

Министерство образования и науки 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 Москудьяинского
месторождения (модуль 165)»**

Проектная документация

**Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения**

Часть 1 Технологические решения

Книга 1 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2021/354/ДС124-PD-TKR1

Том 3.1.1

Договор №

2021/354/ДС124

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2023

Министерство образования и науки 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 Москудьинского
месторождения (модуль 165)»**

Проектная документация

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения

Часть 1 Технологические решения

Книга 1 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2021/354/ДС124-PD-TKR1

Том 3.1.1

Договор №

2021/354/ДС124

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

А.И. Митюков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2023

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

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях района строительства

В административном положении район работ расположен на территории Куединского муниципального округа Пермского края, на землях ЦДНГ-3 Москудынского месторождения. На землях ООО «Восход-Агро», ООО «Лукойл-ПЕРМЬ», неразграниченных землях государственной собственности в границах Куединского муниципального округа в кадастровом квартале 59:23:1061002.

Ближайшие населенные пункты: Узяр, Ошья.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь - Екатеринбург», «Кукуштан-Чайковский», «Оса – Чернушка», «Чернушка - Куеда», «Куеда – Ошья», далее по промысловым и проселочным дорогам.

Местность в районе работ спокойная. Углы наклона поверхности не превышают 2°.

В геоморфологическом отношении район работ находится в Восточно-Европейской стране, в Волго-Камской провинции низменных и возвышенных равнин и ярусных возвышенностей в районе Верхнекамской и Бельско-Камской ярусно-увалистых эрозионных возвышенностей, на водораздельном пространстве рек Узяр и Малый Узяр.

На данном участке изысканий объекты гидрографии отсутствуют.

Естественная поверхность в районе работ подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов, автодорог.

В геологическом строении изысканной территории по результатам бурения инженерно-геологических скважин до глубины 4,0-12,0м и по материалам изысканий прошлых лет принимают участие четвертичные техногенные, делювиальные и отложения пермской системы.

С поверхности практически повсеместно развит почвенно-растительный слой, с корнями деревьев и без них. Мощность 0,2м.

Четвертичная система (Q)

Техногенные грунты (tQ)

Техногенные грунты вскрыты на участках пересечения проектируемыми трассами автодорог, обваловок.

Суглинок коричневый легкий пылеватый твердый. Встречен с поверхности и на глубине 0.25м под гравийной подсыпкой по трассе высоконапорного водовода «ШНС-22-скв.3081» до скв.4001 на кусте №215 (ПК0+30.8-ПК0+34.8, ПК5+32.2-ПК5+43.4), по трассе ВЛ – 6кВ на куст № 215 (ПК3+39.6-ПК3+52). Мощность – 1,1-1,2м.

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH					Лист
					2

2 Сведения об особых природно-климатических условиях строительства

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на территории исследуемого участка следует отметить сезонное пучение грунтов.

Пучинистость грунтов – это явление возникает в местах неглубокого залегания грунтовых вод. Сооружения, подвергающиеся сезонному промерзанию-протаиванию должны проектироваться с учетом морозного пучения грунтов, заключающегося в том, что влажные тонкодисперсные грунты при промерзании способны деформироваться – увеличиваться в объеме. При последующем оттаивании в этих грунтах происходит обратный процесс, сопровождающийся их разуплотнением, осадкой. Морозное пучение выражается в неравномерном поднятии промерзающего грунта.

По степени морозной пучинистости в пределах глубины промерзания, согласно лабораторным исследованиям (приложение Е, Ж) и табл. Б.24 ГОСТ 25100-2020, техногенные грунты: суглинки твердые (ИГЭ-1) являются слабопучинистыми (относительная деформация пучения ϵ_{fh} – 0,013 д.е.), глины твердые (ИГЭ-2) - слабопучинистыми (относительная деформация пучения ϵ_{fh} – 0,013-0,016 д.е.) грунтами.

Нормативная глубина промерзания глин, суглинков под оголенной от снега поверхностью составляет 1.62 м, крупнообломочных грунтов – 2.40 м.

По подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II, участок работ относится к III неподтопляемой области, к III-A району (неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин), к III-A-1 участку (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем) по подтопляемости территории.

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карты ОСР-2015-В (СП 14.13330), район расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений интенсивности сейсмических воздействий, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 лет.

Согласно приложению Г СП 47.13330.2016, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий - II (средней сложности).

