

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Москудьянского
месторождения (модуль 165)»**

Проектная документация

**Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта**

**Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-
технического обеспечения**

Книга 4 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4

Том 4.3.5

Договор №

2021/354/ДС124

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №годп.	

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Москудынского
месторождения (модуль 165)»

Проектная документация

Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного
объекта

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-
технического обеспечения

Книга 4 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4

Том 4.3.5

Договор №

2021/354/ДС124

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

А.И. Митюков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №годп.	

Содержание

1 Сведения о строительстве новых, реконструкции существующих объектов капитального строительства, обеспечивающих функционирование линейного объекта	2
2 Перечень зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта	3
3 Сведения о функциональном назначении объектов, входящих в инфраструктуру линейного объекта:	5
4 Требования к качественным характеристикам продукции	5
5 Сведения о потребности объекта в основных видах ресурсов для технологических нужд	5
6 Сведения о сырьевой базе	6
7 Сведения о производственной программе. Характеристика параметров технологического процесса	7
8 Характеристика проектируемых объектов	8
8.1 Добывающие скважины	8
8.2 Индивидуальные замерные устройства	10
8.3 Устьевой блок подачи реагента	10
8.4 Технологические трубопроводы	11
9 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов	19
10 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, сооружениям на опасном производственном объекте	19
11 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств	20
12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе	21
13 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов, выбросы в атмосферу, сточные воды	22
14 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технических регламентов, мероприятия по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду	23
15 Сведения о расчетной численности, профессиональноквалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	25
16 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда	25
17 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	26
18 Список литературы	27
Таблица регистрации изменений	28

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

						2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
							П	1	28
Разраб.		Одегова			01.2024		НПИ ОНГМ		
Проверил		Сивкова			01.2024				
Нач.отд.		Сивкова			01.2024				
Н.контр.		Сивкова			01.2024				
ГИП		Митюков			01.2024				

1 Сведения о строительстве новых, реконструкции существующих объектов капитального строительства, обеспечивающих функционирование линейного объекта

Согласно заданию на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №215 Москудьянского нефтяного месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с данных скважин.

Объемы добычи с обустраиваемых скважин приняты согласно ТУ УРНиГМ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:

Куст №215.

Скважина №215:

- дебит жидкости – 13,6 м³/сут.;
- дебит нефти – 10,0 т/сут.

Скважина №4003:

- дебит жидкости – 8,0 м³/сут.;
- дебит нефти – 5,9 т/сут.

Скважина №4002:

- дебит жидкости – 12,4 м³/сут.;
- дебит нефти – 9,1 т/сут.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH			2

2 Перечень зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта

Состав проектируемых технологических сооружений приведен в Таблица 2.1.

Таблица 2.1 – Состав проектируемых технологических сооружений

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Насосный агрегат добывающей скважины	компл.	3	Способ ШГН: Станок-качалка ПШСН 80-3-40 в комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ (для скважин №№4003,4002)	компл.	2	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Устьевая арматура АШК-65х14 К1М4.03.000 в комплекте с колонной обвязкой ОЕп1х21х245М.ЛП.000 (для скважины №215, фактически смонтирована)	компл.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 65 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
4	Счетчик камерный жидкости	компл.	3	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
5	Устьевой блок подачи реагента	компл.	1	УБПР 05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
6	Выкидные трубопроводы	м	20	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе

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

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
7	Нефтегазосборный трубопровод	км	0,650	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

Все проектируемое оборудование является новым, не бывшим в употреблении.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

3 Сведения о функциональном назначении объектов, входящих в инфраструктуру линейного объекта:

Функциональное назначение проектируемых сооружений в составе линейного объекта:

- добывающих скважин с глубинно-насосным оборудованием – откачивание жидкой среды из подземного источника для ее дальнейшей транспортировки по трубопроводной системе под определенным напором.
- СКЖ – замер дебита добывающих скважин;
- УБПР - подача деэмульгатора в проектируемые выкидной и нефтегазосборные трубопроводы;
- узлов запорной арматуры - перекрытие потока жидкости в трубопроводах.

4 Требования к качественным характеристикам продукции

Требования к качественным характеристикам транспортируемой среды проектом не предусмотрены. Подготовка до товарного качества по [ГОСТ Р 51858-2002](#) – на УППН «Гожан».

5 Сведения о потребности объекта в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для обеспечения транспорта нефти и газа требуются следующие основные расходные ресурсы:

- горячая жидкость для промывки выкидных и нефтегазосборного трубопроводов от АСПО. Количество горячей воды/нефти для промывки выкидных и нефтегазосборного трубопроводов от АСПО определено, исходя из протяженности трубопроводов и опыта эксплуатации месторождений, и составляет 16,5 м³.

Количество промывок - 5 в год. Горячую воду и нефть доставляют в специализированных цистернах с УППН «Гожан».

Температура горячей воды для промывки выкидных трубопроводов не должна превышать 105°С в соответствии с п.7.5 ТУ 14Р-165-2019.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

5

6 Сведения о сырьевой базе

Физико-химические свойства и состав нефти, попутного нефтяного газа Мосинского нефтяного месторождения приняты по данным ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и приведены в Таблица 6.1 и Таблица 6.2.

Таблица 6.1 - Физико-химические свойства нефти

№ п/п	Показатель, размерность	Величина, пласт	
		Тл	Бб
1	Плотность нефти, кг/м ³	921÷923	907
2	Вязкость нефти, мПа*с	162,05÷202,72	145,16
3	Массовое содержание, %		
	асфальтенов	3,74÷6,06	5,80
	смола	24,79÷25,37	23,46
	парафинов	2,65÷3,99	3,9
	серы	2,63÷3,11	2,9
4	Газонасыщенность, м ³ /т	13,9÷14,7	15,4

Таблица 6.2 - Состав газа

№ п/п	Показатель, размерность	Величина, пласт	
		Тл	Бб
1	Содержание в газе, % мольн		
	азот	36,11÷39,35	34,71
	углекислый газ	0,29÷0,81	0,46
	метан	34,67÷36,17	35,97
	этан	6,31÷6,49	6,79
	пропан	9,48÷9,79	10,73
	i-бутан	2,57÷4,07	2,89
	n-бутан	3,23÷3,75	4,40
	i-пентан	1,18÷1,64	1,96
	n-пентан	0,61÷1,09	1,11
	гексан	0,79÷1,60	1,13
	гептан+высшие	0,00	0,00
	сероводород	0,00	0,00
2	Плотность газа, кг/м ³	1,20÷1,24	1,24

Попутный нефтяной газ относится к тяжелому газу.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

6

7 Сведения о производственной программе. Характеристика параметров технологического процесса

Проектная мощность проектируемых трубопроводов и параметры технологического процесса транспорта водонефтегазовой эмульсии по трубопроводу приведены в Таблица 7.1.

