

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.Н. Сокольников
«___» июня 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Проект производства работ по замене линейной части магистрального
нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск».

Руководитель

к.т.н., доцент

А.А. Метелица

Выпускник

Д.А. Медведев

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Проект производства работ по замене линейной части магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск».

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Дипломный проект на тему «Проект производства работ по замене линейной части магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск». Состоит из 108 листов пояснительной записки, 40 использованных источников.

МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ РУЧЕЙ, ЗАМЕНА УЧАСТКА ТРУБЫ, ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ, БАЛЛАСТИРОВКА, ГИДРОИСПЫТАНИЕ, КОТЛОВАН, ВРЕМЕННАЯ КАМЕРА.

Объектом проектирования является магистральный нефтепровод «Анжеро-Судженск – Красноярск», переход через ручей.

Цель: спроектировать производство работ по замене трубы магистрального нефтепровода.

В данной дипломной работе рассматривается техническое перевооружение перехода магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» через ручей. Диаметр заменяемого трубопровода 1020 мм, толщина стенки 12 мм. Обоснованием для проведения технического перевооружения являются дефекты, обнаруженные средствами внутритрубной диагностики. Выполняемые работы связаны с полной заменой трубопровода русловой и пойменной части, а также обустройством охранной зоны в соответствии с нормативной документацией.

В данной дипломной работе рассмотрены все технологические операции. Это снятие растительного грунта над демонтируемым участком и перемещении его во временный отвал; разработка траншеи на береговых участках, русловой части реки; сварка и монтаж береговых участков, а также русловой части трубопровода на бровке траншеи; укладка трубопровода в траншею; балластировка; гидравлическое испытание уложенного в траншею трубопровода, засыпка траншеи на береговых участках и в русловой части.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Обоснования для проведения технического перевооружения перехода магистрального нефтепровода.....	9
2 Общая характеристика участка производства работ	10
2.1 Гидрометеорологические условия, геологическая характеристика	10
2.1.1 Климатическая характеристика	10
2.1.2 Инженерно-геологическая характеристика.....	13
2.1.3 Специфические грунты	14
2.2 Гидрологическая характеристика	15
2.3 Участок производства работ.....	16
2.3.1 Опасные геологические процессы	16
3 Основные сведения о линейном объекте	19
3.1 Характеристика строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта.....	19
3.2 Сведения о размерах земельных участков, временно отводимых на период капитального ремонта	20
3.2.1 Постоянный и временный отвод земельных участков	20
3.2.2 Устройство временных проездов и объездов	21
3.3 Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения	22
3.3.1 Сведения о местах расположения баз материально–технического обеспечения (МТО)	22
3.3.2 Сведения о местах вывоза отходов строительства	23
3.3.3 Место проживания персонала, участвующего в строительстве.....	23
3.3.4 Организация связи на период строительства	23
3.4 Обоснование потребности в основных строительных машинах,	

механизмах, транспортных средств, воде, горюче-смазочные материалы (ГСМ) и временных зданиях и сооружениях.....	24
3.4.1 Потребность в основных строительных машинах и механизмах	24
3.4.2 Потребность в электроэнергии	29
3.4.3 Водопотребление на хозяйственно-питьевые нужды, бытовое водоотведение	30
3.4.4 Потребность в ГСМ	32
4 Технологическая часть.....	33
4.1 Порядок производства и виды работ.....	33
4.2 Земляные работы	34
4.3 Сварочные и монтажные работы.....	38
4.3.1 Перечень и последовательность операций сборки и сварки	43
4.4 Укладка участков нефтепровода	48
4.5 Изоляционные работы и балластировка трубопровода.....	52
4.5.1 Изоляция сварных стыков, деталей трубопровода	52
4.5.2 Балластировка трубопровода	54
4.6 Ликвидация технологических разрывов	55
4.7 Электрохимическая защита от коррозии	57
4.8 Очистка полости, гидравлическое испытание	58
4.9 Приемка и ввод в эксплуатацию трубопровода.....	69
5 Расчетная часть.....	72
5.1 Проверка прочности и деформации нефтепровода	72
5.2 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.....	74
5.3 Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе.....	79
6 Безопасность и экологичность.....	87
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	87

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	88
6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	89
6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	90
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	91
6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	92
6.7 Экологичность проекта	94
7 Экономический расчет	96
Заключение	103
Список использованных источников	104

ВВЕДЕНИЕ

ОАО «Транссибнефть» и входящее в его состав КРНУ (Красноярское нефтепроводное управление) является наряду с иными дочерними акционерными обществами функциональной подсистемой АК «Транснефть».

Основные виды деятельности Компании:

- транспортировка нефти по магистральным трубопроводам;
- эксплуатация магистрального трубопроводного транспорта;
- хранение нефти.

Компания осуществляет функции управления (прогнозирование, планирование, нормативное регулирование, методическое руководство, учет, контроль и т.д.) деятельностью ОАО в области рационального природопользования, охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при транспортировке, хранении и перекачке нефти.