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках

На основании данных бурения, результатов полевых и лабораторных исследований, с учетом материалов изысканий прошлых лет [42], в геолого-литологическом разрезе района работ, согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020, выделено 3 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH

ИГЭ-1 – Техногенный грунт: суглинок (tQ);

ИГЭ-2 – Глина легкая пылеватая твердая, полутвердая (dQ);

ИГЭ-3 – Алевролит очень низкой прочности, средней плотности, сильновыветрелый, размягчаемый (P).

Нормативные и расчетные характеристики выделенных инженерно-геологических элементов приведены в Таблица 3.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH	
						5	

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

Изм.	Кол-во	Лист	№ Док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-РД-ТКР1.ТСН

Лист 6

Таблица 3.1 - Таблица нормативных и расчетных значений характеристик выделенных инженерно-геологических элементов (ИГЭ)

№ ИГЭ	Наименование ИГЭ	Нормативные значения характеристик грунтов			Расчетные значения характеристик грунтов											Модуль деформации, МПа	Предел прочности на одноосное сжатие, МПа
		Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, кПа	Угол внутреннего трения, град.	Для расчетов по деформациям						Для расчетов по несущей способности						
					Показатель текучести для выбора коэффициентов условий работы	Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, кПа	Угол внутреннего трения, град.	Коэф. К, зависящий от метода опред. расчетных характеристик грунта	Показатель текучести для выбора коэффициентов условий работы	Коэффициент надежности по грунту	Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, кПа	Угол внутреннего трения, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	Техногенный грунт: суглинок (tQ)	2,02	56	21	$\gamma_r=1,006$ $\gamma_c=1,133$ $\gamma_\phi=1,094$	2,01	49	19	1,0	$I_L < 0$	$\gamma_r=1,010$ $\gamma_c=1,266$ $\gamma_\phi=1,181$	2,00	44	18	31,77	-	
2	Глина легкая пылеватая твердая, полутвердая (dQ)	1,90	30	12	$\gamma_r=1,008$ $\gamma_c=1,079$ $\gamma_\phi=1,028$	1,88	28	12	1,0	$0 \leq I_L \leq 0,25$	$\gamma_r=1,013$ $\gamma_c=1,150$ $\gamma_\phi=1,052$	1,87	26	11	16,98	-	
3	Алеврит очень низкой прочности, средней плотности, сильновыветрелый, размягчаемый (P)	2,05	-	-	$\gamma_r=1,003$	2,04	-	-	1,0	-	$\gamma_r=1,004$	2,04	-	-	-	$\frac{1,14}{0,22}$	

Примечания:
1. Нормативные и расчетные значения С, ф, Е грунтов ИГЭ-1 приведены по результатам лабораторных исследований;
2. Нормативные и расчетные значения С, ф грунтов ИГЭ- 2 приведены по результатам лабораторных исследований, значения модуля деформации (Е) – по результатам испытаний грунтов статическими нагрузками – штампами;
3. Значения предела прочности на одноосное сжатие R_c грунтов ИГЭ-3 приведены по данным лабораторных исследований: в числителе – в воздушно-сухом состоянии, в знаменателе – в водонасыщенном состоянии.

4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

Подземные воды на период изысканий (октябрь 2023 года) а также согласно материалам изысканий прошлых лет, инженерно-геологическими скважинами до глубины 4,0-12,0м не встречены.

В процессе строительства и эксплуатации проектируемых сооружений при организованном поверхностном стоке формирование горизонта подземных вод типа «верховодка» маловероятно вследствие геоморфологических условий (поверхностный сток обеспечен).

По подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II, участок работ относится к III неподтопляемой области, к III-A району (неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин), к III-A-1 участку (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем) по подтопляемости территории.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH			7

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

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

Проектная документация на промысловые трубопроводы разработана на основании:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534.

К промысловым трубопроводам относится нефтегазосборный трубопровод с куста №215 на участке от задвижки на выходе с куста до точки подключения к существующему нефтегазосборному трубопроводу «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342».

Среда, транспортируемая по нефтегазосборному трубопроводу «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342» не относится к сероводородосодержащей. Транспортируемый по трубопроводу продукт – нефть с газовым фактором менее 300 м³/т и не содержащая сероводород согласно [ГОСТ Р 55990-2014](#) относится к категории 7

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 нефтегазосборный трубопровод относится к III классу категории Н1.

Категории участков нефтегазосборного трубопровода «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342» приняты в соответствии с таблицей 5 ГОСТ Р 55990-2014 и приведены в Таблица 5.1.