Таблица 7.1 – Параметры технологического процесса транспорта водонефтегазовой эмульсии

Показатели	Максимальная проектная мощность	Максимальное рабочее давление, МПа	Средняя температура транспорта рабочей среды, °С
Выкидной трубопровод от скв.№215	По жидкости – 13,6 м ³ /сут По нефти – 10,0 т/сут	4,0	5
Выкидной трубопровод от скв.№4003	По жидкости – 8,0 м ³ /сут По нефти – 5,9 т/сут	4,0	5
Выкидной трубопровод от скв.№4002	По жидкости – 12,4 м ³ /сут По нефти – 9,1 т/сут	4,0	5
Нефтегазосборный трубопровод	По жидкости – 34,0 м ³ /сут По нефти – 25,0 т/сут	4,0	5

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH									
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				7

8 Характеристика проектируемых объектов

Транспорт нефти предусматривается по однострубно́й герметизированной схеме.

Принципиальная технологическая схема приведена на листе 2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.GCH-1.

Продукция проектируемых добывающих скважин №№215,4003,4002 под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по выкидным трубопроводам поступает на узлы замера с СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках скважин. После замера дебита водонефтегазовая эмульсия по проектируемым и далее по существующим трубопроводам поступает на ДНС-0342 для проведения первой ступени сепарации.

Очистка полости проектируемых трубопроводов предусматривается методом периодических промывок в виду их небольшой протяженности.

8.1 Добывающие скважины

В соответствии с заданием на проектирование для проектируемых добывающих скважин №№215,4003,4002 предусматривается один способ эксплуатации – штанговыми глубинными плунжерными насосами с приводом от станка-качалки (ШГН).

В качестве привода для погружных штанговых насосов рекомендуются станки-качалки ПШСН 80-3-40.

Комплектность оборудования: рама, редуктор, тело и головка балансира, электродвигатель, станция управления.

Техническая характеристика ПШСН 80-3-40:

- номинальная нагрузка на устьевом штоке – 80кН;
- максимальная длина хода устьевого штока – 3м;
- номинальный крутящий момент на выходном вале редуктора – не менее 40 кНм;
- передаточное число редуктора – 37;
- количество качаний балансира – 4-12 в минуту;
- мощность двигателя – 15,0/22,0 кВт;
- синхронная частота вращения электродвигателя – 1000 мин⁻¹.

Электрооборудование станка-качалки (станция управления, электродвигатель) принято в общепромышленном исполнении, вследствие этого оно размещено не ближе 3 м от устьевого арматуры скважин. Настройка станка-качалки производится с помощью комплекта сменных шкивов и установки числа качаний после определения фактических параметров скважины.

При способе эксплуатации ШГН предусматриваются скважинные штанговые насосы ННБ38 и ННБ32 со следующими техническими характеристиками:

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- теоретическая подача (max) – до 65,6 м³/сут.;
- напор до 1500 м;
- рабочий ход плунжера до 3000мм;
- диаметр цилиндра – 38 и 32 соответственно, мм.

Устья добывающих скважин для способа эксплуатации ШГН согласно типовым техническим условиям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» оборудуются устьевой нагнетательной арматурой типа АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К1-ВВ-1-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ. Шифр устьевой арматуры принят в соответствие с Едиными Техническими Требованиями ПАО «ЛУКОЙЛ». Арматура фонтанная, способ подвешивания НКТ в переводнике трубной головки, типовая схема 15, условный проход ствола елки 65 мм, условный проход боковых отводов елки 50 мм, рабочее давление 14 МПа, способ соединения устьевой арматуры с обвязкой колонной фланцевое, условный проход нижнего фланца трубной головки 230 мм, тип резьбы в переводнике трубной головки для подвесного патрубка - гладкая треугольная по ГОСТ 633-80 диаметром 73 мм, исполнение по коррозионной стойкости К1, класс материала ВВ, уровень технических требований к изделию УТТ – 1, тип запорной арматуры ВУС, с клапаном обратным КОР, с самоустанавливающимся устьевым сальником, климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 - УХЛ.

Обвязка колонная для скважин принимается ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ. Шифр обвязки колонной принят в соответствие с Едиными Техническими Требованиями ПАО «ЛУКОЙЛ». Тип оборудования обвязка колонная, способ подвешивания колонн резьбовой, количество секций 1, условный проход верхнего фланца 230 мм, рабочее давление верхнего фланца 35 МПа, диаметр обсадных труб, закрепляемых в ОК 168 мм, тип резьбы обсадных труб, закрепляемых в ОК - ВС (тип резьбового упорного соединения с трапецеидальной резьбой), присоединение ОК к технической колонне – В (с помощью внутренней резьбы на корпусе головки), диаметр технической колонны 245 мм, тип резьбы технической колонны – ВС (тип резьбового упорного соединения с трапецеидальной резьбой), исполнение ОК по коррозионной стойкости К1, класс материала ВВ, уровень технических требований к изделию УТТ – 1, климатическое исполнение УХЛ.

Для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в стволе скважин при способе эксплуатации ШГН предусматриваются штанговращатели и штанги с полиамидными скребками, а также профилактические тепловые обработки.

Очистка внутренней полости выкидных трубопроводов от АСПО будет производиться методом периодических промывок горячей водой через штуцер, расположенный в обвязке устьевой арматуры.

Для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевая площадка скважины предусматривается с бордюром и ливневой канализацией. Для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные передвижные поддоны, которыми оснащаются ремонтные бригады.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

9

Для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами на объекте устанавливаются знаки безопасности. Знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТО 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Освещение мест производства работ на проектируемых объектах решено местное при помощи переносных аккумуляторных фонарей.

8.2 Индивидуальные замерные устройства

Для замера продукции проектируемых добывающих скважин предусмотрен монтаж счетчиков СКЖ с вычислителем, устанавливаемых на устьевых площадках каждой скважины.

Счетчик СКЖ предназначен для измерения при постоянных и переменных расходах:

- массового расхода вещества;
- общей массы вещества.

Счетчик устанавливается в обвязке скважины.

