

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)»

Проектная документация

Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»

Часть 5 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации
объектов капитального строительства»

2019/206/ДС110-PD-ТВЕ

Том 10.5

Договор №

2019/206/ДС110

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)»

Проектная документация

Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»

Часть 5 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации
объектов капитального строительства»

2019/206/ДС110-PD-TBE

Том 10.5

Договор №

2019/206/ДС110

Главный инженер

Г.Д.Закиров

Главный инженер проекта

Д.Ю.Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС110-PD-TBE.S	Содержание тома 10.5	2
2019/206/ДС110-PD-TBE.TCH	Текстовая часть	3

Согласовано:

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

						2019/206/ДС110-PD-TBE.S		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разработал		Сивкова				Стадия	Лист	Листов
Проверил		Булдаков				П	1	1
Н.контр.		Булдаков				Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»		
ГИП		Минин						
СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 10.5								

1 Исходные данные

Проектная документация выполнена на основании:

- Среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2021-2023 гг.;
- Задание на проектирование «Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)», утверждённое Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И.Мазеиным 12.11.2020г;

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Федеральный закон № 190-ФЗ от 29.12.2004 «Градостроительный кодекс Российской Федерации»;
- «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденное постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008;
- ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- ст.4 ФЗ-384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния»;
- ПОТ Р О-14000-004-98 (утв. Минэкономикой 12.02.1998) Положение «Техническая эксплуатация промышленных зданий и сооружений».

Другие нормативные документы приведены в соответствующих разделах проекта.

2 Общие сведения

В административном отношении район изысканий расположен на территории Красновишерского городского округа Пермского края и согласно СП 131.13330.2012 район строительства относится к IV климатическому подрайону с расчетной температурой (с обеспеченностью 0,98) наиболее холодной пятидневки минус 40°С, наиболее холодных суток минус 42°С.

При расчете конструкций приняты нормативные нагрузки.

Согласно СП 20.13330.2011, они равны:

- снеговая нагрузка – (VI район согласно карте 1 приложения Ж), расчётное значение веса снегового покрова S_g составляет 4,0 кПа (таблица 10.1).

Согласно СП 20.13330.2016, они равны:

- снеговая нагрузка – (VI район согласно карте 1 приложения Е), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 3,0 кН/м² (таблица 10.1).

Наибольшая высота снежного покрова за зиму составляет: средняя – 89 см, максимальная – 119 см, минимальная – 53 см.

Согласно СП 20.13330.2011, они равны:

Взаим. инв. №		Подпись и дата	Ив. №подл.							2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

– ветровая нагрузка – (I район согласно карте 3 приложения Ж), нормативное значение ветрового давления w_0 в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа.

Согласно СП 20.13330.2016, они равны:

– ветровая нагрузка – (I район согласно карте 2 приложения Е), нормативное значение ветрового давления w_0 в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа.

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПЭУ):

– по ветровому давлению район изысканий относится к III району, нормативное ветровое давление на высоте 10 м составляет 650 Па, соответствующая нормативная скорость ветра на высоте 10 м составляет 32 м/с.

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к Восточно-Европейской стране Волго-Камской провинции низменных и возвышенных равнин и ярусных возвышенностей району Юрюзано-Сылвенской приподнятой денудационной равнине.

В геологическом строении района изысканий до глубины 1,5-10,0м по данным бурения инженерно-геологических скважин принимают участие четвертичные техногенные (tQiv), биогенные (bQ) и аллювиальные (aQ) грунты.

В годовом питании водотоков преимущественное значение имеют снеговые воды – до 56 %, дождевые воды – 20 %, подземный сток – 24 %.

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2016 и карты ОСР-2016-В (СП 14.13330.2018) район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 (карта В) лет.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов под оголенной от снега поверхностью в данном районе составила:

- для песков - 2,14м.

Согласно табл. 53 («Гидрология торфяных болот» Б.С. Маслов) максимальная глубина промерзания неосушенного низинного болота составляет 39см.

По степени пучинистости, согласно табл. В.6, В.7 приложения В СП 34.13330.2012, пески мелкие ИГЭ-3 относятся к слабопучинистым грунтам (III группа).

Торфы по степени морозоопасности рекомендуется принять как сильнопучинистые (с учётом обводнённости грунтов и степени влажности $S_r > 0,8$).

На период изысканий (июль 2021г.) подземные воды вскрыты на глубине 0,0-3,5м (абс.отм. 128,1-134,7м) от поверхности земли в почвенно-растительном и моховом слое, торфах и песках. Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на тех же глубинах.