Таблица 5.1 - Категории участков трубопровода

Наименование участков	Категория участков по ГОСТ Р 55990-2014
- узлы линейной запорной арматуры а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним	С
- пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	С
- переходы через автомобильные дороги общего пользования IV и V категории, внутрипромысловые	С

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Наименование участков	Категория участков по ГОСТ Р 55990-2014
автодороги, включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна	

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Сведения о проектной мощности промышленных трубопроводов приведены в Таблица 6.1:

Таблица 6.1 – Проектная мощность линейного объекта

Показатели	Проектная мощность по жидкости, м ³ /сут	Проектная мощность по нефти, т/сут
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342»	34	25

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			9	

7 Показатели и характеристики линейного объекта

7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Транспорт нефти предусматривается по однострубно́й герметизированной схеме.

Принципиальная технологическая схема приведена на листе 2021/354/ДС124-PD-ТКР1.GCH-1.

Продукция обустриваемых добывающих скважин кустовой площадки №215 под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по выкидным трубопроводам поступает на узлы замера с СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках скважин. После замера дебита водонефтегазовая эмульсия с куста по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу направляется до точки врезки в существующий трубопровод для последующего транспорта на ДНС-0342.

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

Температура транспорта водонефтегазовой эмульсии $+5\div+20^{\circ}\text{C}$.

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

Промывка горячей водой или нефтью предусматривается периодически, в зависимости от роста давления в трубопроводах, согласно графику по очистке трубопроводов. Для проведения промывки в обвязке устьев скважин устанавливаются штуцеры с запорным клапаном DN20 PN4,0МПа для ввода горячей жидкости. Горячая жидкость доставляется в автоцистернах с УППН «Гожан». При промывке горячая жидкость закачивается в трубопровод и затем транспортируется вместе с продукцией скважин. Необходимый объем горячей жидкости для промывки трубопроводов составляет 16,5 м³.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-ТКР1.TCH			

Начало, конец, а также протяженность линейной части нефтегазосборного трубопровода указана в Таблица 7.1.

Таблица 7.1 – Протяженность линейной части проектируемых трубопроводов.

Наименование трубопровода	Пикеты по трассе		Протяженность, км
	Начало	Конец	
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342»	Отключающая задвижка на выходе с куста №215	т.врезки в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342»	0,650

7.1.1 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет произведен в программном комплексе «ИСТП».

Исходные данные и результаты гидравлического расчета системы транспорта приведены в томе 1.2 (2021/354/ДС124-PD-PZ2), а так же на листе 2021/354/ДС124-PD-ТКР1.GCH-1.

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора Москудынского месторождения, с учетом 20 % запаса по загрузке, при типоразмере выкидных трубопроводов DN80 и нефтегазосборного трубопровода DN80 расчетные давления на объектах системы сбора Москудынского месторождения не превышают значений максимально разрешенного давления.

Выполнен поверочный расчет по рекомендуемым скоростям движения продукта в трубах согласно п. 6.2.1.9 ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование». По результатам определения скорости потока с учетом проектной мощности линейного объекта расчетное значение скорости не превышает допустимых значений. Расчет диаметров проектируемых линейных трубопроводов приведен в Таблица 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет диаметров проектируемых линейных трубопроводов

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	Наименование трубопровода						Расход		Скорость, м/с		Диаметр
			м ³ /ч	м ³ /с	допусти мая	расчетна я	условный, мм						
			Нефтегазосборный трубопровод «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342»						1,42	0,0004	3,0	0,064	80
Для строительства нефтегазосборных трубопроводов рекомендуется использовать трубу типоразмером DN80.													
												Лист	
2021/354/ДС124-PD-ТКР1.TCH												11	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата								

Расчетное давление нефтегазосборного трубопровода согласно техническим условиям ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования.

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее давление нефтегазосборного трубопровода принято 4,0 МПа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH			12

7.1.2 Расчет толщины стенки

При определении толщины стенки труб определяющей нагрузкой принято внутреннее давление жидкой транспортируемой среды.

При определении толщины стенки труб определяющей нагрузкой принято внутреннее давление жидкой транспортируемой среды.

Толщина стенки труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, выполняется согласно п. 12.2.1 ГОСТ [P 55990-2014](#) и определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений, соответственно, предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб по формуле:

$$t_d = \max\{t_u; t_y\} \text{ (мм)},$$

где t_u – толщина стенки, определяемая по пределу прочности по формуле:

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} p D}{2 R_u};$$

t_y – толщина стенки, определяемая по пределу текучести по формуле:

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} p D}{2 R_y},$$

где R_u - расчетное сопротивление материала трубы по прочности, МПа;

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \gamma_n} \sigma_u$$

R_y - расчетное сопротивление материала трубы по текучести, МПа

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \gamma_n} \sigma_y$$

Добавка к толщине стенки на общую коррозию не учитывается, поскольку предусматриваются трубы с внутренним и наружным противокоррозионным покрытием.

