

**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 объектов обустройства скважины №256
Дубравинского месторождения»**

Проектная документация

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

**Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений.**

**Книга 3 Технологические решения. Система сбора и транспорта
нефти и газа**

2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3

Том 4.3.3

Договор №

2021/354/ДС25

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2023

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 объектов обустройства скважины №256
Дубравинского месторождения»

Проектная документация

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

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.

Книга 3 Технологические решения. Система сбора и транспорта
нефти и газа

2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3

Том 4.3.3

Договор №

2021/354/ДС25

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

О.Н. Чистяков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2023

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.S	Содержание тома 4.3.3	2
2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Текстовая часть	
2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.GCH	Графическая часть	
2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.GCH-01	Принципиальная технологическая схема	

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.S			
Разраб.		Марфицин				СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Марфицин					П	1	1
Нач.отд.							НПИ ОНГМ»		
Н.контр.		Марфицин							
ГИП		Чистяков							

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3-SP

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

						2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3 -PD-SP			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.	Чистяков					СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Закиров						П	1	1
Нач.отд.							НПИ ОНГМ		
Н.контр.	Закиров								
ГИП									

16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе..... 29

17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 30

18 Список литературы 32

Таблица регистрации изменений 34

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

						2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
							2
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

1 Основание для разработки проектной документации. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

Основанием для разработки проектной документации является средне-срочная инвестиционная программа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022–2024 гг.

Задание на проектирование утверждено Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П.Пивоваром от 20.01.2022г.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями ФЗ №384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

Идентификация объекта в соответствии со статьей 4 ФЗ-384 «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений»:

1. Назначение (ОК 029-2014): добыча сырой нефти и нефтяного попутного газа (п.06.10.1);

2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность:

- фонд скважин;
- система промысловых трубопроводов;
- объекты инженерного обеспечения.

3. Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений на территории исследуемого участка, являются пучинистость грунтов (описание приведено в томе ИГИ-Т).

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство скважины №256 Дубравинского месторождения, сбор и транспорт нефти с данной скважины.

Объем добычи с проектируемой скважины принят согласно заданию на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:

- добыча жидкости – 15,7 м³/сут.;
- добыча нефти – 10,0 т/сут.;

Сбор и транспорт нефти предусматривается по однетрубной герметизированной схеме, принятой исходя из существующей ситуации на месторождении.

Температура транспорта продукции нефтяной скважины в зимнее время принята +5°C, в летнее время – +15°C, исходя из опыта эксплуатации месторождений.

Число рабочих дней в году для системы сбора и транспорта нефти и газа Дубравинского месторождения принято 365 сут. Режим работы – непрерывный, круглосуточный.

Продукция добывающей скважины под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по выкидному трубопроводу поступает на

Взам. инв. №						
Подл. и дата						
Инв. № подл.						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Лист 3
2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH						

проектируемую замерную установку (в связи с высоким газовым фактором на пласт Мл – 197,3 м³/т запроектирован БИУС на 1 подключение), и далее, после замера дебита, по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу транспортируется до точки врезки в существующий нефтепровод «КППОУ «Мосино» – ДНС-0111».

В соответствии с заданием на проектирование предусматривается один способ обустройства скважины - погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40.

Для предотвращения асфальто-парафинистых отложений (АСПО) в стволах скважины, оборудованной ШГН, предусмотрены штанги с полиамидными скребками и штанговращатель.

Для очистки от АСПО полости трубопровода Ø89х5,0мм предусмотрены устройства пуска III-УПП-1-80-4,0-УХЛ1-Ф и, соответственно, устройство приема очистных устройств III-УПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф.

Дренаж жидкости с устройств пуска-приема и групповой замерной установки осуществляется в проектируемые подземные дренажные емкости ДЕ объемом 5 м³ и 8 м³ без насоса.

В дальнейшем, при увеличении обводненности и, соответственно, вязкости нефти по отдельному проекту будет заложен УБПР, в настоящем проекте УБПР не предусматривается.

Проектные решения по технике и технологии добычи нефти соответствуют технологической схеме разработки месторождения.

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

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

- электроэнергия для насосного оборудования и других электроприемников. Расчет потребления электроэнергии приведен в разделе 5, подраздел 1 «Система электроснабжения».

- деэмульгатор для снижения вязкости водонефтяной эмульсии;

- горячая вода для промывки выкидного трубопровода от АСПО. Количество горячей воды для промывки выкидного трубопровода от АСПО определено, исходя из протяженности трубопровода и опыта эксплуатации трубопроводов. Ориентировочно для промывки потребуется 6 м³ горячей воды в год. Горячую воду доставляют в специализированных цистернах с ДНС-0120, ЦДНГ №1.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

Для учета электроэнергии, потребляемой электроприемниками проектируемого объекта, питающая КТП укомплектована счетчиком типа ПСЧ-4ТМ.

4 Описание источников поступления сырья и материалов

Промышленно-нефтеносным является пласт Мл.

