



Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА»

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

«Строительство промысловых трубопроводов Верхне-Возейского
месторождения по ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» в 2023 году»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 6 «Коррозионная безопасность»

06-01-НИПИ/2021-КБ

Том 10.6

И.о. заместителя Генерального директора – Главный инженер	Взам. инв. №
Главный инженер проекта	Подп. и дата
	Инв. № подл.

И.о. заместителя Генерального директора –
Главный инженер

Главный инженер проекта

М.А. Желтушко

К.В. Худяев

Обозначение	Наименование	Примечание
06-01-НИПИ/2021-КБ.Т	Иная документация. Коррозионная безопасность.	Стр. 3
	Текстовая часть	

Согласовано		

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

						06-01-НИПИ/2021-КБ.Т		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Содержание тома 10.6		
Разраб.		Плетнева		<i>Плетнева</i>	01.22			
Проверил		Пинежанинова		<i>Пинежанинова</i>	01.22			
Н. контр.		Салдаева		<i>Салдаева</i>	01.22			
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	1
						ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

1 Общие положения

Раздел проекта «Коррозионная безопасность» разработан в соответствии с действующими нормативными документами:

- СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»;
- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СП 72.13330.2016 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии»;
- СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СП 245.1325800.2015 «Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе»;
- ГОСТ 9.402-2004 «Единая система защиты от коррозии и старения»
- ГОСТ 9.401-2018 «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов»;
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ 9.032-74 «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения»;
- ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

Коррозионная безопасность проектируемых объектов обеспечивается комплексом проектных решений, принятых на основе нормативных документов, с учетом коррозионной агрессивности технологической и окружающей сред.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

06-01-НИПИ/2021-КБ.Т

2 Характеристика объекта

2.1 Общая характеристика объекта

В административном отношении участок строительства расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда Усинского участкового лесничества ГУ «Усинское лесничество».

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района строительства.

Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку от территории строительства. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участкам изысканий осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск - Харьяга, далее по внутрипромысловым подъездам. Проезд наземным транспортом возможен круглогодично. В период с января по апрель в качестве путей сообщения так же используются автозимники.

Участок строительства расположен в пределах Верхне-Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

В геоморфологическом отношении район работ относится к северной части Печорской области Русской платформы. Поверхность Печорской области в целом представляет собой пологоволнистую аккумулятивную низменность, слаборасчлененную эрозионными процессами, с пологими грядами и холмами и средними высотами водоразделов 150–200 м.

На характеризуемой территории выделяется два основных типа рельефа: аккумулятивный и выработанный. В речных долинах развиты формы рельефа речного происхождения – пойма, террасы. В районе работ в долине реки Колва выделяется пойма голоценового возраста, а также хорошо развитая I надпойменная терраса, высотой около 15 м голоценового возраста.

Район строительства находится в зоне северотаежных лесов Кольско-Печорской подпровинции Североевропейской таежной провинции Евразийской таежной (хвойнолесной) области. Растительный мир района представлен комплексом из ельников кустарничково-зеленомошных, редколесий, крупноерниковых и заболоченных тундр, пушицево-осоково-

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-КБ.Т	Лист
								3
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

сфагновых мочажинных болот, пойменных ассоциаций. Рельеф района строительства слаборасчленённый, общее понижение наблюдается к долинам рек.

Гидрографическая сеть представлена р. Колва, впадающей в р. Уса, и её притоками р. Селаель, руч. Безымянный.

Согласно СП 131.13330.2012 (СНиП 23-01-99* Актуализированная редакция) «Строительная климатология» по карте климатического районирования для строительства участок относится к подрайону ИД.

Для климатической характеристики условий района работ использовались данные метеорологической станции Усть-Уса.

2.2 Защита трубопроводов от подземной коррозии

Проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтепроводов на глубине не менее 0,8 м до верха трубы.

По материалам инженерных изысканий установлено, что в полосе прокладки проектируемых трубопроводов в инженерно-геологические разрезы представлены: Почвенно-растительным слоем мощностью 0,3 м, техногенными грунтами мощностью 2,0-3,0 м, суглинками различной консистенции мощностью 2,2 - 5,7 м, глиной мощностью 7,0 - 9,0 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания:

- для насыпных грунтов – 2,5 м;
- для глинистых грунтов – 2,1 м;

Степень агрессивного воздействия грунта на бетон марки W4 – неагрессивная, W6 и W8 – неагрессивная.