Согласно федеральному закону №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», статья 16, п. 4, учитываются возможные отклонения геометрических параметров от их номинальных значений.

Согласно п. 5 Таблице 3 ГОСТ 8732-78 предельное минусовое отклонение по толщине стенки труб при толщине стенки до 15 мм составляет 15%.

Исходные данные для расчета приведены в

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH					
Лист					
13					

Таблица 7.3, результаты расчета приведены в Таблица 7.4.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH		14	

7.1.3 Расчет безопасного ресурса эксплуатации нефтегазосборных и выкидных трубопроводов (линейная часть)

$$\tau = \frac{\delta_n - \delta_{отб} - c_1}{v_{cp}}, \text{ год}$$

где δ_n - номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

$\delta_{отб}$ - отбраковочная толщина стенки, мм;

c_1 – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям. Согласно п. 5 Таблице 3 ГОСТ 8732-78 предельное минусовое отклонение по толщине стенки труб при толщине стенки до 15 мм составляет 15%.

v_{cp} - средняя скорость коррозии. Ориентировочная скорость коррозии на трубопроводах Шумовского месторождения не превышает значение 0,035 мм/год согласно данным «Мониторинга коррозионного состояния промысловых трубопроводов газотранспортной систем, систем сбора и транспорта нефти и поддержания пластового давления ЦДНГ №№1÷12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (см. Том 1.2 2021/354/ДС124-PD-PZ2).

Отбраковочная толщина стенки принимается по большему значению из расчетной толщины стенки (как минимально возможная толщина стенки исходя из условия прочности) и наименьшей толщины стенки промыслового трубопровода, приведенной в таблице 1 Приложения №8 ФНИП №534 от 15.12.2020).

Исходные данные и результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в

Таблица 7.5.

Таблица 7.5 - Исходные данные и результаты расчета ресурса трубопроводов

Участок трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Наружный диаметр Дн, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Минусовой допуск c_1 , мм	Принятая толщина стенки, мм	Ресурс трубопровода, лет
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342»	4,0	89	2,19	20	2,2	0,75	5,0	25,6

Ресурс трубопроводов составляет (лет):

- 89x5 мм – 25,6.

Назначенный срок эксплуатации, согласно ТУ ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», составляет 25 лет.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH						16
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

7.2 Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб

Проектные решения приняты согласно заданию на проектирование, техническим условиям заказчика, требованиям к охране окружающей природной среды и действующим нормам и правилам технологического проектирования.

При выборе типа труб для строительства проектируемых трубопроводов учитывались следующие факторы:

- назначение и тип трубопроводов;
- свойства и рабочие параметры транспортируемой среды;
- сортамент труб и соединительных деталей, выпускаемых отечественными заводами;
- требования действующих нормативных документов.

Строительство линейной части нефтегазосборного трубопровода диаметром 89х5 мм предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных по [ГОСТ 8732-78](#) из стали 20, группа В (класс прочности К42) по [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.

Надземные участки предусматриваются из этих же труб, но без наружной полиэтиленовой изоляции.

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы), ГОСТ 17376-2001 (тройники) и ГОСТ 17378-2001 (переходы) с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, а так же гнутые отводы с радиусомгиба 5Ду с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с подготовкой концов под установку защитных втулок. Материал – сталь 20. Для установки защитных втулок CPS на концах деталей трубопроводов привариваются катушки длиной 100 мм.

Для подземных неизолированных деталей нефтегазосборных трубопроводов предусмотрена изоляция наружной поверхности термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Изоляция наружной поверхности зоны сварных стыков всех подземных стальных трубопроводов предусмотрена манжетами термоусаживающимися «ТИАЛ-М80» по ТУ 2293-007-58210788-2006 в комплекте с замковой пластиной ТИАЛ-ЗП.

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

- химический состав;
- прочностные свойства стали;
- ударная вязкость КСУ основного металла и металла сварного шва для труб с толщиной стенки 6 мм и более при температуре минус 60° С;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- сведения о гидроиспытаниях, проведенных на заводе-изготовителе.

Требования к механическим свойствам и химическому составу материала стальных труб приведены в Таблица 7.6, Таблица 7.7.

Таблица 7.6 – 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 7.7 – 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	<0.04	<0.035	<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.