По химическому типу подземные воды характеризуются как гидрокарбонатные, кальциевые; гидрокарбонатные, натриево-калиево-магниевые-кальциевые; (ОСТ 41-05-263-86), весьма пресные (табл.1), с общей

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. №подл.	Взаим. инв. №
							Подпись и дата

минерализацией 0,1-0,3г/литр. Согласно химическим анализам проб воды и в соответствии с табл. В.3, В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды обладают слабой углекислотной и выщелачивающей агрессивностью, слабой и средней общекислотной к бетону нормальной проницаемости (марки W4), неагрессивные к арматуре ж/б конструкций при периодическом смачивании и неагрессивные при постоянном погружении. По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода (табл. X.3) среда среднеагрессивная. Согласно табл. П 11.2 и П 11.4 РД 34.20.508 подземные воды обладают средней и высокой коррозионной агрессивностью к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля.

По химическому типу поверхностные воды характеризуются как хлоридно-гидрокарбонатные, магниевые-натриево-калиево-кальциевые; (ОСТ 41-05-263-86), весьма пресные (табл.1), с общей минерализацией 0,16г/литр. Согласно химическим анализам проб воды и в соответствии с табл. В.3, В.4 СП 28.13330.2017 поверхностные воды обладают средней общекислотной агрессивностью к бетону нормальной проницаемости (марки W4), неагрессивные к арматуре ж/б конструкций при периодическом смачивании и при постоянном погружении. По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода (табл. X.3) среда среднеагрессивная. Согласно табл. П 11.2 и П 11.4 РД 34.20.508 поверхностные воды обладают высокой коррозионной агрессивностью к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля.

Положение уровня грунтовых вод в поймах пересекаемых водотоков и на прилегающих к ним участках склонов определяется уровнем воды в реках и ручьях. В неблагоприятные периоды года следует ожидать подъема уровней подземных вод в пойме - до дневной поверхности, на примыкающих к ней участках - до отметок Н1%.

В периоды интенсивного таяния снега, ливневых затяжных дождей, в условиях нарушенного поверхностного стока и неэффективном водоотводе, возможно образование кратковременного маломощного горизонта подземных вод типа «верховодка» на глубине 0,1-1,5м от поверхности земли.

По подтопляемости территории согласно СП 11-105-97, ч. II нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок-задвижек», участок нефтегазосборного трубопровода «задвижка №21 - т.вр «ГЗУ-1237- блок задвижек», участок нефтегазосборного трубопровода задвижка №22 – т.вр «ГЗУ-1237 – блок задвижек» относятся к I области – подтопленная, по условиям развития процесса к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

3 Перечень мероприятий по обеспечению безопасности зданий, строений и сооружений в процессе их эксплуатации

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TBE.TCH	Лист
Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

3.1 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации технологических трубопроводов и оборудования

В период эксплуатации трубопроводов и оборудования следует осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и его элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с ежемесячными записями результатов в эксплуатационном журнале.

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которая проводится в установленном порядке.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопроводов и возможности их дальнейшей эксплуатации.

На основании актов ревизии и отбраковки выполняется ремонт.

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил промышленной безопасности, охраны труда, снижения степени риска предприятия, а также в целях сокращения вредных выбросов в окружающую среду предусматриваются следующие мероприятия:

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

- технологическое оборудование принято блочное, в полной заводской готовности как наиболее надежное при монтаже и эксплуатации;

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

- для организации ремонтных работ на трубопроводах предусматриваются штуцеры для пропарки и дренажа;

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

- запорная трубопроводная арматура принята стальная фланцевая, по герметичности затвора класса «А» ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;

- фланцы приняты стальные приварные встык с уплотнительной поверхностью «выступ-впадина»;

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

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

Ив. №подл.	Взаим. инв. №
	Подпись и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							5

- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое рабочее;
- принятая повышенная толщина стенки трубопровода относительно расчетной, обеспечивает необходимый расчетный срок службы трубопровода;
- надземные стальные трубопроводы, арматура и оборудование имеют защитное покрытие от атмосферной коррозии;
- подземный трубопровод и соединительные детали приняты с антикоррозионным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена высокого давления; изоляция зоны сварных стыков предусматривается термоусаживающимися материалами;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам для производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации, исключаящее неорганизованное передвижение по территории площадок;
- в целях обеспечения пожарной безопасности предусматриваются автоподъезды, обеспечивающие подъезд пожарной техники ко всем проектируемым сооружениям;
- запрещается движение транспорта без искрогасителя по территории площадок;
- оснащение объектов знаками безопасности в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" и ГОСТ 12.4.026-2015;
- снятие ограждений, ремонт оборудования проводятся только после его отключения, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение под действием силы тяжести или других факторов, на пусковом устройстве вывешивается плакат «Не включать, работают люди»;
- устройство бордюров по периметру технологических площадок для локализации разлива нефти;
- сбор производственно-ливневых стоков с площадок в канализационные емкости для исключения сброса вредных веществ в окружающую среду;
- во избежание загазованности территории и распространения огня по сети промышленной канализации во время пожара на ней установлены гидравлические затворы, расположенные в колодцах;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения; первичные средства пожаротушения рекомендуется разместить по согласованию с органами местной пожарной охраны непосредственно на площадках, огнетушители на зимний период необходимо переносить в отапливаемое помещение; первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них и с учетом положений, изложенных в постановлении Правительства РФ от 16 сентября 2020г. №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации». Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов;
- защита от проявлений статического электричества предусматривается

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

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

- обязательное выполнение правил безопасности и инструкций по безопасному ведению работ рабочими и ИТР, все работники организаций, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний;

- для отключения участков трубопроводов для ремонта или в аварийных ситуациях предусмотрены отключающие задвижки;

- в качестве природоохранных мероприятий осуществляется рекультивация по всей трассе трубопровода, включающая следующие виды работ: формирование по строительной полосе слоя плодородной почвы, уборка строительного мусора, остатков труб, строительных и горюче-смазочных материалов, проведение противоэрозионных мероприятий;

- увеличенный объем контроля сварных соединений трубопроводов;

- по всей поверхности труб перед укладкой трубопровода в траншею контролируется сплошность антикоррозионного покрытия;

- на законченных строительстве трубопроводах осуществляется контроль антикоррозионного покрытия методом катодной поляризации.

3.2 Мероприятия по техническому обслуживанию зданий, строений, в том числе отдельных элементов, конструкций зданий, строений и сооружений, а также систем инженерно-технического обслуживания

3.2.1 Техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования и трубопроводов

Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237- блок задвижек» находится в зоне ответственности бригады установки по добыче нефти и газа №1203 ЦДНГ №12.

Комплексная бригада обеспечивает выполнение разнородных, но взаимосвязанных работ, объединяющих рабочих разных профессий. При необходимости, рабочие могут взаимно заменять друг друга.

Наружный осмотр

При эксплуатации нефтегазосборного трубопровода одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является наблюдение за состоянием трассы трубопровода, элементов трубопровода и их деталей, находящихся на поверхности земли.

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Периодичность осмотра нефтегазосборного трубопровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством ЦДНГ в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы, времени года и срока эксплуатации в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером.

Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечки нефти, газа и воды, обнаружения по показаниям манометров падения давления в трубопроводе, отсутствия баланса транспортируемого продукта.

При осмотре трассы должно быть обращено особое внимание на:

- выявление возможных утечек нефти по выходу на поверхность;
- выявление и предотвращение производства посторонних работ и нахождение посторонней техники;
- выявление оголений, размывов, оползней, оврагов и т.п.;
- состояние пересечений с железными и автомобильными дорогами;
- появление не узаконенных переездов;
- состояние вдольтрассовых сооружений (линейных колодцев, защитных противопожарных и противокоррозионных сооружений, вдольтрассовых дорог, указательных знаков).

Результаты осмотров фиксируются в вахтенном журнале.

Кроме того, трубопровод должен подвергаться контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год.

Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Ревизия трубопровода

Основным методом контроля за надежной и безопасной работой трубопроводов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей.

Ревизии проводит служба технического надзора совместно с механиками и начальниками цехов.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Как правило, ревизия должна быть приурочена к планово-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов.

Объемы работ при ревизии трубопроводов определяет отдел технического надзора.

Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии. Акт ревизии утверждает главный механик ЦДНГ. Работы, указанные в акте ревизии, подлежат обязательному выполнению в заданные сроки.

Запорная арматура является наиболее ответственным элементом коммуникаций. Поэтому в ЦДНГ должны быть приняты необходимые меры по организации постоянного и тщательного надзора за ее исправностью, а также своевременным и качественным проведением ее ревизий и ремонта.

Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, обратных клапанов,

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		8

приводных устройств следует осуществлять во время ревизии трубопроводов, остановки агрегатов и установок на ремонт.

Ревизию, ремонт, отбраковку, испытание арматуры следует проводить в специализированных мастерских в объеме и порядке, предусмотренных руководством по ремонту «Арматура запорная. Общее руководство по ремонту». По усмотрению технического надзора допускается ревизия арматуры на месте установки.

После ремонта арматура подлежит опрессовке на прочность и плотность. Опрессовку арматуры следует производить при открытом запорном устройстве.

3.3 Сведения о периодичности осуществления проверок, осмотров и освидетельствований состояния строительных конструкций, основания, сетей инженерно-технического обеспечения и систем инженерно-технического обеспечения здания или сооружения

3.3.1 Наблюдение за деформациями оснований и фундаментов

Наблюдения за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений производить в соответствии с требованиями ГОСТ 24846-2012 «Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений».

Измерения деформаций оснований фундаментов строящихся зданий и сооружений следует проводить в течение всего периода строительства и в период эксплуатации до достижения условной стабилизации деформаций.

Перед началом измерений вертикальных перемещений фундаментов необходимо установить реперы и деформационные марки.

Требования по закладке геодезических центров и реперов изложены в «Правилах закладки центров и реперов на пунктах геодезической и нивелирной сетей».

Для изготовления реперов использовать трубы диаметром 6 см, с толщиной стенок не менее 0,3 см. К верхнему торцу трубы приварить марку, к нижнему концу – многодисковый якорь, состоящий из металлического диска (толщина 0,5 – 0,6 см, диаметр 15 см) и восемь полудисков.

Бетоном трубу не заполнять. На наружную и внутреннюю поверхности трубы нанести антикоррозионное, а на наружную еще и противопучинистое покрытие.

Реперы разместить:

в стороне от проездов, коммуникаций, складских и других территорий, где возможно разрушение или изменение положения репера;

вне зоны распространения давления от здания или сооружения;

вне пределов влияния осадочных явлений;

на расстоянии, исключающем влияние вибрации от транспортных средств, машин, механизмов;

в местах, где в течение всего периода наблюдений возможен беспрепятственный и удобный подход к реперам для установки геодезических

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

инструментов.

Конкретное расположение и конструкцию реперов должна определять организация, выполняющая измерения, по согласованию с проектной, строительной или эксплуатирующей организацией, а также с соответствующими службами, имеющими в данном районе подземное хозяйство (кабельные, водопроводные, канализационные и другие инженерные сети).

Деформационные марки для определения вертикальных перемещений установить в нижней части несущих конструкций по всему периметру здания (сооружения), внутри его, в том числе на углах, на несущих колоннах, вокруг зон с большими динамическими нагрузками, на участках, с неблагоприятными геологическими условиями.

Конкретное расположение деформационных марок на зданиях и сооружениях, а также конструкции марок должна определять организация, выполняющая измерения, по согласованию с проектной, строительной или эксплуатирующей организацией, учитывая конструктивные особенности (форму, размеры, жесткость) фундамента здания или сооружения, статические и динамические нагрузки на отдельные их части, ожидаемую величину осадки и ее неравномерность, инженерно-геологические и гидрогеологические условия строительной площадки, особенности эксплуатации здания или сооружения, обеспечение наиболее благоприятных условий производства работ по измерению перемещений.

Измерения вертикальных перемещений выполнить методом геометрического нивелирования II класса, проложением замкнутого нивелирного хода.

Для производства нивелирования использовать нивелиры типа Н-05 (и ему равноточные) и рейки с инварной полосой и двумя шкалами.

Измерения выполнять одним горизонтом способом совмещения. Число станций незамкнутого хода, не более 3 шт.

Длина визирного луча, не более 40 м, высота визирного луча, над препятствием не менее 0,8 м.

Неравенство плеч (расстояний от нивелира до реек) на станции должно быть не более 0,4 м, накопление неравенств плеч в замкнутом ходе – не более 2,0 м.

Допустимую невязку в замкнутом ходе, определить по формуле:

$$+0,5\sqrt{n}, \text{ мм,}$$

где n - число станций.

Крен фундамента (или здания, сооружения в целом) измерить методами проецирования, координирования или их комбинированием.

Предельные погрешности измерения крена не должны превышать $0,00001H$, мм, где H - высота наблюдаемого здания (сооружения).

Для измерения кренов фундамента (здания, сооружения) методом проецирования следует применить теодолиты, снабженные накладным уровнем, или приборы вертикального проецирования.