На металлические конструкции агрессивность выше и ниже уровня грунтовых вод – среднеагрессивная.

Водоносный горизонт приурочен к современным техногенным отложениям и к озерно-аллювиальным грунтам. Имеет широкое распространение. Водовмещающими отложениями являются суглинки мягкопластичные. Водоносный горизонт является безнапорным. Режим непостоянен и зависит от количества атмосферных осадков и темпов оттаивания. Питание этих вод происходит за счет атмосферных осадков, разгрузка осуществляется в гидрографическую сеть. Водоупором являются глины тугопластичные.

Согласно СП 28.13330.2017 подземные воды неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций при постоянном погружении и к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-01-НИПИ/2021-КБ.Т	Лист
								4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Согласно СП 28.13330.2017 подземные воды слабоагрессивные к металлическим конструкциям.

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относится морозное пучение, вызванное сезонным промерзанием и оттаиванием, а так же подтопляемость территории строительства.

По характеру подтопления подземными водами территория участка относится к району потенциально подтопляемые в результате ожидаемых техногенных воздействий, остальную территория можно отнести к району I-A-2 (сезонно (ежегодно) подтапливаемые).

Интенсивность сейсмического воздействия для района строительства в соответствии с картой общего сейсмического районирования России ОСР-2015 составляет 5 баллов.

По категории опасности природных процессов территория строительства относится умеренно опасной по сейсмичности.

Остальные опасные природные процессы на участке строительства отсутствуют.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтегазопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Устройство углов поворота трасс проектируемых выкидных нефтепроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

– отводов гнутых с радиусомгиба 3Dy, изготовленных методом индукционного нагрева, из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А по ТУ 1469-515-25784132-2009 для трубопроводов диаметром Ду80 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			06-01-НИПИ/2021-КБ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du горячедеформированная из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности K48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А по ГОСТ 17375-2001 для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

Для фитингов в качестве внутреннего принято двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой. В качестве наружного принято трехслойное полиэтиленовое покрытие на основе термоусаживающихся материалов.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение биметаллических подкладных втулок. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение нефтегазопроводом существующей внутрипромысловой грунтовой дороги. Пересечение выполнено подземным способом в защитном кожухе из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена методом продавливания. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении автомобильной дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра, концы защитного кожуха, устанавливаемого на участке перехода проектируемого трубопровода через автомобильную дорогу, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна.

Пересечения технологических проездов и дорог в пределах технологических площадок в настоящем проекте предусматривается подземным способом в защитных футлярах в соответствии с требованиями ГОСТ Р 32569-2013. Минимальная глубина заложения футляра составляет не менее 0,5 м от дорожного полотна до верха трубы защитного кожуха. Концы защитного футляра выведены на расстояние не менее 2 м от бровки обочины дороги.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых «Спейсер-Номинал». Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих МЗПТ в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			06-01-НИПИ/2021-КБ.Т							6
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных УЗМГ.

Согласно техническому отчету (06-01-НИПИ/2021-ИГИ, приложение Т) по трассе проектируемых трубопроводов:

- выкидная линия «скв. 3411, 3463 до ЗУ к.3461»;
- выкидная линия «к. 275 до УЗ-12»;
- выкидная линия «скв. 2854, 2865 до ЗУ-2865»;
- нефтесборный коллектор «к. 3461 до УЗ к. 225»;

коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой и низколегированной стали преимущественно низкая.

На данных участках среднее значение удельного электрического сопротивления грунта составляет от 95,8 Ом*м до 967 Ом*м. Выявленное удельное электрическое сопротивление грунта свыше 50 Ом*м, что в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 9.602-2016 относит данные грунты к грунтам низкой коррозионной агрессивности. Для трубопроводов, прокладываемых в грунтах с низкой коррозионной агрессивностью, не предусматриваются дополнительные мероприятия по ЭХЗ.

По результатам исследований, опасное влияние блуждающих токов на площадке строительства не зафиксировано. Защита от влияния блуждающих токов – не требуется.