Срок службы трубопроводов с заводской изоляцией составляет не менее 25 лет.

Сведения о нагрузках, физические характеристики стали труб и коэффициенты надежности по материалу, назначению трубопровода, по нагрузке, принятых для расчета, приведены в расчете толщины стенки труб.

Потребность в трубах, расчетная толщина стенки, характеристика рекомендуемых труб приведены Таблица 7.8.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH

Лист

18

Таблица 7.8 – Характеристика рекомендуемых труб

Наименование трубопровода	Характеристика рекомендуемых труб						Примечание
	ГОСТ, ТУ	Материал	σ_t , МПа	Наружный диаметр, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная толщина стенки, мм	
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №215 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-3437 – ГЗУ-3427 – ДНС-0342»	ГОСТ 8732-78	Сталь 20 (К42)	412 (42)	89	5	2,19	Труба стальная прямошовная $\varnothing 89 \times 5$ по ГОСТ 8732-78 из стали 20, класс прочности К42, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH	Лист 19
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

7.3 Технологическая характеристика линейных объектов. Обеспечение надежности и устойчивости трубопроводов

Прохождение промышленного трубопровода принято в соответствии с техническими условиями ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и актом выбора земельных участков. Трасса трубопроводов принята по оптимальному пути от и до точек врезки в существующую систему сбора нефти.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов установлена охранная зона вдоль трасс выкидных и нефтегазосборных трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Трубопровод прокладывается подземно за исключением узлов задвижек.

Глубина заложения выкидных и нефтегазосборных трубопроводов на линейной части принята исходя из следующих условий:

- при пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м.

Глубина заложения нефтегазосборного трубопровода на остальных участках принята не менее 1,62 м от поверхности земли до верха трубы, прокладываемой в глинах и суглинках, исходя из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта (все трассы нефтегазосборных трубопроводов проходят в пучинистых грунтах) для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Пересечение с существующими подземными коммуникациями предусматривается под углом не менее 60°.

Расстояние от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014:

- до параллельно проложенного проектируемого водовода DN80 не менее 5 м между осями;

- до параллельно проложенных существующих автодорог не менее 10 м до подошвы насыпи;

- до параллельно проложенных проектируемых ВЛ- 6кВ не менее 10 м от крайнего неотклоненного провода;

- до фундаментов опор ВЛ- 6кВ при их взаимном пересечении не менее 5 м.

Переходы трубопроводов через технологические проезды с грунтовым покрытием и существующие автодороги с гравийным покрытием являются опасными участками, переходы осуществляются открытым способом.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Переход через технологический проезд предусмотрен с устройством защитных кожухов из стальных труб $\varnothing 325 \times 10$ мм по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80, сталь 10 группы В. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Для защиты наружного покрытия трубопровода от механических повреждений, при протаскивании в кожухах, применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «Спейсеры». На концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха.

Защита всех кожухов от почвенной коррозии предусматривается антикоррозийной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 17. Структура изоляционного покрытия усиленного типа:

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63», 2 слоя;
- праймер НК-50;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63», 1 слой.

Согласно п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 в точках подключения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов к существующим трубопроводам предусматриваются отключающие задвижки с ручным управлением и обратный клапан на подключаемом трубопроводе. Подключение предусматривается надземным.

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 – 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30.

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

Узлы задвижек размещается в металлическом сетчатом ограждении высотой не менее 2,2 м. Конструкция калиток исключает ударное соприкосновение деталей, что обеспечивает искробезопасность, исключение скопления на них мусора и снега обеспечивается наличием сетчатого ограждения.

Калитка оборудуется надежным запорным устройством. На ограждении закрепляется запрещающий знак «Проход запрещён», указательные надписи, а также предусматривается табличка со схемой узла согласно требованиям СТП 06-016-005-02 «Оснащение производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ» предупредительными знаками безопасности и надписями».

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH

Лист

21

Надземная часть узла врезки предусматривается из стальных труб, с последующим заземлением труб и арматуры.

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 6 лет.

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

Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуждающих токов в местах опусков трубопроводов в землю в начале и конце трассы предусмотрена установка изолирующих устройств.

Обозначение участка нефтепровода на местности предусматривается путем установки указательных знаков в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с указанием всех параметров трубопровода в начале и конце трассы, на углах поворота в горизонтальной плоскости и на переходах трубопровода через автодороги.

Для соединения стальных труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 006-89. Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Все сварные соединения стальных труб подвергаются контролю неразрушающими методами в объеме 100 % радиографическим методом.

Рабочее давление проектируемых трубопроводов принято равным 4,0 МПа.