Физико-химические свойства и состав нефти и попутного газа приведены в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Физико-химические свойства и состав разгазированной нефти Дубравинского месторождения

Показатель	Единица измерения	Значение
		Скв.№256
Плотность, при 20°C	кг/м ³	811
Газосодержание	м ³ /т	197,3
Вязкость кинематическая	мм ² /с	
при 20°C		2,15
при 50°C		1,21
- серы		0,46
- смол силикагелевых		3,0
- асфальтенов		0,16
- парафина		2,7
Температура застывания нефти	°C	-13,2 - -9,4
Температура плавления парафина	°C	58,1

Таблица 4.2 – Физико-химические свойства и состав газа Дубравинского месторождения

Показатель	Единица измерения	Значение
		Скв.№ 256
Состав:	% об.	
- сероводород		менее 0,001
- двуокись углерода		0,22
- азот+редкие		9,72
в т.ч. гелий		0,01
- метан		41,57
- этан		21,12
- пропан		15,15
- изобутан		3,39
- норм. бутан		5,41
- изопентан		1,71

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- норм. пентан		1,19
- гексаны		0,51
Плотность газа в стандартных условиях	кг/м ³	1,27
Плотность газа относительная (по воздуху)	доли ед.	1,058

Газ относится к тяжелым.

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

В настоящей проектной документации не регламентируются качественные характеристики продукции.

6 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования

В соответствии с заданием на проектирование запроектирован один вариант обустройства скважины - погружным штанговым насосом (ШГН).

Разработка конструкторской и технической документации на оборудование и устройства заводского изготовления настоящей проектной документацией не предусматривается.

Принимается стандартное исполнение оборудования.

Технологическое оборудование по качеству изготовления соответствует требованиям нормативных документов, технической документации, а так же "ТР ТС 010/2011. Технический регламент Таможенного союза. О безопасности машин и оборудования", "ТР ТС 012/2011. Технический регламент Таможенного союза. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", "ТР ТС 016/2011. Технический регламент Таможенного союза. О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе", "ТР ТС 032/2013. Технический регламент Таможенного союза. О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением". При невозможности проведения испытаний в полном объеме до установки оборудования на месте эксплуатации, используется схема 5д.

Все технологическое оборудование имеет разрешительную документацию в соответствии со ст. 7 Федерального закона №116-ФЗ (с изм.), а также сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности, сертификаты соответствия требованиям пожарной безопасности, декларации соответствия на оборудование, подлежащее сертификации и декларированию соответствия требованиям пожарной безопасности. На все технологическое оборудование заводами – изготовителями будут предоставлены паспорта установленной формы согласно российским нормам и правилам.

Пропускная способность, расчетные параметры и материальное исполнение оборудования обеспечивают ведение нормального технологического процесса.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
							6

Технологическое оборудование по надежности и конструктивным особенностям выбрано с учетом физико-химических свойств перемещаемых продуктов и параметров технологического процесса, а также с учетом климатических условий.

Выбор оборудования осуществлен, исходя из задания на проектирование, дебитов скважин, климатических условий, а также категории наружных установок «Ан» по пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009.

Состав проектируемых технологических сооружений приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Состав проектируемых технологических сооружений

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
скважина №256				
1	Привод ШГН добывающей скважины	шт.	1	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	КУ-65х14-1.08 К1 Шифр - АУШГНК-17-65/65-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-3Д-КВ/2/3х16-КОТ-СУС-УХЛ-ЭК146	шт.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 65мм; Рабочее давление 14,0МПа
3	Нефтегазосборный трубопровод	км.	0,42	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
4	Замерная установка (БИУС)	компл.	1	Замерная установка на 1 подключение Р=4,0 МПа
5	Емкость дренажная	компл.	1	V=8 м ³

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

											Лист
											7
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH					

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
6	Емкость дренажная	компл.	1	V=5 м ³
7	Устройство пуска очистных устройств	компл.	1	Ш-УПП-1-80-4,0-ХЛ-Ф
8	Устройство приема очистных устройств	компл.	1	Ш-УПП-2-80-4,0-ХЛ-Ф

Предусматривается применение привода штангового скважинного насоса 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 – 2,5м;
- номинальный крутящий момент на выходном вале редуктора – не менее 22 кНм;
- передаточное число редуктора – 37;
- количество качаний балансира – 4,7 в минуту.

Двигатель: АИР200М8.

Мощность, 22 кВт.:

Номинальная частота вращения, : 735 об/мин.

Электрооборудование станка-качалки принято в пожарозащищенном исполнении IP54 (согласно ст.22 п.1 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ). Взрывозащищенное исполнение электрооборудования станка-качалки не предусмотрено, так как оно размещается на расстоянии не менее 3 м от устьевой арматуры и фланцевых соединений в обвязке скважин (согласно ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, приложение 5).

Настройка станка-качалки производится с помощью комплекта сменных шкивов и установки числа качаний после определения фактических параметров скважин.

Проектом предусмотрен автоматический останов станка-качалки при превышении и понижении давления в трубопроводе (порыв трубопровода, защита оборудования обвязки скважин от превышения давления в системе), а также защиты двигателя станка-качалки (повышение, понижение напряжения, короткое замыкание и т.п.).

Обустройство устья скважины при способе ШГН предусмотрено комплектом устьевого оборудования типа КУ-65х14-1.08 К1 (шифр - АУШГНК-17-65/65-14-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-ЗД-КВ/2/3х16-КОТ-СУС-УХЛ-ЭК146). Техническая характеристика комплекта устьевого оборудования:

- диаметр условного прохода ствола – 65 мм;
- диаметр условного прохода в боковых отводах – 65 мм;
- рабочее давление – 14 МПа;

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

											Лист
											8
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH					

- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°С);
- температура скважинной среды – до +120°С;
- стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846-89 – К1;
- срок службы – не менее 15 лет;
- способ подвешивания скважинного трубопровода – в переводнике трубной головки НКТ73 ГОСТ 633-80;
- тип соединения в комплекте устьевого оборудования – фланцевое по ГОСТ 28919;
- присоединительная резьба Обс.146 по ГОСТ 632-80.