Техническая характеристика счетчиков СКЖ:

Верхний предел измерений СКЖ 30-40 – до 30 т/сут;

Рабочее давление – 4,0 МПа.

Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 50°С). Для эксплуатации при отрицательной температуре окружающей среды счетчик снабжен устройством обогрева камерного преобразователя расхода.

Датчики импульсов счетчиков СКЖ имеют взрывозащиту – «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99, уровень взрывозащиты – «взрывобезопасный» по ГОСТ Р 51330.0-99, маркировку взрывозащиты IExdIIВТ4. Степень защиты датчиков импульсов от попадания пыли и воды – IP67 по ГОСТ 14254-96.

8.3 Устьевой блок подачи реагента

Для подачи деэмульгатора в проектируемый нефтегазосборный трубопровод предусматривается устьевой блок подачи реагента, размещаемый на кусте №215.

Ввод деэмульгатора предусматривается в нефтегазосборный трубопровод на узле задвижки на выходе с куста. Для предотвращения обратного хода жидкости при подаче реагента в трубопровод на напорном трубопроводе насоса подачи реагента предусмотрен обратный клапан.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

10

С целью исключения передозировок реагента в систему сбора необходимо проводить в промышленных условиях корректировку расхода, исходя из замера давления в начале трубопровода, в который подается деэмульгатор, и контроля степени разрушения эмульсии по агрегативной устойчивости в конце трубопровода.

В комплект поставки УБПР входят: надземный трубопровод, устройство ввода в трубопровод, муфта-клапан для подключения надземного трубопровода к УБПР, бак для реагента, фильтр, нагнетатель дозатора, измеритель уровня в баке. Для предотвращения обратного хода жидкости при подаче реагента в трубопровод на напорном трубопроводе насоса подачи реагента предусмотрен обратный клапан.

Принципиальная технологическая схема УБПР приведена на чертеже 2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.GCH-2.

УБПР рекомендуется во взрывозащищенном исполнении и может применяться во взрывоопасной зоне В-1г в соответствии с гл. 7.3 «ПУЭ». УБПР изготовлен во взрывозащищенном исполнении. Категория УБПР по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ – АН, класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ – 2. Уровень взрывозащищенности по ГОСТ 12.2.020-76 – Ех-е.

Рекомендуемый изготовитель: ООО «Синергия – Лидер» г. Пермь.

Устьевой блок подачи реагента – утепленный, с металлическим каркасом, с негорючим теплоизоляционным материалом.

Данный блок является обслуживаемым оборудованием, внутри объекта блочного исполнения рабочей зоны нет.

Так как помещений для пребывания людей в блоке нет, не предусматривается освещение и вытяжная вентиляция.

Техническая характеристика УБПР:

- объем бака – 0,4м³;
- количество насосов – 1;
- подача насоса – от 0,2 до 0,5 л/час;
- максимальное давление на выходной линии – 24,5 МПа;
- установленная мощность – в зависимости от насоса-дозатора, мощность подогревателя – 2,3 кВт;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 50°С).

8.4 Технологические трубопроводы

Проектной документацией предусмотрены технологические трубопроводы.

Технологические трубопроводы запроектированы в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», Федеральными нормами и правилами «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденными приказом Ростехнадзора РФ №444 от 21.12.2021 г.

8.4.1 Расчет толщины стенки и срока службы трубопроводов

Толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с [ГОСТ 32388-2013](#) по формуле 7.1

$$s_R = \frac{|P| \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |P|}, \quad (1)$$

где s_R – расчетная толщина стенки, мм;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа;

φ_y – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении.

Согласно таблице 5.1 $\varphi_y = 1,0$.

P – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа.

$P=4,0$ МПа Согласно п.8 «Руководству по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» от 27.12.2012г.

Расчетное давление в технологических трубопроводах принято 4,0 МПа, т.к. максимальное давление, развиваемое насосом при закрытой запорной арматуре со стороны нагнетания составляет 4,0 МПа.

Допускаемое напряжение при расчете соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле (5.1) [ГОСТ 32388-2013](#)

$$[\sigma] = \min \left[\frac{\sigma_m}{2,4}, \frac{\sigma_p}{1,5} \right], \quad (2)$$

где σ_p – предел текучести, МПа; принят по сертификату на трубу из Стали 20 $R_{o,2} = 245$ МПа ;

σ_m – временное сопротивление разрыву, МПа; принят по сертификату на трубу из Стали В 20 $R_b = 412$ МПа;

$$[\sigma] = \frac{245}{1,5} = 163 \text{ МПа};$$

$$[\sigma] = \frac{412}{2,4} = 172 \text{ МПа};$$

Для дальнейшего расчета принимается минимальное значение

$$[\sigma] = 163 \text{ МПа},$$

Номинальную расчетную толщину стенки технологических трубопроводов s определяем из условий (5.7) и (5.9):

$$s \geq s_R + C_1 + C_2,$$

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию

$$s \geq s_{min} + C_2,$$

Согласно ГОСТ 32388-2013 (табл.5.6) наименьшая отбраковочная толщина стенки труб приведена в Таблица 8.4.1.1.

C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, принимается равной 2мм (при ориентировочной скорости коррозии 0,1мм/год и сроке службы технологических трубопроводов 20 лет;

C_1 – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям. Отклонение толщины стенки 15 % согласно ГОСТ 8732-78.

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов принята не ниже значений, представленных в таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Расчет назначенного ресурса выполнен по приложению Д ГОСТ 32388-2013, результаты расчета приведены в Таблица 8.4.1.1. С учетом требования ГОСТ 32388-2013 назначенный ресурс трубопроводов принят 20 лет.

Таблица 8.4.1.1 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки и ресурса технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм						Рраб./Ррасч., МПа	Ресурс трубопровода, лет	
		Расчетная s_R , мм	C_1	C_2	Расчетная (номинальная), s_H , мм	Наименьшая отбраковочная s_{min} , мм	Принятая отбраковочная s^s , мм			Принятая s^s (номинальная), мм
Выкидные трубопроводы	89	1,08	0,75	2,0	3,83	2,0	5,0	5,0	4,0/4,0	40
Нефтегазоборный трубопровод	89	1,08	0,75	2,0	3,83	2,0	5,0	5,0	4,0/4,0	40

Расчет срока службы технологического трубопровода выполнен в соответствии с приложением Д ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Ввиду наличия коррозионно-активной среды расчет срока службы технологического трубопровода выполнен по формуле Д.8 приложения Д, ГОСТ 32388-2013.

$$T_r = \frac{s - c_1 - s_R}{V_c},$$

где s и s_R - принятая и расчетная толщины стенки элемента;

Взам. инв. №	Расчет срока службы технологического трубопровода выполнен в соответствии с приложением Д ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».						Лист
	Ввиду наличия коррозионно-активной среды расчет срока службы технологического трубопровода выполнен по формуле Д.8 приложения Д, ГОСТ 32388-2013.						
Инв. № подл.	2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH						13
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

C_1 - прибавка на утончение стенки;

V_c - скорость коррозии, мм/год.