2.3 Защита трубопроводов от атмосферной коррозии

Участок работ расположен на территории, относящейся к строительно-климатическому району ИД согласно «Схематической карте климатического районирования для строительства», СП 131.13330-2018. Климатический район ИД характеризуется умеренно суровой зимой, по термическим условиям летнего периода – ко II поясу умеренно холодного лета. Годовая амплитуда составляет 32,5°C. Самым теплым месяцем года является июль (средняя месячная температура +14,1°C), самым холодным месяцем – январь (-18,4°C). Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции Усть-Уса равна -3,2°C. Число дней со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов составляет 151.

Территория относится к зоне влажного климата с весьма развитой циклонической деятельностью. Особенно обильные осадки выпадают при циклонах, поступающих из районов Черного и Средиземного морей. Циклоны с Атлантики приносят осадки менее интенсивные, но более продолжительные. Среднегодовое количество осадков по данным метостанции Усть-Уса равно 495 мм.

Климатические параметры года по метеостанции Усть-Уса представлены в таблице 1.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			06-01-НИПИ/2021-КБ.Т							7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 1 – Основные климатические характеристики

Климатическая характеристика		Значение
Холодного периода		
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98		-47
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92		-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98		-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92		-41
Температура воздуха обеспеченностью 0,94		-27
Абсолютная минимальная температура воздуха		-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца		8,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %		83
Количество осадков за ноябрь – март, мм		173
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		В
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		4,5
Теплого периода		
Барометрическое давление, гПа		1003
Температура воздуха обеспеченностью 0,95		18
Температура воздуха обеспеченностью 0,99		23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца		20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха		34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца		10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %		72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %		59
Количество осадков за апрель – октябрь, мм		354
Суточный максимум осадков, мм		64
Преобладающее направление ветра за июнь – август		С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с		4,3

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							06-01-НИПИ/2021-КБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		8

По трассам проектируемых выкидных нефтепроводов проектом предусмотрены узлы подключений к существующим трубопроводам, к обвязкам добывающих скважин. Надземные участки подвержены атмосферной коррозии.

Специальные требования по защите от коррозии оборудования из стали, устанавливаемые в районах Крайнего Севера и районах, приравненных к ним, с расчетной температурой ниже минус 40°С определяются п.9 СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии» и ГОСТ 9.401-2018 «Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов».

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтегазопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Запорная арматура исполнения ХЛ1 ГОСТ 15150-69.

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение полуцилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты толщиной 80 мм для трубопроводов Ду80 мм и 100 мм для трубопроводов Ду100 мм.

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из матов минераловатных.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

Технологические опоры в узлах так же предусмотрено покрыть цинконаполненной полиуретановой грунтовкой в один слой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуэтановой эмалью с защитой к УФ- излучению.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			06-01-НИПИ/2021-КБ.Т							9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Трубопроводы должны быть электрически изолированы от опор. Общее сопротивление этой изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре.

Каждый вновь построенный трубопровод должен иметь сертификат соответствия качества противокоррозионной защиты государственным стандартам и другой НД. Сертификаты соответствия выдаются органами по сертификации, внесенными в Госреестр.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-КБ.Т		

3 Общая характеристика коррозионной активности технологической среды

Коррозионный процесс представляет собой электрохимическое или химическое разрушение металла под воздействием агрессивной среды. Прогнозирование коррозионных разрушений в процессе эксплуатации проектируемого оборудования решает задачи, связанные с определением интенсивности коррозионного разрушения металла на протяжении всего периода эксплуатации, выбором эффективных средств защиты труб и точек оперативного контроля состава технологической жидкости, скорости коррозии для обеспечения безаварийной работы системы.

Углеводородная фаза не обладает агрессивными свойствами благодаря наличию в нефти природных ПАВ – нафтеновых кислот, азотистых оснований и других веществ – она способна ингибировать коррозию и, образуя тонкие пленки на поверхности металла, оказывает защитное действие. Смачивающая способность нефти понижается в присутствии сероводорода и с ростом температуры, повышается при увеличении содержания нефти в воде, высокой жесткости воды, большой скорости коалесценции капель нефти, повышенной ее активности, малой скорости движения среды.