Для предотвращения АСПО в ГНО проектируемой скважины при способе эксплуатации ШГН предусматриваются штанговращатели и штанги с полиамидными скребками, а также профилактические тепловые обработки.

Для замера дебита добывающей скважины предусмотрена замерная установка ЗУ (БИУС), в блочном исполнении полной заводской готовности и состоящая из двух блоков: технологического и аппаратурного. Взрывоопасные зоны и их классы для помещения технологического блока 2, категории взрывоопасных смесей –ПА, группа взрывоопасных смесей – ТЗ.

Техническая характеристика замерной установки:

- количество подключаемых скважин – 1;
- пропускная способность по жидкости – до 15,7 м³/сут;
- рабочее давление – до 4,0 МПа;
- температура скважинной среды – до +80°С;
- погрешность измерения – ±2,5%;
- напряжение питания – 380 В, II категория надежности электроснабжения.

В составе ЗУ предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация.

Размещение ЗУ на выполнено с учетом противопожарных разрывов. ЗУ разработана заводом-изготовителем в соответствии с опросными листами. Блоки выполнены с учетом габаритов основного технологического оборудования, мест ввода инженерных сетей, проходов для осмотра и обслуживания оборудования. Технологический и аппаратурный блоки ЗУ – утепленные, с металлическим каркасом, с негорючим теплоизоляционным материалом. Степень огнестойкости помещений – IV; класс конструктивной пожарной опасности – С0 согласно федеральному закону РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Технологический блок имеет освещение, отопление, принудительную вытяжную вентиляцию, оконный и дверной проемы. Аппаратурный блок имеет освещение, отопление, естественную вентиляцию, дверной проем шириной 0,8м и высотой 1,9м.

Отопление и вентиляция технологического и аппаратурного блоков предусматривается с целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий в рабочей зоне помещений и обеспечения требований норм техники безопасности.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.							Лист
									9
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Отопление технологического и аппаратурного блоков – электрическое, рассчитанное на автоматическое поддержание температуры внутреннего воздуха в пределах +5°C...+15°C. Нагревательные приборы в технологическом блоке – электропечи во взрывозащищенном исполнении ОВЭ-4, в аппаратурном блоке – электропечи ПЭТ-4.

Вентиляция технологического блока – естественная вытяжная из верхней зоны через дефлектор, рассчитанная на однократный воздухообмен и вытяжная механическая периодического действия, рассчитанная на 8-ми кратный воздухообмен. Включение периодической вентиляции – автоматическое, от газосигнализатора, при достижении 10% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП) и ручное от кнопки у входной двери снаружи здания. Приток – естественный неорганизованный. Вентоборудование механической системы – во взрывозащищенном исполнении. Отключение системы при пожаре – централизованное.

Вентиляция аппаратурного блока – естественная однократная, через жалюзийные решетки в стенах.

В технологическом блоке ЗУ предусматривается автоматическая пожарная сигнализация, контролируются параметры загазованности.

В технологическом блоке ЗУ, в соответствии с СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» предусматривается разряд зрительных работ IVг (200лк) для шкалы приборов, VIIIв (50лк) – основное освещение; в аппаратурном блоке - IVг (200лк).

Для слива жидкости из ЗУ при ремонтных работах и приема жидкости, сбрасываемой с предохранительного клапана ЗУ, предусматривается дренажная емкость.

Техническая характеристика емкости:

- тип емкости – емкость подземная горизонтальная дренажная ЕП 8-2000-1300-2, без теплообменного устройства (подогревателя), без насоса;
- объем – 8 м³;
- давление расчетное – 0,07 МПа;
- температура среды – до +40°C;
- внутренний диаметр – 2,0 м;
- высота горловин – 1,3 м;
- марка стали – 16ГС-6;
- минимальная температура эксплуатации – минус 60°C.

Дренажная емкость предусматривается без термообработки, с внутренним антикоррозионным покрытием из лакокрасочных материалов. Покрытие должно быть нанесено не менее чем в 2 слоя на предварительно очищенную поверхность по технологии разработчика лакокрасочного материала. Толщина антикоррозионного покрытия должна составлять 300÷500 мкм. Количество слоев и толщина покрытия принимаются в зависимости от выбранного материала. Антикоррозионное покрытие должно иметь гарантированный срок службы в сырой нефти с температурой +40°C не менее 10 лет.

Опорожнение дренажной емкости производится с помощью автоцистерны (АКН10) Урал-4320, 10м³. Автоцистерна предназначена для перевозки

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

нефтепродуктов и оборудована насосом для откачки жидкости. Глубина всасывания насоса не менее 4,5м.

На приустьевой площадке запроектировано канализование дождевых стоков. Стоки отводятся в канализационную емкость с последующим вывозом на очистные сооружения УППН.

На трубопроводе от скважины №256 проектом предусматривается установка камер пуска-приёма очистных и диагностических устройств. Тип камеры пуска Ш-УПП-1-80-4,0-ХЛ1, тип камеры приема Ш-УПП-2-80-4,0-ХЛ1. Устройства удобны в эксплуатации. Позволяют открыть затвор и обеспечить доступ во внутреннюю полость для установки очистного поршня. В качестве очистных устройств применяются полиуретановые шары или торпеды.