Исходные данные и результаты расчета приведены в Таблица 8.4.1.1.

Назначенный ресурс трубопроводов 20 лет в соответствии с Приложением Д ГОСТ 32388-2013. По окончании срока назначенного ресурса трубопроводов, эксплуатация трубопровода должна быть прекращена для оценки его остаточной прочности.

Согласно техническим условиям ОТГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», необходимо предусмотреть нормативный срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет, в связи с этим, для строительства выкидных и нефтегазосборного трубопроводов рекомендуются трубы:

- для надземных участков трубопроводов - трубы с толщиной стенки 6,0 мм без покрытия и с толщиной стенки 5,0 мм с внутренним эпоксидным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками;

- для подземных участков трубопроводов - трубы с толщиной стенки 5,0 мм с наружным и внутренним защитным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

8.4.2 Характеристика технологических трубопроводов

Строительство надземных участков выкидных трубопроводов до отключающих задвижек на приустьевых площадках скважин предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х6 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 без покрытия с увеличенной толщиной стенки, на участках после отключающих задвижек на приустьевых площадках предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с внутренним эпоксидным покрытием с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство подземных участков выкидных трубопроводов предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Все стальные трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- химический состав;
- прочностные свойства стали;
- ударная вязкость КСU основного металла и металла сварного шва для труб с толщиной стенки 5 мм и более при температуре минус 60°C (не ниже КСU=30 Дж/см², КСV=20 Дж/см²);
- сведения о гидроиспытаниях, проведенных на заводе-изготовителе.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист	
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH	14

Требования к механическим свойствам и химическому составу материала стальных труб приведены в Таблица 8.4.2.1, Таблица 8.4.2.2.

Таблица 8.4.2.1 – Механические свойства основного металла труб

Класс прочности	Временное сопротивление σ_B МПа (кгс/мм ²)	Предел текучести, σ_T МПа (кгс/мм ²)	Относительное удлинение, δ_5 , %
	не менее		
К42	412 (42)	245 (25)	21

Таблица 8.4.2.2 – Химический состав основного металла труб

Класс прочности	Массовая доля элементов, не более, %							
	C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Cu
К42	0,17-0,24	0,17-0,37	0,35-0,65	<0.0 4	<0.0 35	<0, 25	<0, 30	<0, 30

Основные характеристики применяемых стальных труб по ГОСТ 8732-78:

- предельные отклонения по наружному диаметру - $\pm 1,25$ %;
- предельные отклонения по толщине стенки - $+12,5\%$; -15% ;
- предельные отклонения по внутреннему диаметру не должны превышать предельных отклонений по наружному диаметру;
- допускаемое отклонение по торцам - $\pm 1,5$ мм;
- неразрушающий контроль (основной металл) - УЗК поверхности на сплошность;
- овальность торцов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1 % от номинального наружного диаметра;
- кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна труб не должна превышать 0,2 % от длины трубы.

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы), ГОСТ 17376-2001 (тройники) с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием. Материал – сталь 20. Для установки защитных втулок CPS на концах деталей трубопроводов привариваются катушки длиной 100 мм для трубопроводов $\varnothing 89$.

Наружная изоляция подземных деталей трубопроводов предусматривается термоусаживающимися материалами «ТИАЛ-Л». Наружная изоляция подземных сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М80». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Прокладка технологических трубопроводов принята надземно на несгораемых опорах в соответствии с п. 10.1.5 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» и подземно в соответствии с п. 30 «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444. Расстояние между осями трубопроводов и расстояние от трубопровода до строительных конструкций принято в соответствии с требованиями п. 10.1.9 ГОСТ 32569-2013.

На приустьевых площадках трубопроводы прокладываются надземно с уклоном не менее 0,002, что обеспечивает возможность опорожнения трубопроводов при остановке.

Надземные участки трубопроводов электрически изолированы от опор. Общее сопротивление изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре. При монтаже между трубопроводами и хомутовыми опорами прокладываются изолирующие прокладки из паронита.

Строительство трубопровода подачи деэмульгатора предусмотрено из нержавеющей трубки внутренним диаметром 4 мм, защищенной от механических повреждений двумя слоями оплетки из стальной проволоки, входящего в комплект поставки УБПР. Трубопровод подачи деэмульгатора прокладывается надземно на опорах из уголка 30x30x4 по ГОСТ 8509-93 на высоте 0,5 м от поверхности земли.

Для продувки, пропарки и промывки горячим теплоносителем трубопроводов на кустовых площадках в обвязке устьевой арматуры предусмотрен патрубок, который можно использовать в качестве воздушника.

Для надземных участков трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Гарантируемый срок службы лакокрасочного покрытия – не менее 5 лет. Рекомендуемое покрытие - двухупаковочная полиуретановая эмаль "ФЕРРА-УР-720» в 1 слой (1x60 мкм) по слою двухкомпонентной эпоксидной грунт-эмали "ФЕРРА-ЭП-018" в 1 слой (1x100 мкм).

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается в виду их малой протяженности.

Для обеспечения удобства и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов на кусте скважин, а также для возможности проведения ремонтных работ, технологические трубопроводы на кусте скважин прокладываются подземно (согласно СП 231.1311500.2015, п. 6.3.1, 6.3.23, п. 10.1.32 ГОСТ 32569-2013, п. 30 «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444).

При подземной прокладке выкидных трубопроводов $\varnothing 89$ расстояние между ними в свету следует принимать не менее 0,4 м, расстояние между

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

16

окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды. Освобождение от воды предусмотрено через специальные обвязочные узлы-коверы, конструкция которых приведена в томе 5 2021/354/ДС124-PD-POS.

Для технологических трубопроводов, согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.5, выполняется дополнительное пневматическое испытание на герметичность давлением, равным рабочему, с определением падения давления не более 0,2 % в час, в течение 24 час.

Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность приведены в Таблица 8.4.2.4

Таблица 8.4.2.4 - Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и дополнительного испытания на герметичность

Трубопровод	Расчетное давление, МПа	Испытательное давление, МПа		Время выдержки, мин	Дополнительное испытание на герметичность, МПа	Допустимое падение давления, МПа/час	Время выдержки, час
		На прочность	На плотность				
Выкидные трубопроводы, нефтегазосборный трубопровод	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0080	24
Трубопровод подачи деэмульгатора	10,0	14,3	10,0	Не менее 30	10,0	0,0080	24

Объем контроля сварных соединений радиографическим методом (от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного стыка) согласно ГОСТ 32569-2013 п.12.3.5:

- для трубопроводов I категории – 20%;

Согласно паспортным данным заводов-изготовителей, срок службы запорной арматуры – не менее 30 лет. Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от минус 40 до +150;
- температура окружающей среды, °С - от минус 40 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;

Материал задвижек принят согласно типовому альбому индивидуальных параметров арматуры категории №1 (Задвижки стальные для промышленных и технологических трубопроводов), утвержденному Вице-президентом ПАО «ЛУКОЙЛ» по добыче нефти и газа в России С.А. Кочкуровым 27.08.2021 г.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Монтаж, контроль сварных соединений и испытания трубопроводов выполнить согласно требованиям следующих нормативных документов:

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №534 от 15.12.2020;
- [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- Федеральными нормами и правилами «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденными приказом Ростехнадзора РФ №444 от 21.12.2021 г.

9 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов

Вспомогательное оборудование в технологическом процессе не участвует. Грузоподъемное оборудование и транспортные средства приведены в томе 5.3 (2021/354/ДС124-PD-POS3).

10 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, сооружениям на опасном производственном объекте

Требования, предъявляемые к технологическому оборудованию, соответствуют федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации технологических установок, а также для предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- учитывая климатические условия, все материалы приняты климатического исполнения (УХЛ1);
- предусмотрены молниезащита и заземление трубопроводов и технологического оборудования;
- проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не могут для них представлять серьёзной опасности;
- в соответствии с заданием на проектирование для технологических трубопроводов принят расчётный срок эксплуатации, соответствующий 25 годам;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

19

- толщина стенки технологических трубопроводов определена путём проведения расчёта на прочность;
- все технологические трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность;
- технологические трубопроводы всех категорий, помимо обычных испытаний на прочность и плотность, подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания;
- прокладка технологических трубопроводов обеспечивает наименьшую протяжённость коммуникаций, исключает провисание и образование застойных зон;
- фланцевые соединения на технологических трубопроводах предусмотрены только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам;
- размещение технологического оборудования и трубопроводной арматуры на открытых площадках обеспечивает удобство и безопасность эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ и выполнения оперативных мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций;
- размещение технологического оборудования и трубопроводов на наружных установках выполнено с учётом возможности проведения визуального контроля над состоянием трубопроводов, выполнения работ по обслуживанию, ремонту и замене.

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

Всё технологическое оборудование, применяемое в проектной документации, изготовлено в соответствии с техническими требованиями и опросными листами.

Обязательным условием для всех заводов-изготовителей технологического оборудования, которое оговорено в этих документах, является наличие сертификатов соответствия.

Всё оборудование, поставляемое на площадки скважин, комплектуется необходимой технической документацией: заводским паспортом на оборудование, инструкцией завода-изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу оборудования, технологическими и монтажными схемами.

Импортное оборудование дополнительно имеет следующую документацию:

- сертификат о происхождении оборудования, заверенный Торгово-промышленной палатой страны происхождения оборудования;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

20

- российский сертификат соответствия по системе ГОСТ Р;
- техническое описание оборудования, подтверждающее таможенный код;

- счёт-фактуру на полную стоимость блока.

В обязанность Поставщика оборудования входит получение необходимых сертификатов, Росстандарта, Госпожнадзора, Роспотребнадзора, разрешения Ростехнадзора на применение изделия.

Поставка оборудования заказчику сопровождается пакетом документации на оборудование, в состав которой входят:

- паспорт;
- инструкция (руководство) по эксплуатации и техническому обслуживанию;

- декларация о соответствии требованиям технических регламентов ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» по схеме 5д либо сертификат соответствия требованиям технических регламентов ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» по эквивалентной схеме;

- разрешение на применение.

Трубы и материалы имеют паспорта и сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного и дистанционного контроля параметров процесса, средствами предупредительной и аварийной сигнализации, автоматического регулирования, блокировок (защит), дистанционного управления.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение глубинно-насосного оборудования добывающих скважин при падении давления ниже 0,3 МПа или повышении давления свыше 4,0 МПа в проектируемой системе нефтесбора от скважин. Работа оборудования автоматизации обеспечивается в круглосуточном режиме

Для насосного оборудования предусмотрено выполнение следующих основных функций:

- местное включение и отключение насоса;
- контроль за силой тока электродвигателя и напряжением сети;
- автоматическое защитное отключение электродвигателя:
 - а) при обрыве, перекосе фаз;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

21

- а) при перегрузке по току;
- б) при недогрузке по току;
- в) при токах короткого замыкания;
- г) при поступлении сигнала о понижении ниже допустимого или превышении давления в начале выкидной линии;
 - автоматическое включение электродвигателя при восстановлении напряжения сети после его отсутствия через установленное время задержки самозапуска;
 - возможность настройки на месте эксплуатации защиты от перегрузки и недогрузки электродвигателя по току и выбора рабочей зоны по напряжению сети;
 - световая сигнализация об аварийной остановке насоса;
 - подключение внешних переносных потребителей.

Объем автоматизации и телемеханизации по каждому объекту рассматривается отдельно и подробно приведен в томе 4.3.6 (2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS6).

Закладные детали для приборов, устанавливаемых непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, предусматриваются и учитываются в технологической части проекта.

Контроль состояния трубопровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление.

13 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов, выбросы в атмосферу, сточные воды

АСПО относятся к III классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 и «Федеральным классификационным каталогом отходов», утвержденным Министерством природных ресурсов РФ 2.12.2002. Нефтеотходы собираются в инвентарные поддоны и вывозятся автотранспортом на специализированное предприятие, где подлежат утилизации.