Физико-химические свойства транспортируемых продуктов приведены в Приложении А.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтегазопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, группой коррозионной стойкости - 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение биметаллических подкладных втулок. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			06-01-НИПИ/2021-КБ.Т							11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4 Контроль антикоррозионной защиты трубопроводов

При эксплуатации подземных металлических сооружений должен систематически проводиться контроль их коррозионного состояния, а также регистрация и анализ причин коррозионных повреждений в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98.

Контроль состояния защитных покрытий сооружения в условиях эксплуатации должен проводиться не реже одного раза в год в весенне-осенний период.

При комплексном обследовании противокоррозионной защиты трубопроводов должно быть определено состояние изоляционного покрытия (сопротивление изоляции, места нарушения ее сплошности, изменение физико-механических свойств за время эксплуатации и др.), степень электрохимической защиты (наличие защитного потенциала на всей поверхности трубопровода) и коррозионное состояние трубопровода (по результатам электрометрии, шурфовки, приборами внутритрубной дефектоскопии или другими методами) по НД.

Комплексное обследование трубопроводов с целью определения их коррозионного состояния и состояния противокоррозионной защиты должно проводиться на участках высокой коррозионной опасности не реже одного раза в 5 лет, а на остальных участках - не реже одного раза в 10 лет в соответствии с НД.

Визуальный контроль оборудования и трубопроводов проводить в периоды плановой и аварийных остановок.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-01-НИПИ/2021-КБ.Т								

5 Техника безопасности и охрана окружающей среды

5.1 Общие требования

Антикоррозионные работы следует выполнять в соответствии с требованиями СП 245.1325800.2015.

При организации и выполнении антикоррозионных работ следует предусматривать физиологически обоснованные режимы труда и отдыха в соответствии с требованиями проекта организации строительства и проекта производства работ.

При выполнении антикоррозионных работ в условиях повышенной опасности работающему персоналу необходимо оформлять наряд-допуск по СНиП 12-03-2001 (актуализированная редакция СНиП 12-03-99).

При нанесении антикоррозионного покрытия на поверхность трубы персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная одежда, защитные очки по, респираторы и защитные перчатки.

Производственное оборудование, инструмент и спецодежда должны быть в исполнении, исключающем разряды статического электричества и образование искры по ГОСТ 12.1.018.

Оборудование для механизированного нанесения антикоррозионного покрытия должно иметь паспорт изготовителя и проходить переосвидетельствование (переиспытания) не реже одного раза в два года, о чем составляется соответствующий акт между Потребителем и Изготовителем оборудования.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны определяют по методикам, разработанным по ГОСТ 12.1.005 и ГОСТ 12.1.016 и утвержденным органами здравоохранения.

Концентрация пожаровзрывоопасных летучих веществ в воздухе рабочей зоны не должна превышать значений предельно допустимых взрывоопасных концентраций (ПДВК) по ГОСТ 12.1.004-91.

В местах ведения работ и в окружающих их зонах радиусом 25 м по всей открытой высоте не допускается проводить какие-либо совмещенные работы, вызывающие образование искр, огня или пыли, курить, разводить огонь, иметь при себе спички, зажигалки, а также металлические предметы, которые могут вызвать искру, работать в обуви со стальными гвоздями на подошвах в соответствии с п.5.3.4 ГОСТ Р 12.3.052-2020 "Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности".

Строительная площадка должна быть обеспечена штатными средствами пожаротушения. При возникновении возгорания в качестве средств пожаротушения использовать песок, пенные и углекислотные огнетушители, инертный газ, асбестовое полотно, кошму.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-КБ.Т	Лист
								13
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

При проведении работ по нанесению антикоррозионных покрытий должны выполняться требования по технике безопасности, изложенные в технических условиях на данные покрытия.

Обслуживающий персонал, имеющий контакт с компонентами антикоррозионного материала, должен подвергаться предварительным (при поступлении на работу) и периодическим медицинским осмотрам.

Запрещается допуск к выполнению покрасочных работ беременных и кормящих женщин, подростков до 18 лет, больных, имеющих в анамнезе органические поражения кожи, хронические заболевания внутренних органов, центральной нервной системы, верхних дыхательных путей, органов зрения.