Сбор стоков с устройств пуска/приема при проведении операций по очистке трубопроводов осуществляется в проектируемые дренажные емкости $V=5\text{м}^3$.

Техническая характеристика дренажной емкости:

- тип емкости – емкость подземная горизонтальная дренажная ЕП 5-1600-1700-2, без теплообменного устройства (подогревателя), без насоса;
- объем – 5 м^3 ;
- давление расчетное – 0,07 МПа;
- температура среды – до $+40^\circ\text{C}$;
- внутренний диаметр – 2,0 м;
- высота горловин – 1,7 м;
- марка стали – 16ГС-6;
- минимальная температура эксплуатации – минус 40°C .

Дренажная емкость предусматривается без термообработки, с внутренним антикоррозионным покрытием из лакокрасочных материалов. Покрытие наносится не менее чем в 2 слоя на предварительно очищенную стальную поверхность по технологии разработчика лакокрасочного материала. Толщина антикоррозионного покрытия принята в пределах $300\div 500\text{ мкм}$. Количество слоев и толщина покрытия принимаются в зависимости от выбранного материала. Антикоррозионное покрытие имеет гарантированный срок службы в сырой нефти с температурой $+40^\circ\text{C}$ не менее 30 лет. Для защиты от почвенной коррозии для наружной поверхности подземной дренажной емкости предусматривается антикоррозионная мастичная битумно-полимерная изоляция усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

Дренажная емкость оборудуется дыхательным клапаном типа КДМ-ОТР-150/100-УХЛ со встроенным огнепреградителем, устанавливаемом на стояке высотой 5 м.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, $^\circ\text{C}$ - от $+5$ до $+130$ (при пропарке);
- температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$ - от минус 60 до $+40$;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30.
- климатическое исполнение – ХЛ.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Задвижки предусматриваются с ручным управлением.

Принципиальная схема приведена на рис.1.

Для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевая площадка скважины предусматривается с бордюром и ливневой канализацией. В процессе эксплуатации утечки нефти отсутствуют. Возможны утечки нефти при ремонтных работах и техническом обслуживании. Для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные передвижные поддоны, которыми оснащаются ремонтные бригады. Появление нефтепродуктов взрывоопасной концентрации в канализационном колодце и емкости возможно в аварийном режиме.

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 СТП 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.

На приустьевой площадке запроектировано канализование дождевых стоков. Стоки отводятся в канализационную емкость. При наполнении емкости для сбора дождевых и талых вод дождевые воды откачиваются спецавтотехникой и вывозятся на УППН, откуда перекачиваются для отделения от нефти и очистки на очистных сооружениях, с последующим использованием в системе ППД.

Размещение зданий и сооружений на площадке скважины выполнено с учетом их функционального, технологического назначения, взрывопожарной и пожарной опасности. Расстояние от устья скважины до КТП составляет не менее 60 м.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH							12
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 6.2 – Характеристика проектируемых объектов по пожарной и взрывопожарной опасности

Перечень зданий, сооружений и наружных установок	Классификация веществ и материалов по пожарной опасности по № 123-ФЗ	Категория зданий и сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002
Добывающая скважина	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	2	IIА-ТЗ
Технологический блок установки измерительной (БИУС)	Нефть - ЛВЖ	А (повышенная взрывопожароопасность)	2	IIА-ТЗ
Аппаратурный блок установки измерительной (БИУС)	Материалы - НГ	Д (пониженная пожароопасность)	-	-
Дренажная емкость	Нефть – ЛВЖ	АН	1	IIА-ТЗ
Выкидной трубопровод	Нефть – ЛВЖ	-	2*	IIА-ТЗ
Нефтегазосборный трубопровод	Нефть – ЛВЖ	-	2	IIА-ТЗ
Устройство пуска очистных устройств	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	2	IIА-ТЗ

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

13

Перечень зданий, сооружений и наружных установок	Классификация веществ и материалов по пожарной опасности по № 123-ФЗ	Категория зданий и сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002
Устройство приема очистных устройств	Нефть – ЛВЖ	АН (повышенная взрывопожароопасность)	2	IIА-Т3

* Примечание – трубопровод с высоким качеством сварки не рассматривается как источник утечки. Зоны в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений относятся к взрывоопасным.

Размеры взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей:

- открытые пространства вокруг фонтанных арматур, от запорной арматуры и фланцевых соединений – 3 м.

- открытые пространства вокруг окончания труб, отводящих попутные газы, и отверстий для выпуска газов (паров) из закрытых технических устройств (относится к дыхательному стояку дренажной емкости) – 5 м.

Электрооборудование, устанавливаемое во взрывоопасных зонах имеет вид взрывозащиты - Взрывонепроницаемая оболочка (группа – IIА, температурный класс – Т3, Маркировка по взрывозащите – 1ExdIIАТ3).

Технологические трубопроводы

В состав технологических трубопроводов входят:

- выкидные трубопроводы обвязки скважины до ЗУ;
- нефтегазосборный трубопровод от ЗУ до отключающей задвижки на камере пуска очистных и диагностических устройств;
- дренажные трубопроводы;
- трубопровод откачки из дренажной емкости;
- дыхательный трубопровод дренажной емкости и АГЗУ.