Выбросы в атмосферу возможны через неплотности фланцевых соединений. Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в Разделе 7 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Сточными водами являются ливневые стоки с приустьевых площадок.

Количество и способы утилизации ливневых стоков приведены в Разделе 4, часть 3 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подразделе «Система водоотведения».

Максимальные приземные концентрации, создаваемые выбросами загрязняющих веществ на расчетной площадке указаны в Разделе 7 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

14 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технических регламентов, мероприятия по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду

Настоящей проектной документацией рассмотрены вопросы по обеспечению техники безопасности производства, мероприятия, направленные на снижение степени риска предприятия, по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Безопасные условия труда обеспечиваются соблюдением проектных решений, а также требований действующих нормативных документов Российской Федерации, правил техники безопасности и пожарной безопасности.

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил техники безопасности, охраны труда и снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса: соединение труб между собой осуществляется на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию, исключаются прямые выбросы вредных веществ в атмосферу и открытые сбросы загрязняющих стоков как в рабочем, так и в аварийном режимах работы оборудования;

- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое рабочее;

- установленная запорная арматуры обеспечивает надежное отключение каждого агрегата или технологического аппарата от технологического процесса;

- запорная арматура оснащена указателями положений «Открыто», «Закрыто»;

- арматура и трубопроводы приняты в соответствии с рабочими параметрами и свойствами транспортируемой среды и климатическими условиями работы;

- на кратковременно работающих пропарочных, продувочных вентилях, имеющих открытый выход в атмосферу, устанавливаются стационарные межфланцевые заглушки, что исключает утечку жидкости и газа при нарушении герметичности запорной арматуры;

- принятая повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной, обеспечивает необходимый расчетный срок службы трубопровода;

- повышенное давление испытания трубопроводов;

- подземные трубопроводы приняты с заводским внутренним и наружным противокоррозионным покрытием;

- противокоррозионная защита сварных стыков промышленных трубопроводов;

- предусмотренное проектной документацией заводское оборудование и арматура имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH

Лист

23

- предусматривается система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций, которая включает в себя следующие операции:

- а) пооперационный контроль;
- б) внешний осмотр и измерения;
- в) радиографический (ультразвуковой) контроль;
- г) механические испытания;
- д) гидравлические испытания.

- неразрушающему контролю подвергаются наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы, количество контролируемых стыков определено в соответствии с категорией трубопровода;

- контроль сварных соединений радиографическим (ультразвуковым) методом производится после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями;

- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов относительно друг друга принято с учетом требований действующих норм и правил;

- размещение оборудования на открытых канализованных площадках;

- устройство подъездов ко всем технологическим площадкам для производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;

- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения; первичные средства пожаротушения рекомендуется разместить по согласованию с органами местной пожарной охраны непосредственно на площадках, огнетушители на зимний период необходимо переносить в отапливаемое помещение; первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них и с учетом положений, изложенных в «Правилах противопожарного режима в Российской Федерации». Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов;

- оснащение объектов знаками безопасности;

- защита от проявлений статического электричества предусматривается установкой электроперемычек на задвижках и фланцевых соединениях на трубопроводах для отвода потенциала статического электричества в землю через защитное заземление и устройство молниезащиты; заземляющее устройство, используемое для заземления, удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к заземлению: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т. д. в течение всего периода эксплуатации;

- контроль рабочей среды во время периодического осмотра и обслуживания при производстве ремонтных работ осуществляется переносными газоанализаторами;

- периодический контроль состояния изоляционного покрытия

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH	24

17 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов приведено в томе 10.3 (2021/354/ДС124-PD-РТА) «Мероприятия по противодействию террористическим актам».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH			26

18 Список литературы

- Постановление Правительства Российской Федерации N 87 от 16.02.2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 15 июля 2021 года);
- [ГОСТ Р 21.1101-2013](#) «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- Федеральный закон [№ 116-ФЗ от 21.07.1997](#) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон [№ 384-ФЗ от 30.12.2009](#) «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон [№123 -ФЗ от 22.07.2008](#) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральные нормы и правила (ФНиП) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г.;
- [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, утв. Приказом Ростехнадзора №444 от 21.12.2021 г.
- Правила по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» утв. Приказом Минтруда России от 11.12.2020 № 883н;
- [СП 45.13330. 2017](#) «Земляные сооружения. Основания и фундаменты. Актуализированная редакция [СНиП 3.02.01-87](#)».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH			27