Не допускается сброс компонентов, составляющих САП в канализацию, почву, водоем.

5.2 Техника безопасности при нанесении антикоррозионных покрытий

Охрана труда и техники безопасности при нанесении антикоррозионных материалов осуществляется в соответствии с ГОСТ 12.3.005-75 и по техническим документам производителя работ с учетом свойств материала.

При нанесении материала на открытом воздухе необходимо следить, чтобы рабочая зона хорошо проветривалась. Работники, занятые нанесением покрытия, должны пользоваться резиновыми перчатками, защитными пастами типа «биологические перчатки». Для защиты органов дыхания пользоваться газо-пылезащитными респираторами.

Категорически запрещается производить нанесение материала в закрытых помещениях, ямах, колодцах.

В помещении для хранения и производства работ с лакокрасочными материалами и растворителями запрещается использование открытого огня (в т.ч. спичек, зажигалок и т.п.), искусственное освещение должно быть во взрывобезопасном исполнении, эти помещения должны быть оснащены приточно-вытяжной вентиляцией и средствами пожаротушения.

Используемое электрооборудование должно иметь надежное заземление.

При механической обработке поверхности необходимо пользоваться респираторами, рукавицами и защитными очками, а также соблюдать правила безопасной эксплуатации применяемых механизмов и инструментов.

При работе с лакокрасочными материалами необходимо соблюдать правила безопасной работы с токсичными и горючими материалами.

Запрещается:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			06-01-НИПИ/2021-КБ.Т							14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- в зоне радиусом 25 м от места ведения работ курить, разводить огонь и производить сварочные работы;
- хранить на рабочем месте более суточного запаса материалов, при этом хранить материалы на рабочем месте следует только в исправной герметичной таре.

В случае загорания материала необходимо пользоваться следующими средствами пожаротушения: песком, кошмой, асбестовым одеялом, огнетушителем пенным или углекислотным, пенными установками, тонко распыленной водой.

При проведении работ, связанных с подготовкой поверхности к окрашиванию и нанесению ЛКМ, необходимо соблюдать требования техники безопасности и пожарной безопасности, изложенные в СНиП 12-04-2002.

При подготовке поверхности к окрашиванию необходимо соблюдать требования безопасности, изложенные в ГОСТ 9.402-2004.

В складах хранения ЛКМ и на участках окрасочных работ не допускается производство работ, связанных с применением открытого огня, искрообразования, запрещено курение и т.д. Участки по ведению окрасочных работ необходимо снабдить пенными огнетушителями, ящиками с песком и другим противопожарным инвентарем.

Производственный персонал не должен допускаться к выполнению окрасочных работ без индивидуальных средств защиты, соответствующих требованиям ГОСТ 12.4.011-89.

Производственный персонал должен быть одет в специальную одежду. Спецодежду, облитую растворителем или лакокрасочными материалами, следует немедленно заменить на чистую.

Для предохранения органов дыхания от воздействия красочного тумана и паров растворителя рабочие должны использовать респираторы типа РУ-60М или РПГ-67, а для защиты органов зрения пользоваться защитными очками.

Для предотвращения попадания на кожу рук материалов и разбавителя необходимо применять резиновые перчатки или защитные мази и пасты типа ИЭР-1, силиконовый крем и др. (ГОСТ Р 12.4.301-2015).

Тара, в которой находятся ЛКМ и разбавители, должна иметь наклейки или бирки с точным наименованием и обозначением материалов. Тара должна быть исправной и иметь плотно закрывающиеся крышки.

Опилки, ветошь, обтирочные концы, тряпки, загрязненные ЛКМ и растворителями, следует складывать в металлические ящики и по окончании каждой смены выносить в специально отведенные места.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-01-НИПИ/2021-КБ.Т	Лист
							15

Около рабочего места должна быть чистая вода, свежеприготовленный физиологический раствор (0,6-0,9%-ный раствор хлористого натрия), чистое сухое полотенце, протирочный материал.

При попадании в глаза растворителя или ЛКМ необходимо немедленно обильно промыть глаза водой, затем физиологическим раствором, после чего обратиться к врачу.