Технологические трубопроводы запроектированы в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Строительство надземных участков трубопровода на площадке добывающей скважины №256 и камер пуска-приёма очистных и диагностических устройств до отключающей задвижки запроектировано из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х6мм по ГОСТ 8732-78, с термообработкой, с

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

											Лист
											14
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH					

ударной вязкостью не менее 29,4 (на образцах КСУ) Дж/см², 19,61 (на образцах КСВ) Дж/см², при -40° С, с гидротестированием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы, материал сталь В20 (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74.

Строительство выкидного трубопровода и нефтегазосборного трубопровода, в соответствии с унифицированным сортаментом труб для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», принято из труб стальных бесшовных Ø89х5,0мм соответственно, по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием :

- для надземных участков приняты трубы с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS;

- для подземных участков приняты трубы с заводским наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

Наружное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки, адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1)).

Внутреннее покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

Толщина стенки фасонных частей трубопроводов по ГОСТ 17376-2001 (тройники) и ГОСТ 17378-2001 (переходы) соответствует толщине стенки присоединяемого трубопровода. Материал – сталь 20.

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

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается ввиду их малой протяженности.

Надземная прокладка трубопроводов запроектирована на регулируемых по высоте опорах.

В соответствии с унифицированным сортаментом труб для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» строительство дренажного, дыхательных трубопроводов дренажной емкости и ЗУ, трубопровода откачки из дренажной емкости, выкидных трубопроводов обвязки скважин предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89х6мм, 114х6мм, 325х6 по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74, без внутреннего покрытия.

Выкидной и нефтегазосборный трубопроводы и трубопровод ингибитора в пределах приустьевой площадки скважины и на участке подключения к ЗУ и камер пуска-приёма очистных и диагностических устройств размещены надземно, на

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

							2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			15

опорах с уклоном не менее 0,002 в сторону скважины и ЗУ соответственно. Далее в пределах обвалования скважины и ЗУ трубопроводы размещены подземно.

Расстояние от трубопроводов до строительных конструкций и расстояние между осями смежных трубопроводов принимается в соответствии с требованиями п.10.1.9 ГОСТ 32569-2013.

Материал труб принят с учетом коррозионной агрессивности продукта, протяженности, диаметра, параметров (давление, температура) трубопровода.

Для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры запроектирована 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:

- акрилуретановая грунтовка «Полурен АК 103 УФ» - 2x80 мкм.

Рекомендуемый производитель – ООО «Чернушинский завод лаки и краски».

Для подземных участков дренажного трубопровода предусмотрена наружная изоляция лентой термоусаживающейся «ТИАЛ-Л». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Дренажный трубопровод сброса нефтеводогазовой смеси с ЗУ предусмотрен подземным, с уклоном 0,003 в сторону дренажной емкости (согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.4). Дыхательный и трубопровод откачки из дренажной емкости предусмотрены надземными, с уклонами 0,003 в сторону дренажной емкости.

Глубина заложения выкидного трубопровода, нефтегазосборного трубопровода и дренажных трубопроводов в пределах обвалования куста скважин, согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34, принята не менее 0,6м до верха образующей трубы; в местах пересечения с подземными и надземными коммуникациями расстояние в свету между трубопроводами выдержано не менее 0,35м, между трубопроводом и кабелем – не менее 0,5м. Пересечения предусматриваются под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля.

Давление на устье обустраиваемой скважины №256, согласно гидравлическому расчету, составляет 1,093 МПа.

Расчетное давление выкидных трубопроводов и участка нефтегазосборного трубопровода от ЗУ до отключающей задвижки на камере пуска очистных и диагностических устройств, согласно ГОСТ 32569-2013 п.4.6, принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования (давление настройки предохранительного клапана ЗУ).

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее давление выкидных трубопроводов и участка нефтегазосборного трубопровода от ЗУ до отключающей

Изнв. № подл.	
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

						2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		16

задвиги на камере пуска очистных и диагностических устройств принято 4,0 МПа.

Рабочее давление для дренажных трубопроводов принято 0,3 МПа.

Рабочее давление для трубопровода откачки из дренажной емкости принято 0,3 МПа.

Категории технологических трубопроводов определены согласно ГОСТ 32569-2013 п.5.1 и указаны в таблице 6..

Таблица 6.3 – Категории технологических трубопроводов

№ пп	Наименование трубопровода	Параметры		Группа (класс)	Категория	Обозначение документа
		Давление расчетное, Мпа	Температура, °С			
1	Выкидной трубопровод	4,0	5...15	А(б)	I	ГОСТ 32569-2013
2	Участок нефтегазосборного трубопровода от ЗУ до отключающей задвиги на камере пуска очистных и диагностических устройств	4,0	5...15	А(б)	I	
3	Дренажные трубопроводы	0,3	5...15	Б(а)	II	
4	Трубопровод откачки из дренажной емкости	0,3	5...15	Б(б)	III	
5	Дыхательный трубопровод дренажной емкости и ЗУ	Атм.	5...15	Б(а)	II	

Испытание на прочность выполняется гидравлическим способом давлением $1,43 \cdot P_{расч} = 5,72$ МПа, испытание на плотность проводится при расчетном давлении.

Давление в трубопроводе при испытании увеличивается до значения около 50% от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10% от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система выдерживается при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин, затем давление уменьшается до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения подвергаются тщательному визуальному осмотру. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не выявлены разрывы, видимые деформации, падение давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружены течи и запотевания.

