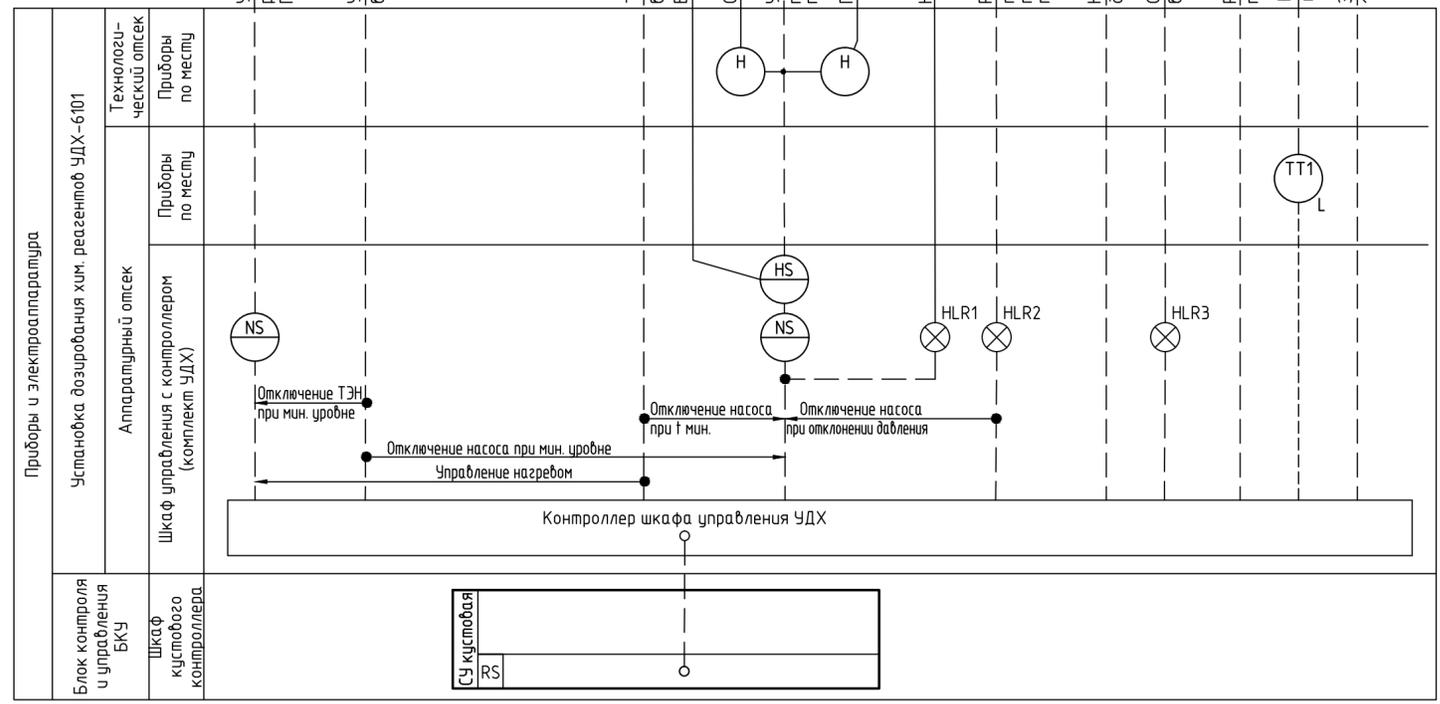
Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PT	Датчик давления взрывозащищенный	1	Комплектно с установкой УДХ
ТТ	Датчик температуры взрывозащищенный	1	
ТТ1	Датчик температуры	1	
РГА	Манометр электроконтактный	1	
LG	Указатель уровня взрывозащищенный	1	
LT	Датчик уровня взрывозащищенный	1	
АТ	Датчик загазованности взрывозащищенный	1	
ЗА	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. чертёж 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТХ-01-Ч-001.