Проецирование верхней деформационной марки вниз и отсчитывание по палетке (рейке), устанавливаемой в цокольной части, выполнять при двух

Инвар. инв. №	Подпись и дата	Инвар. №подл.							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TBE.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

положениях визирной трубы оптического инструмента не менее чем тремя приемами.

Величину крена определить по разности отсчетов, отнесенной к высоте здания (сооружения) в двух циклах наблюдений.

Для измерения кренов фундамента (здания, сооружения) методом координирования следует применить теодолиты или электронные тахеометры, с функцией съемки в безотражательном режиме.

Срок службы сооружений - продолжительность нормальной эксплуатации до состояния, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, составляет 25 лет согласно ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований».

Первое обследование технического состояния сооружений проводится не позднее, чем через два года после их ввода в эксплуатацию. В дальнейшем обследование технического состояния сооружений проводится не реже одного раза в пять лет. На основании результатов обследования проводят оценку технического состояния сооружений с соответствующими требованиями к их эксплуатации, согласно ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния».

3.3.2 Диагностика трубопроводов

В процессе эксплуатации и при ремонте нефтегазосборного трубопровода необходимо проводить диагностику его технического состояния.

Вид и объем диагностических обследований ПТ определяет техническая служба ЦДНГ в зависимости от аварийности и металлографического исследования аварийных образцов.

Диагностические обследования ПТ проводит служба контроля, структурно выделенная в лабораторию дефектоскопии, участок, группу или отдел технического контроля при базе производственного обслуживания (БПО) или может привлекаться и со стороны.

Периодичность диагностики устанавливается руководством ЦДНГ в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков ПТ.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Оценка состояния контролируемого участка ПТ может осуществляться одним или несколькими методами технической диагностики. Основными методами контроля внутрипромысловых трубопроводов являются:

ультразвуковой (ГОСТ Р 55724-2013);

радиографический (ГОСТ 7512-82);

акустический (ГОСТ 20415-82).

В качестве вспомогательного метода контроля можно использовать магнитопопорошковый метод (ГОСТ Р 56512-2015).

Оптимальные сочетания, выбор и порядок применения методов

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

неразрушающего контроля должны определяться в каждом конкретном случае с учетом технологичности средств технической диагностики, разрешающей способности, выявляемости дефектов и производительности контроля.

Работы по диагностике внутрипромысловых трубопроводов должны выполняться с применением портативных приборов неразрушающего контроля, передвижных лабораторий дефектоскопии и в стационарных лабораториях с необходимым приборным обеспечением.

При определении коррозионного износа трубопроводов следует использовать ультразвуковой, визуальный и визуально-оптический методы контроля.

При проведении диагностических обследований состояния внутренней поверхности трубопроводов методом ультразвуковой толщинометрии следует руководствоваться РД "Прогнозирование максимальной глубины коррозии и времени до появления сквозных повреждений трубопроводов по данным ультразвуковой толщинометрии".

Результаты обследования и прогнозирования должны заноситься в паспорт трубопровода.

При определении местоположения утечек в трубопроводах следует использовать акустический метод контроля (прибор НЗЭ002).

Радиографический контроль можно проводить только в случае, если контролируемый трубопровод освобожден от перекачиваемого продукта.

При аварии с выходом нефти следует провести обследование трубопровода по обе стороны от места утечки на расстоянии не менее 1 м с использованием средств толщинометрии и ультразвуковой дефектоскопии для обнаружения канавочной коррозии при выходе продукта в нижней части трубы и язвенной коррозии - в случае выхода продукта в другом месте.

При обнаружении коррозионного поражения в контролируемой зоне контроль следует продолжать до момента, когда на расстоянии 1 м не будет обнаружено дефектов.

Сварные соединения трубопроводов внутрипромысловых систем с толщиной стенок труб от 4 до 30 мм, выполненные автоматической, полуавтоматической и ручной электродуговой сваркой плавлением, следует контролировать радиографическим и ультразвуковым методами. Эти же методы используются при определении внутренних скрытых дефектов тела трубы (расслоения, закаты).

Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом должен осуществляться после визуального и инструментального контроля, сварные соединения могут подвергаться также дополнительной проверке магнитопорошковым или цветными методами, при этом контролю подвергается поверхность шва и прилегающие к нему зоны шириной по 20 мм в обе стороны от шва.