Промысловый трубопровод после окончания строительства подвергается очистке полости, испытанию на прочность и герметичность.

Для линейных трубопроводов предусматривается гидравлический способ испытания на прочность и герметичность. Очистку внутренней полости нефтепровода - промывку водой и гидравлическое испытание - выполнить в соответствии с требованиями ВСН 011-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание». В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопроводов входят:

- подготовка к испытанию,
- наполнение трубопровода водой,
- подъем давления до испытательного,
- испытание на прочность,
- сброс давления до проектного рабочего,
- проверка на герметичность,
- сброс давления до 0,1-0,2 МПа.

Очистку и гидравлическое испытание трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH

Лист

22

Очистка внутренней полости трубопроводов диаметром до 200 мм предусматривается промывкой водой без пропуска очистного поршня.

Заполнить трубопровод водой в объеме 10-15% объема полости очищаемого трубопровода.

Очистить внутреннюю поверхность трубопровода от грязи водой без пропуска очистного поршня. Скорость потока жидкости при промывке предусмотрена не менее 5 км/час.

Промывка считается законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

Испытание трубопроводов предусматривается гидравлическое согласно ГОСТ Р 55990-2014.

Требования к испытаниям на прочность участков стальных трубопроводов приведены в Таблица 7.9.

Таблица 7.9 – Требования к испытаниям трубопроводов

Тип испытания и характеристика его этапов	Давление испытания в верхней точке, МПа	Продолжительность, ч	Категория участка (по табл.4 ГОСТ Р 55990-2014)	Характеристики участков
	Способ испытаний			
	гидравлический	гидравлический		
1 Испытание в два этапа Первый этап: - после укладки и засыпки или крепления на опорах. Второй этап: - одновременно с испытанием трубопровода	1,25 P _{раб.}	6	С	- узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м; - пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации; - переходы через автомобильные дороги общего пользования IV и V категории, внутрипромысловые автодороги, включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна
	1,25 P _{раб.}	12		

При окончании испытания на прочность давление необходимо снизить до рабочего для проверки на герметичность.

Испытание трубопроводов производить не ранее чем через 24 часа после выполнения сварных работ на нефтепроводе.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH	Лист
									23

Испытание трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода: укладки трубопровода в траншею и его полной засыпки.

На основании ВСН 011-88 п. 3.14 время выдержки под испытательным давлением должно составлять 24 часа.

Давление на герметичность равно рабочему давлению, время выдержки должно составлять не менее 12 часов.

Если при испытательном давлении не произойдет разрыв труб или стыков, а при рабочем давлении не будет обнаружено утечек воды, то трубопровод выдержал гидравлическое испытание на прочность.

Полное вытеснение воды произвести путем закачки воздуха.

Все вышеперечисленное должно уточниться при разработке ППР.

Гидравлическое испытание трубопроводов выполнять по наряд-допуску.

При гидравлическом испытании необходимо выполнять требования п.903 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний установлены опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ: радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода – 75 м, радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода -600 м, обозначены на местности предупредительными знаками.

Испытание трубопроводов на прочность проводить после укладки трубопровода в траншею и его присыпки на высоту не более 2-х диаметров трубы, испытание на герметичность проводить после засыпки трубопровода в траншею не ранее чем 24 часа после засыпки.

Для подачи и слива воды по трассам трубопровода предусмотрена установка задвижек с ковером (см. том 5.3 (2021/354/ДС124-PD-POS3)).

Необходимый объем воды для промывки и гидравлического испытания трубопроводов предусматривается привозной, из существующих водоводов месторождения с УППН «Кокуй».

Необходимый объем воды для гидравлического испытания указан в томе 5.3 (2021/354/ДС124-PD-POS3).

Вода после промывки трубопроводов перекачивается в автомобиль-цистерну и вывозится на очистные сооружения на УППН «Кокуй».

7.4 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

Пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с прогнозируемым максимальным уровнем добычи жидкости и нефти на Осинском месторождении, при этом резервная пропускная способность не предусматривается. Для трубопроводов не предусматривается резервное

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

оборудование, резервные нитки, поскольку обеспечена возможность остановки трубопроводов без создания аварийной ситуации.

7.5 Система диагностики состояния трубопроводов

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопровода обеспечиваются на стадии проектирования путем выбора трасс, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства.