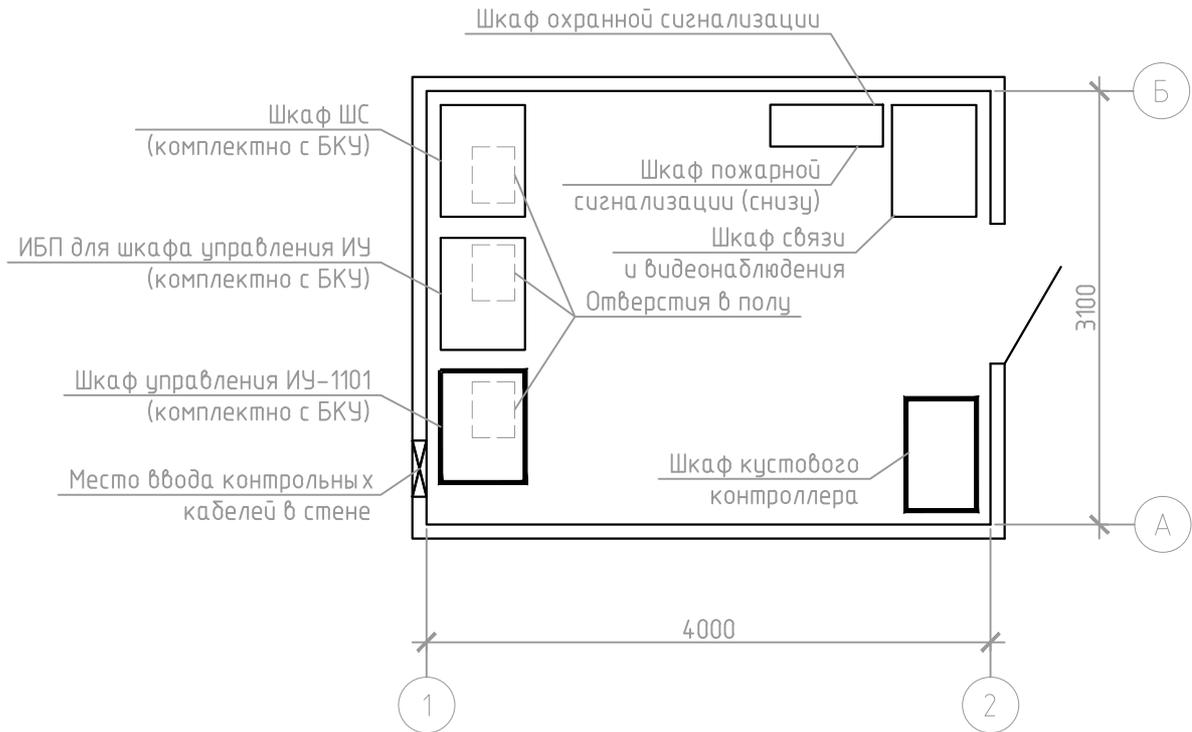


Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ". Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	28760/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-006									
Куст скважин №1-бис Северо-Тяжинского месторождения. Обустройство									
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тяжинского месторождения			
Разраб.		Кравченко			15.04.21	Стадия	Лист	Листов	
Заб. гр.		Корявец			15.04.21	П	6		
Гл. спец.		Подшивалов			15.04.21	Установка дозирования хим. реагентов. Схема автоматизации			
Нач. отд.		Жарихина			15.04.21	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"			
Н. контр.		Кудря			15.04.21				
ГИП		Гусев			15.04.21				

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



Инв. № подл.	28760/П	1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-007						Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство			
		1750620/0817Д-П-007.016.000-АТХ-01-Ч-007						Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство			
Инв. № подл.	28760/П	Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Технологические решения. Куст скважин. Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения	Стадия	Лист	Листов
		Разраб.		Кравченко					15.04.21	П	7
Инв. № подл.	28760/П	Зав. гр.		Корявец			15.04.21	План расположения оборудования в блоке контроля и управления БКУ	ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"		
		Гл. спец.		Подшивалов			15.04.21				
		Нач. отд.		Жарихина			15.04.21				
		Н. контр.		Кудря			15.04.21				
ГИП		Гусев				15.04.21					