Трубы, используемые для замены поврежденных участков внутрипромысловых трубопроводов при ремонтно-восстановительных работах, должны быть предварительно проверены на отсутствие дефектов и их соответствие имеющимся заводским сертификатам.

Диагностический контроль трубопроводов осуществляется специально

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

подготовленными дефектоскопистами, которые должны иметь соответствующие удостоверения и проходить периодическую аттестацию. Приборы и испытательные образцы для неразрушающего контроля должны проходить периодическую проверку.

Результаты контроля должны быть зафиксированы в специальных журналах и заключениях. Журнал - первичный документ, где регистрируются результаты контроля. Сведения в журнал заносит оператор. Заключение - конечный документ (оформляется при сдаче). Форма журнала и заключения устанавливается технической службой ЦДНГ.

4 Сведения о значениях эксплуатационных нагрузок на строительные конструкции, сети инженерно-технического обеспечения

Давление под подошвой железобетонных плит от оборудования и зданий не превышает 1 кг/см².

5 Сведения о размещении скрытых электрических проводов, трубопроводов и иных устройств

По пути следования трасса нефтегазосборного трубопровода пересекает гравийную и грунтовые дороги, коридоры подземных коммуникаций.

Подземный трубопровод в местах поворота закреплен на местности постоянными знаками высотой 1,5-2 м. Знак содержит информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

Закрепительные знаки также установлены на переходах через естественные и искусственные препятствия.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода частично или полностью подготовленной нефти должны быть установлены охранные зоны по аналогии с магистральными трубопроводами в соответствии с "Правилами охраны магистральных трубопроводов".

В охранной зоне трубопровода предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению.

В охранной зоне трубопровода сторонними организациями без письменного согласия организации, их эксплуатирующей, запрещается:

возводить любые постройки и сооружения;

высаживать деревья и кустарники всех видов, складывать корма, удобрения и материалы, скирдовать сено и солому, содержать скот, ловить рыбу, производить колку и заготовку льда;

сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №
------------	----------------	---------------

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

коллективные сады и огороды.

На трассе трубопровода установлены знаки безопасности (запрещающий, предупреждающий, предписывающий, указательный). Сигнальные цвета и знаки безопасности предназначены для привлечения внимания к непосредственной опасности, предупреждения о возможной опасности, предписания и разрешения определенных действий с целью обеспечения безопасности, а также для необходимой информации.

Места расположения знаков безопасности, их номера и размеры, а также порядок применения поясняющих надписей к знакам безопасности устанавливает руководство предприятия по согласованию с соответствующими органами государственного надзора.

Знаки безопасности должны контрастно выделяться на окружающем их фоне и находиться в поле зрения людей, для которых они предназначены. Знаки безопасности должны быть расположены с таким расчетом, чтобы они были хорошо видны, не отвлекая внимания работающих, и сами по себе не представляли опасности.

Инв. №подл.	Подпись и дата					Взаим. инв. №	
						2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		14

6 Перечень нормативной литературы

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 г. №190-ФЗ (в ред. от 29.07.2017 г. №280-ФЗ).
2. Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009 г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (в ред. от 02.07.2013 г. №185-ФЗ).
3. Постановление Правительства РФ №1479 от 16.09.2020 г. «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».
4. ПОТ РО 14000-004-98 «Положение. Техническая эксплуатация промышленных зданий и сооружений», утвержденное Департаментом экономики машиностроения Минэкономки РФ 12.02.1998 г.
5. Правила охраны магистральных трубопроводов, утвержденные постановлением Госгортехнадзора РФ от 22.04.1992 г. № 9 (с изм., внесенными постановлением Госгортехнадзора РФ от 23.11.1994 г. №61).
6. СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*», утвержденный Министерством строительства и ЖКХ РФ 03.12.2016 г.
7. СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*», утвержденный Министерством строительства и ЖКХ РФ 16.12.2016 г.
8. ГОСТ 20415-82 «Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения».
9. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод».
10. ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния».
11. ГОСТ 24846-2012 «Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений».
12. ГОСТ Р 55724-2013 «Контроль неразрушающий. соединения сварные. Методы ультразвуковые».
13. ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов».
14. ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»
15. ГОСТ Р 56512-2015 «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы».
16. ГОСТ 12.1.012-2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
17. ГОСТ ИСО 8041-2006 «Вибрация. Воздействие вибрации на человека. Средства измерений».
18. СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Изм. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/206/ДС110-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TBE.TCH	Лист
							16

Изм. №подл.	Взаим. инв. №
Подпись и дата	