Для всех технологических трубопроводов выполняется дополнительное пневматическое испытание на герметичность давлением, равным рабочему, с определением падения давления (не более 0,2% в час), в соответствии с п.13.3 ГОСТ 32569-2013.

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

										Лист
										17
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH				

Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность и дополнительного испытания на герметичность приведены в таблице 6.44.

Таблица 6.4 - 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	Требуемое количество воды, мЗ
		На прочность	На плотность					
Дренажные и дыхательные трубопроводы	0,3	0,43	0,3	Не менее 30	0,3	0,0006	24	см. раздел «Проект организации строительства».
Трубопровод откачки из дренажной емкости	0,3	0,43	0,3	Не менее 30	0,3	0,0006	24	
Выкидной трубопровод	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0040	24	
Участок нефтегазосборного трубопровода от ЗУ до отключающей задвижки на камере пуска очистных и диагностических устройств	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0040	24	

*Испытательное давление принято в соответствии с техническими условиями ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры 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. Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от минус 40 до +80;
- температура окружающей среды, °С - от минус 40 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 1,6; 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
							18

Дыхательный трубопровод дренажной емкости, согласно ГОСТ 32569-2013 п.13.1.15, испытаниям не подвергается.

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%;
- для трубопроводов II категории – 10%;
- для трубопроводов III категории – 2%.

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов выполнен в соответствии с п.9.5 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» и ГОСТ 32388-2013 «Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Толщина стенки технологического трубопровода 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.

P – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа. $P=1,6; 4,0$ 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 $R_{o,z}=245$ МПа ;

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

Для дальнейшего расчета принимается минимальное значение

Номинальную толщину стенки технологического трубопровода s определяем из условий (5.7) и (5.9) ГОСТ 32388-2013

$$s \geq s_R + C1 + C2,$$

где $C2$ – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, принимается равной 2 мм (при принятой скорости коррозии

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

0,08 мм/год (см. приложение к ПЗ2) и сроке службы технологических трубопроводов 20 лет в соответствии с Приложением Д ГОСТ 32388-2013);

C1 – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям (табл. 3 ГОСТ 8732-78) и составляет 15 % от номинальной толщины стенки.

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.

Согласно выполненному расчету и с учетом требования п.Д3 ГОСТ 32388-2013 назначенный ресурс технологических трубопроводов принят не более 20 лет.

Результаты расчета толщины стенки представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2- Результаты расчета толщины стенки и ресурса технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Характеристика рекомендуемых труб										
	ГОСТ, марка стали	Предел текучести $R_{уп}$, МПа	Временное сопротивление R_1 , МПа	Максимальное рабочее давление $R_{раб}$, МПа	Расчетное давление, $R_{расч}$, МПа	Наружный диаметр d_c , мм	Расчетная толщина стенки s_R , мм Принимаем по наименьшей отбраковочной толщине стенки трубы.	Номинальная толщина стенки s , мм	Принятая толщина стенки, мм	Принятый диаметр D_u , мм	Назначенный ресурс, лет
Выкидной и нефтегазосборный трубопровод	ГОСТ 8732-78, сталь В20 ГОСТ 8731-74	245	412	1,12	4,0	89	1,08 Принимаем 2,0	4,5	6	80	20

Согласно техническим условиям ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 12.05.2021г, необходимо предусмотреть нормативный срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет, в связи с этим, для строительства выкидного трубопровода рекомендуются трубы:

- для надземных участков трубопровода на площадках предусматривается из стальных бесшовных труб 89х6 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74.

- для остальных подземных участков технологических трубопроводов - трубы с толщиной стенки 5,0 мм с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок.

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

											Лист
											20
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH					

Расчет срока службы технологических трубопроводов

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, s_R - номинальная и расчетная толщины стенки элемента;

c_1 - прибавка на утонение стенки;

V_c - скорость коррозии, мм/год.

Исходные данные:

- номинальная толщина стенки трубопровода – 5 мм;
- расчетная толщина стенки трубопровода (с учетом отбраковочной толщины по табл. 5.6 ГОСТ 32388-2013) – 2,5 мм;
- прибавка на утонение стенки – 0,8 мм;
- скорость коррозии – 0,08 мм/год.

$$T_r = \frac{s - c_1 - s_R}{V_c} = 21,25 \text{ лет}$$

Проектный назначенный срок службы трубопровода принимается не более 20 лет в соответствии с Приложением Д ГОСТ 32388- 2013.

7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в томе «Проект организации строительства».

Изнв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист	
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.	Дата

8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах для объектов производственного назначения

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

- генеральный план объекта выполнен с соблюдением противопожарных разрывов между сооружениями в соответствии со СП18.13330.2011;
- технологическое оборудование выбрано в соответствии с заданными технологическими параметрами, что уменьшает вероятность образования взрывоопасных смесей;
- применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления, как более надёжного в эксплуатации;
- учитывая климатические условия, всё оборудование и арматура 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;
- толщина стенки технологических трубопроводов определена путём проведения расчёта на прочность;
- всё технологическое оборудование и 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 площадке 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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

22

контроля над состоянием трубопроводов, выполнения работ по обслуживанию, ремонту и замене.

Изн. № подл.							2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
Подл. и дата								23
Взам. инв. №								
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

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

В соответствии с п.5 статьи 1 технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» машины и оборудование, применяемые на опасных производственных объектах, подлежат оценке соответствия требованиям данного технического регламента.