После окончания работы необходимо произвести уборку рабочего места, очистку спецодежды и защитных средств.

5.3 Техника безопасности при работе с растворителями

Растворители, применяемые для обезжиривания окрашиваемых поверхностей, представляют собой легковоспламеняющиеся жидкости с характерным запахом, оказывающие сильное раздражающее действие на кожу, слизистую оболочку глаз и верхних дыхательных путей. Пары образуют взрывоопасные смеси с воздухом. Возможные пути поступления вредных веществ в организм: ингаляционный и через кожные покровы.

Предельно допустимая концентрация растворителей в воздухе рабочей зоны 1,1-10 мг/м³, средняя смертельная доза при введении в желудок 151-5000 мг/кг, средняя смертельная доза при нанесении на кожу 501-2500 мг/кг в зависимости от типа растворителя.

Не допускается оставлять в помещении ветошь, пропитанную растворителем. В случае возгорания тушить углекислотными огнетушителями, воздушно-механической пеной, песком, кошмой. Обеспечить хранение растворителей в плотно закрытой таре, предохраняя от влаги, попадания прямых солнечных лучей, вдали от источников возгорания, нагрева, в проветриваемом помещении.

До начала работ должен быть проведен инструктаж в отношении необходимых мер безопасности лиц, работающих с токсическими материалами. Рабочие, применяющие при подготовке поверхностей под окраску электрифицированные и пневматические инструменты, и механизмы, должны быть обучены правильному обращению с ними и знать необходимые правила техники безопасности.

Для предохранения кожи рук от раздражающего и токсического действия растворителей, входящих в лакокрасочные материалы, работающие с ними должны пользоваться тонкими резиновыми (медицинскими) перчатками или смазывать руки перед работой жиросодержащими мазями, тщательно втирая их в кожу, или применять так называемые биологические перчатки.

Для предупреждения вредного воздействия на организм различных токсичных веществ, применяемых при работах, необходимо пользоваться спецодеждой, респираторами,

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист 16
			06-01-НИПИ/2021-КБ.Т				
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	

противогазами, очками, перчатками, рукавицами, защитными мазями и составами. Перед приемом пищи и после окончания работы необходимо тщательно вымыть в теплой воде руки щеткой, мылом или другими моющими средствами также необходимо перед едой или курением тщательно прополоскать рот и почистить зубы. При сильном загрязнении масляными красками или составами на органических растворителях следует пользоваться ацетоном, керосином. Запрещается для очистки кожи применять: бензол, этилированный бензин, четыреххлористый углерод. После обработки и мытья кожи ее смазывают специальной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла.

При несоблюдении правил техники безопасности возможны ингаляционные (через легкие) отравления. Наиболее типичные признаки ингаляционного отравления: головная боль, удушье, учащенное дыхание, тошнота, рвота, головокружение, бледность, боли в области желудка, печени возможна потеря сознания, психические нарушения (оцепенение, невнятное бормотание, эйфория). Необходимо вынести пострадавшего из загрязненного отравляющим веществом места, желательна на свежий воздух до 25-30 метров от зоны проводимых работ, удалить стесняющую одежду, оберегать больного от избыточных движений для профилактики отека легких, уложить ноги на возвышение, растирать тело, дать нюхать нашатырный спирт, при рвоте повернуть голову набок, дать выпить большое количество теплого молока, потеплее укрыть, немедленно вызвать скорую помощь. При нарушении дыхания необходимо проводить искусственное дыхание. Необходимо максимально серьезно относиться к любым проявлениям, симптомам отравления, чтобы вовремя получить квалифицированную медицинскую помощь и предупредить возможные тяжелые осложнения.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист
			06-01-НИПИ/2021-КБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

**Приложение А
(обязательное)**

Таблица 1 – Физико-химические свойства дегазированной нефти

Параметры	Значение
Плотность при 20 ⁰ С (ДР), кг/м ³	820-840
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	0,5-1,23
Массовое содержание, %	
серы	0,15-0,44
давление насыщения нефти газом, МПа	16,6-28
газовый фактор, м3/т	135,4-260,8
парафинов	5,35-8,8

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					06-01-НИПИ/2021-КБ.Т	Лист
								18
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.