Таблица регистрации изменений

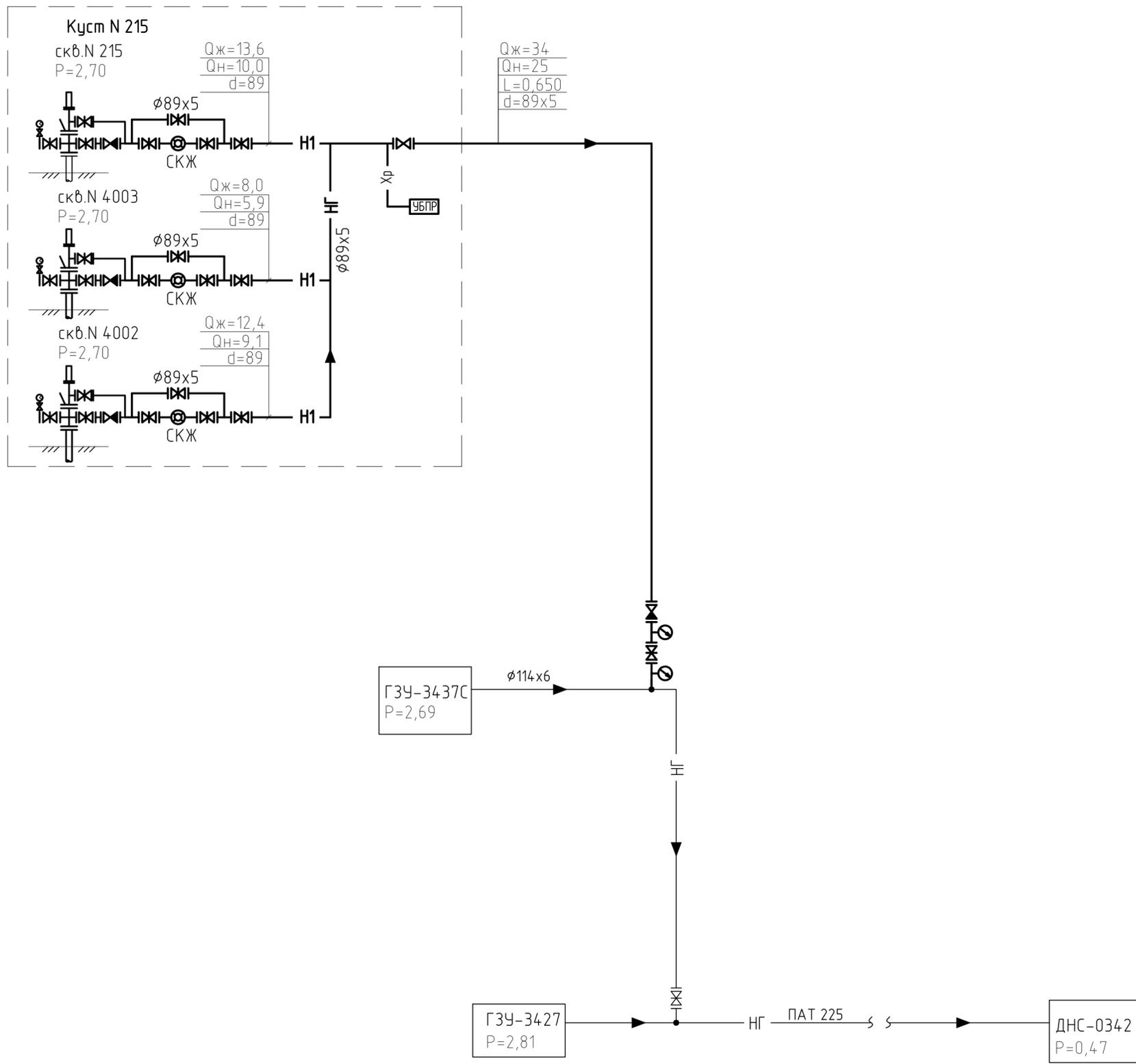
Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.TCH	Лист
								28
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
	<u>Проектируемые:</u>			
	Скважина №4-003	1	способ эксплуатации - ШГН	
	Скважина №4-002	1	способ эксплуатации - ШГН	
	Скважина №215	1	способ эксплуатации - ШГН	
УБПР	Устьевой блок подачи реагента	1		
	<u>Существующие:</u>			
ГЗУ	Групповая замерная установка			
ДНС	Дожимная насосная станция			



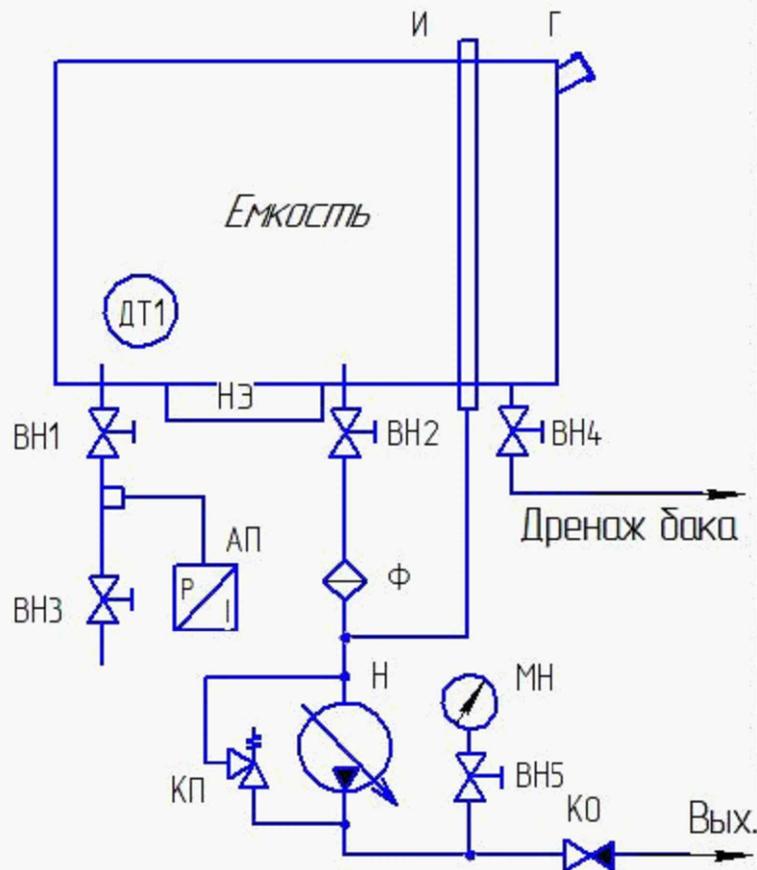
Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	<u>Проектируемые:</u>
— Н1 —	Выкидной трубопровод
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод
— Хр —	Трубопровод хим. реагента
⊙	Манометр
⌘	Запорная арматура
⌚	Клапан обратный поворотный
⊕	Счетчик жидкости
	<u>Существующие:</u>
— Н1 —	Выкидной трубопровод
- - НГ - -	Нефтегазосборный трубопровод
⌘	Запорная арматура

Ключ к схеме:
 Qж - Расход жидкости, куб.м/сут
 Qн - Расход нефти, т/сут
 L - Длина участка, км
 d - диаметр трубопровода, мм

2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS4.GCH					
Строительство и устройство скважин Московьинского месторождения (модуль 165)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Одегова			0124
Проверил		Сивкова			0124
Нач. отд.		Сивкова			0124
Н. контроль		Сивкова			0124
Принципиальная технологическая схема системы сбора				Стадия	Лист
				п	1
				Листов	
				1	
				НПИ ОНГМ	

Инд. № подл.	Взам. инв. №
10568-1-Н-017	
Подп. и дата	



И – визуальный уровнемер
ВН1-ВН4 – кран шаровой
ВН5 – клапан
Ф – фильтр
Н – насос-дозатор
МН – манометр электроконтактный
АП – аналоговый преобразователь
 (датчик измерения статического уровня)
Г – горловина заливная с фильтром
 и дыхательным отверстием
КО – клапан обратный
ДТ1 – датчик температуры
КП – клапан предохранительный
НЭ – нагреватель электрический

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Одегова			01.24
Проверил		Сивкова			01.24
Гл. спец.		Одегова			01.24
Нач. отд.		Сивкова			01.24
Н. контроль		Сивкова			01.24