Аттестация состояния и параметров трубопровода осуществляются на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля, и технадзора за качеством строительно-монтажных работ. Эти данные определяют нормативную исходную базу данных для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

Перед пуском трубопроводов в эксплуатацию необходимо провести предпусковую приборную диагностику на потенциально опасных участках трубопроводов согласно п.890 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с целью выявления, идентификации развивающихся дефектов основного металла и сварных швов. В случае выявления дефектных участков провести дополнительный контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским и др.

При ином приборном (наружном) диагностировании технического состояния трубопровода может использоваться ультразвуковая измерительная установка.

Трубопроводы так же должны подвергаться, кроме указанных требований, контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Первая ревизия введенного в эксплуатацию трубопровода проводится не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

Периодичность и объемы проведения последующей ревизии устанавливаются документацией эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет.

Срок последующего контроля уточняется в зависимости от результатов предыдущего контроля.

При ревизии трубопроводов необходимо выполнить:

- визуальное обследование трасс трубопроводов, всех естественных и искусственных преград с привязкой к ПК трассы;
- определение глубины залегания трубопроводов;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее 2 участков на 1 км). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к трубопроводу по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;
- привязку мест неразрушающего контроля к ПК трасс;
- определение технического состояния технических устройств;
- определение диаметра трубопроводов;
- визуальный осмотр наружного защитного покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);
- ультразвуковую толщиномирию стенки трубопроводов;
- определение целостности защитного покрытия в местах контроля;
- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение наличия или отсутствия блуждающих токов;
- определение мест повреждений изоляции;
- обследование участков пересечений трубопроводов с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны;
- определение отбраковочной толщины стенки трубопроводов;
- определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

На основании данных, полученных по результатам ревизии, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии трубопровода. Акт ревизии прикладывается к паспорту трубопровода. В паспорт трубопровода вносится соответствующая запись.

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Перечень требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе, указан в томе 4.4 (2021/354/ДС124-PD-ILO.EE).

9 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Вспомогательное оборудование в технологическом процессе не участвует. Грузоподъемное оборудование и транспортные средства,

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.							Лист
			2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

используемые в процессе строительства, приведены в томе 5.3 (2021/354/ДС124-PD-POS3).

10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест приведены в томе 3.4 (2021/354/ДС124-PD-ТКR4).

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта приведены в томе 3.4 (2021/354/ДС124-PD-ТКR4).

12 Мероприятия по предупреждению аварийных выбросов

Для предупреждения аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- транспорт рабочей среды по напорной герметизированной системе, исключаяющей утечки нефти и газа в окружающую среду;
- для строительства промышленного трубопровода приняты стальные трубы с внутренним и наружным противокоррозионным покрытием и с повышенной толщиной стенки относительно расчетной;
- противокоррозионная защита сварных стыков промышленных трубопроводов;
- для отключения трубопровода для ремонта или в аварийных ситуациях предусмотрены узлы задвижек;
- проектируемый промышленный трубопровод не имеет фланцевых и других разъёмных соединений за исключением мест установки запорной арматуры;
- 100 % контроль сварных соединений промышленных трубопроводов неразрушающими методами;
- установка по трассе промышленного трубопровода указательных знаков;
- обязательный входной контроль качества труб и изделий;
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ;
- применение при ремонтных работах инструмента, не допускающего искр при ударе;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-ТКR1.ТСН

Лист

27

- систематический обход трассы трубопровода согласно утвержденному графику;
- своевременный ремонт трубопровода в процессе эксплуатации, периодическое испытание на прочность и герметичность;
- контроль воздушной среды переносными газоанализаторами при обслуживании трубопровода и при производстве ремонтных работ.
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ: в 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.

13 Обоснование принятых автоматизированных систем управления технологическими процессами

По техническим условиям заказчика автоматизированные системы управления не предусматриваются.

Контроль за технологическим процессом транспорта нефти осуществляется по месту.

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного контроля параметров процесса.

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

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

В данном проекте организация ремонтного хозяйства не предусматривается. Необходимые ремонтные работы после ввода в эксплуатацию проектируемых объектов будут выполняться на существующей ремонтной базе ЦДНГ-3 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH		28	

15 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 № 384-ФЗ от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
4. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»;
5. Правила по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте, утв. Приказом Минтруда России от 11.12.2020 № 883н;
6. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
7. ГОСТ 12.1.007-76* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
8. ГОСТ 12.4.011.89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
9. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
10. Федеральные нормы и правила (ФНиП) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г.;
11. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», утв. Министерством нефтяной промышленности 25 ноября 1985 года;
12. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 "О противопожарном режиме в РФ»;
13. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
14. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» (М., 2007 г.);
15. Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;
16. «Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», М., ВНИИОЭНГ, 1987г;
17. СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;
18. Методика проведения специальной оценки условий труда, Классификатор вредных и (или) опасных производственных факторов, форма отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению, утвержденные Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.01.2014 N 33н.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH

Лист

29

19. 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).

20. Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

21. ГОСТ Р 58367-2019 «ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ НА СУШЕ. Технологическое проектирование».

22. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH			30

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

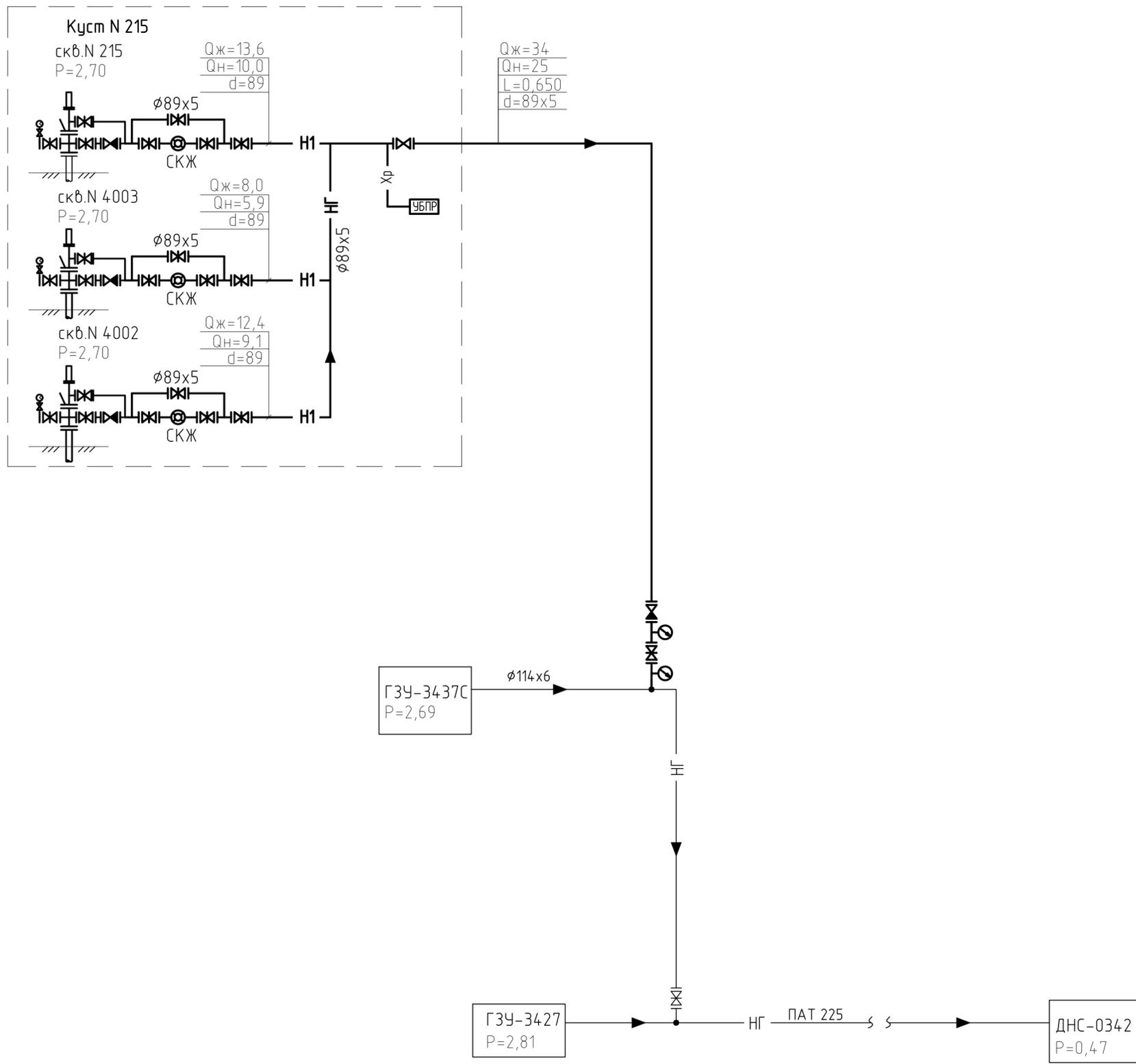
Изм	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулирован ных				

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-TKR1.TCH	Лист
							31

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

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-TKR1.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
				Стадия	Лист
				п	1
				Листов	1
Принципиальная технологическая схема системы сбора				НПИ ОНГМ	

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