Оценка соответствия требованиям технического регламента проводится в форме подтверждения соответствия и в форме государственного контроля (надзора). Подтверждение соответствия машин и оборудования требованиям данного технического регламента осуществляется в форме:

- декларирования соответствия на основании собственных доказательств по схеме 5д.
- сертификации, аккредитованным органом по сертификации, по эквивалентным схемам.

Перечень объектов технического регулирования, подлежащих подтверждению соответствия требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» в форме сертификации или декларирования соответствия, приводится в приложении № 3 к данному регламенту.

По решению заявителя вместо декларирования о соответствии по схеме 5д в отношении машин и оборудования, может быть проведена сертификация по схемам сертификации эквивалентным схемам декларирования соответствия, предусмотренным для машин и оборудования данным техническим регламентом.

Требования к оборудованию на опасных производственных объектах приведены в опросных листах на оборудование. С учетом требований опросного листа предприятие-изготовитель разрабатывает конструкторскую документацию. Чертежи общего вида оборудования согласовываются с заказчиком и проектной организацией до начала изготовления. Изготовление оборудования выполняется предприятием-изготовителем с соблюдением требований нормативно-технической документации на конкретные виды оборудования (ТУ, ОСТ, ГОСТ). В процессе изготовления осуществляется контроль качества соответствующими службами предприятия-изготовителя и с участием представителей заказчика. Поставка оборудования заказчику сопровождается пакетом документации на оборудование, в состав которой должны входить:

- паспорт;
- инструкция (руководство) по эксплуатации и техническому обслуживанию;
- сертификат соответствия или Декларация о соответствии требованиям Технических регламентов Таможенного союза: ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

В соответствии с требованием Федерального закона от 21.07.1997 года №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» все оборудование и технические устройства подлежат обязательной сертификации на соответствие требованиям промышленной безопасности.

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.

Импортированное оборудование дополнительно имеет следующую документацию:

- сертификат о происхождении оборудования, заверенный Торгово-промышленной палатой страны происхождения оборудования;
- российский сертификат соответствия по системе ГОСТ Р;
- техническое описание оборудования, подтверждающее таможенный ход;
- счёт-фактуру на полную стоимость блока.

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

Трубопроводная арматура, трубы и материалы имеют паспорта и сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащённости

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащённости приведены в томе ТКР4.

Изнв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									25
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемых объектов приведен в томе ТКР4.

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.

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;
 - 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 выкидного трубопровода;
- 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 разделе автоматизации.

Изм. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
								26
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

обеспечивает необходимый расчетный срок службы трубопровода;

- повышенное давление испытания трубопровода;
- подземный трубопровод принят с заводским наружным противокоррозионным покрытием;
- противокоррозионная защита сварных стыков трубопровода;
- предусмотренная проектной документацией арматура имеет сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности;
- предусматривается система неразрушающего контроля сварных соединений стального трубопровода 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 трубопровода принято с учетом требований действующих норм и правил;

- оснащение объекта знаками безопасности;

- защита от проявлений статического электричества предусматривается установкой электроперемычек на задвижке 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 трубопровода существующими методами диагностирования, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта (по утвержденному графику);

- при монтаже трубопровода осуществляется входной контроль качества материалов, деталей трубопровода и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям и другой технической документации, а также операционный контроль качества выполненных работ; по результатам оформляется акт с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий и материалов;

- изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки, указанные в

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									28
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

документации, передаются в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения;

- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ: процессе строительства не допускаются отклонения от проектной документации, при обнаружении отступлений от проекта, порядка и качества выполнения работ, заказчик обязан приостановить строительно-монтажные работы и дать необходимые указания исполнителям работ (подрядчику) об исправлении обнаруженных дефектов.

15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Проектной документацией предусмотрено, что временное накопление отходов, образующихся в процессе эксплуатации проектируемых сооружений, не осуществляется. Вывоз отходов производится по мере образования.

Проектной документацией предусмотрены следующие способы обращения с отходами, образующимися в процессе эксплуатации проектируемых сооружений:

- асфальтосмолопарафиновые отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования передаются ООО «Природа-Пермь»;

- ленты конвейерные, приводные ремни, утратившие потребительские свойства, незагрязненные; отходы прочих изделий из вулканизированной резины незагрязненные в смеси передаются ООО «Внешнее благоустройство» «Полигон ТБО».

Объектом размещения отходов в период эксплуатации ООО «Внешнее благоустройство» «Полигон ТБО», в Государственном реестре объектов размещения отходов (ГРОРО) №59-00081-ХЗ-00758-281114 (Приказ Росприроднадзора №758 от 28.11.2014 г. «О включении объектов размещения отходов в ГРОРО»).

Количество и состав отходов при эксплуатации оборудования и трубопроводов приведены в разделе 7 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», Часть 1 «Мероприятия по охране окружающей среды на период обустройства и эксплуатации месторождения».

16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе

Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе, приведены в томе 4.4 PD-ILO.EE4.

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

						2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		29

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

Класс взрывоопасных зон и категории технологических наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности определены, соответственно, по «Правилам устройства электроустановок». Глава 7.3 (седьмое издание) и по СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» и приведены в томе 8 (21z1601-PD-PB).