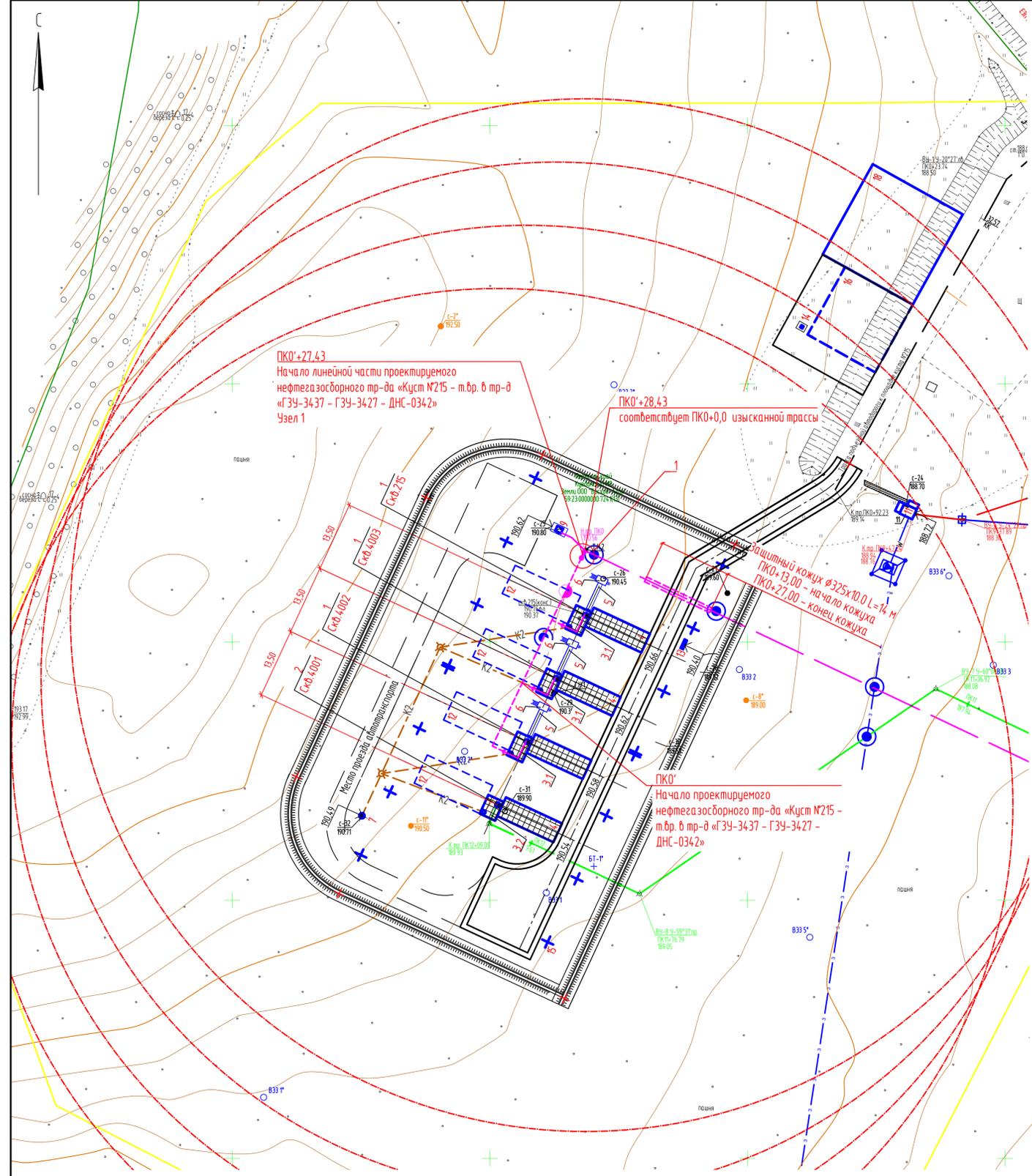
2021/354/ДС124-PD.ILO.IOS4.GCH

Строительство и обустройство скважин Москудьинского месторождения (модуль 165)

Стадия	Лист	Листов
П	2	

Принципиальная схема УБПР

НПИ ОНГМ



Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Устье добывающей скважины - 3 шт.	
2	Устье нагнетательной скважины - 1 шт.	
3.1	Приустевая площадка добывающей скважины - 3 шт.	
3.2	Приустевая площадка нагнетательной скважины - 1 шт.	
4	Площадка под ремонтный агрегат - 4 шт.	
5	Фундамент под станок - качалку	
6	Площадка обслуживания станка-качалки	
7	Канализационный колодец для сбора дождевых и талых вод	
7.1	Канализационный колодец для приема дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвалования	
7.2	Емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвалования V=40 м3	
8	Номер не использован	
9	Устьевой блок подачи реагента	
10	Номер не использован	
11	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	

Экспликация оборудования и площадок

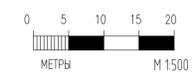
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
12	Площадка для установки передвижных приемных мостков	
13	Место для размещения щитов пожарных (ЩП-В)	
14	Площадка под размещение контейнера для отходов	
15	Место установки якорей ветровой оттяжки ремонтного агрегата	
16	Площадка для размещения бригады КРС	
17	Номер не использован	
18	Площадка для стоянки пожарной техники	

Условные графические обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
Проектируемые:	
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в траншее, в трубе
	- на низких опорах
	Выкidyные трубопроводы
	Хр Трубопровод химреагента
	К2 Канализация дождевая
	Колодец с гидрозатвором
	В12 Водовод нагнетательный
	КА Кабель КИП и А
	W Кабель силовой
	СС Кабель связи
	Линия заземления, заземлители
	3 Кабель электрохимзащиты
	6 Контактное устройство
	6 ВЛ 6кВ

Система координат МСК-59
 Система высот Балтийская 1977г.
 Горизонталы проведены через 0,5 метров
 Изыскания выполнены в мае 2023г.
 Условные обозначения по инженерно-геологическим изысканиям приведены на чертеже 2021/354/ДС124-ИГИ-Г.1

2021/354/ДС124-PD-IL0.IOS4.GCH				
Строительство и обустройство скважин Московьинского месторождения (модуль 165)				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
Разработал	Оборова		0124	
Проверил	Сидкова		0124	
Нач. отд.	Сидкова		0124	
Н. контроль	Сидкова		0124	
Площадка куста №215. Обустройство. План выкidyных и нефтегазосборного трубопроводов				3
НПИ ОНГМ				Формат А1



Имя, И.П.Ф. Вак. шиф. И. Подп. и дата. 05/08/24 14:00