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

С целью снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- технологическое оборудование принято в полной заводской готовности как наиболее надежное;
- устройство металлических поддонов с бортиками по периметру площадок с технологическим оборудованием для сбора проливов нефти при эксплуатации и текущем ремонте;
- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;
- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- повышенное давление испытания трубопроводов;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- молниезащита оборудования;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- применение электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH							30
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- обязательный контроль за качеством выполнения строительно-монтажных работ.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

18 Список литературы

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон № 125-ФЗ от 24.07.1998 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;
4. Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
5. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»;
6. СП 48.13330.2019 «Свод правил. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;
7. ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;
8. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
9. Правила по охране труда в строительстве, утвержденные приказом Минтруда РФ №883н от 11.12.2020 г.
10. СП 52.13330.2016 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение»;
11. Федеральные нормы и правила «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора РФ №534 от 15.12.2020г.;
12. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
13. ГОСТ 12.1.007-76* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
14. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной опасности»;
15. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ №970н от 09.12.2009 «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»;
16. ВСН 005-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация»;
17. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
18. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
19. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

20. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;

21. СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;

22. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» (М., 2007 г.);

23. Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;

24. «Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», М., ВНИИОЭНГ, 1987г;

25. «Методика проведения специальной оценки условий труда, Классификатор вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению», утв. Приказом Минтруда России от 24.01.2014 N 33н.

26. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 №503 «Порядок проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».

27. Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях, утверждено приказом Министерства труда и социального развития РФ от 20 апреля 2022 года N 223н.

28. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH				
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	

Таблица регистрации изменений

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

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

2021/354/ДС25-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

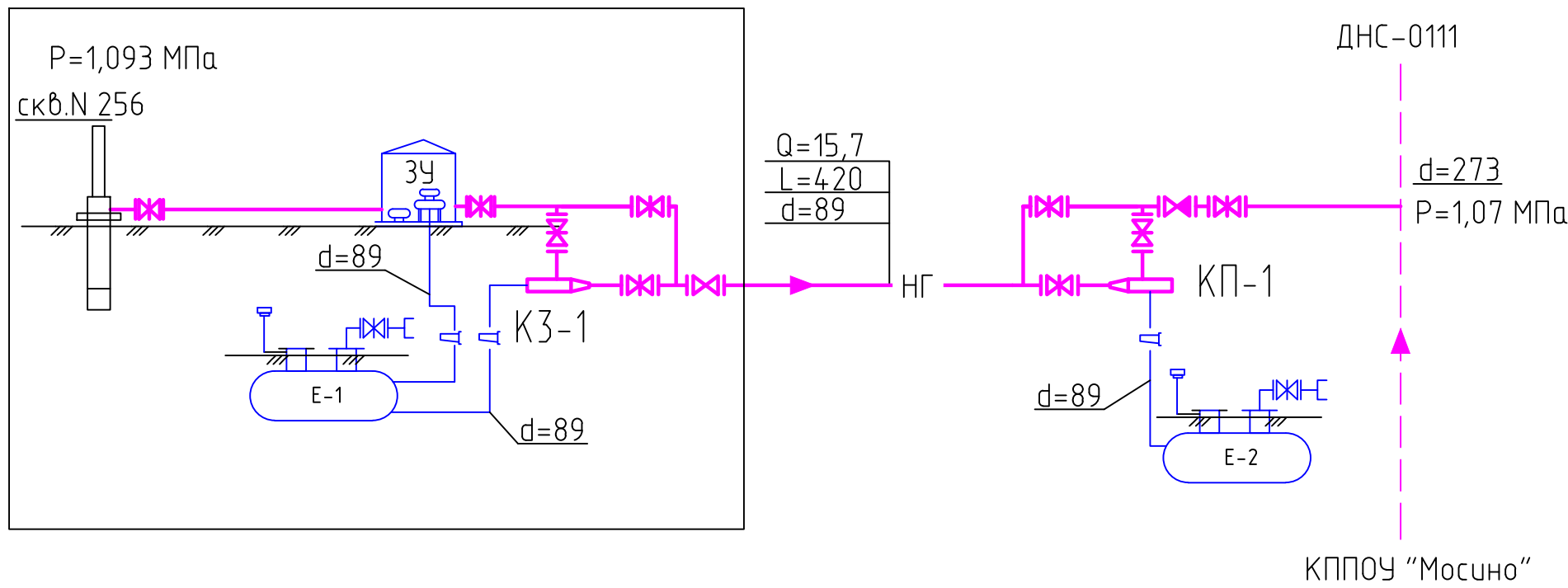
34

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	<u>Проектируемые:</u>
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Трубопровод дренажа
	Клапан обратный поворотный
	Запорная арматура
	<u>Существующие:</u>
	Нефтепровод

Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
	<u>Проектируемые:</u>			
	Скважина №256	1	способ эксплуатации - ШГН	
ГЗУ	Групповая замерная установка	1		
Е-1	Дренажная емкость V=8м ³	1		
Е-2	Дренажная емкость V=5м ³	1		
КЗ-1	Устройство пуска	1		
КП-1	Устройство приема	1		



Ключ к схеме:
 Q – Расход жидкости, куб.м/сут
 L – Длина участка, м
 d – диаметр трубопровода, мм

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

2021/354/ДС25-PD-IL0.IOS3						
Строительство объектов обустройства скважины № 256 Дубрабинского месторождения						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разработал		Ладыгина			04.22	
Проверил		Марфицин			04.22	
Нач. отд.		Сивкова			04.22	
Н. контроль		Сивкова			04.22	
				Стадия	Лист	Листов
				ПД	1	1
Принципиальная технологическая схема				НПИ ОНГМ		