Красноярское районное нефтепроводное управление эксплуатирует два магистральных нефтепровода «Омск – Иркутск» (диаметром 720 мм) и «Анжеро-Судженск – Красноярск» (диаметром 1020 мм), общей протяженностью 533 км, и граничит с западной стороны с Новосибирским РНУ в Ачинском районе около ж/д станции «Зерцалы» и с восточной – с Иркутской областью на переходе через ручей Верблюды. Последняя нефтеперекачивающая станция расположена в д. Старая Пойма Нижнеингашского района, далее нефтепровод обслуживается уже ООО «Востокнефтепровод».

Перекачку нефти по магистральному нефтепроводу «Омск – Иркутск» и «Анжеро-Судженск – Красноярск» обеспечивают НПС («Вознесенка», «Кемчуг», «Пойма») и ЛПДС («Рыбинская», «Ачинская»).

Магистральные нефтепроводы предназначены для транспортировки с места добычи до нефтеперерабатывающих комплексов. Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический

ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждении отказов, аварий. Из-за естественного старения магистральных нефтепроводов необходимо значительное повышение требований к их экологической безопасности.

Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли.

В дочерних акционерных обществах АК «Транснефть» к этим направлениям относят следующие:

- оснащение специализированных аварийно-восстановительных пунктов современным оборудованием и техническими средствами для ликвидации аварий и устранение дефектов нефтепроводов, в том числе на подводных переходах;

- внедрение систем мониторинга технического состояния магистральных нефтепроводов и их объектов;

- развитие системы и технологий планирования ремонта и предотвращения отказов магистральных нефтепроводов, в основе которых лежит оценка степени опасности выявленных дефектов, их ранжирование и устранение в первую очередь наиболее опасных;

- развитие информационных технологий комплексного анализа технического состояния магистральных нефтепроводов и их объектов на основе сопоставления данных внутритрубной инспекции, данных о состоянии электрохимической защиты от коррозии, данных о русловых процессах на подводных переходах, данных об отказах, авариях и ситуационных измерениях в зоне трассы трубопроводов;

1 Обоснования для проведения технического перевооружения перехода магистрального нефтепровода

Замена участка МН «Анжеро-Судженск – Красноярск», выполняется с целью повышения надежности нефтепровода при дальнейшей его эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийной ситуации.

Границы замены участка нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» ПК5346+67 – ПК5347+24.5 (по проектируемому нефтепроводу).

Проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтепровода в створе параллельно существующему.

Выбранный вариант прохождения проектируемого объекта обусловлен:

- производством работ в условиях действующего производства;
- расположением участка нефтепровода в одном техническом коридоре с уже существующими коммуникациями с учетом минимизации пересечений существующих коммуникаций, углов поворота трассы.

По экономическим расчетам на замену участка трубы через ручей 535 км магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» необходимо 10048586,3 руб. единовременных затрат.

Известно, что предприятие АО «Транснефть – Западная Сибирь» эксплуатирует более 3665 км магистральных нефтепроводов (в одноконтурном исчислении): «Омск – Иркутск», «Красноярск – Иркутск», «Омск – Павлодар», «ТОН-2» (до границы с Республикой Казахстан), и в том числе – «Анжеро-Судженск – Красноярск». В целом, протяженность магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) – 1017 км. АО «Транснефть – Западная Сибирь» обслуживает 67,3 км подводных переходов, в том числе через реки Иртыш, Обь, Енисей. Перекачку нефти осуществляют 19 магистральных нефтеперекачивающих станций, перекачку нефтепродуктов – 6 нефтепродуктоперекачивающих станций. Общая емкость резервуарного парка предприятия составляет 2061 тыс. м³.

2 Общая характеристика участка производства работ

2.1 Гидрометеорологические условия, геологическая характеристика

2.1.1 Климатическая характеристика

Климат района резко континентальный, характеризуется суровой зимой и непродолжительным теплым летом.

Атмосферная циркуляция. Над данной территорией перенос воздушных масс осуществляется в направлении с запада на восток, временами наблюдаются вихри циклонов с юга или юго-запада, обуславливающие нередко обильные осадки. Зимой, особенно в декабре-феврале, циклоническая деятельность проявляется слабо.

Ветровой режим. В течение всего года преобладающими являются ветры западного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,9 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 2,7 – 4,9 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в августе. Максимальная скорость ветра составляет 28 м/с, с порывами до 30 м/с.

Нормативное ветровое давление на высоте 10 м от земли повторяемостью 1 раз в 25 лет составляет 650 Па (скорость ветра 32 м/с).

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха равна минус 0,6 °С. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой воздуха минус 18,6 °С. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет плюс 17,8 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе и декабре (минус 55 °С), а абсолютный максимум – в июле (плюс 36 °С). Продолжительность теплого и холодного периода составляет 7 и 5 месяцев соответственно.

Устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0 °С осенью происходит 17 октября, весной – 13 апреля представлен в таблице 2.1. Первые заморозки отмечаются обычно в конце первой декады сентября,

последние в третьей декаде мая. Продолжительность безморозного периода обычно составляет 106 дней представлена в таблице 2.2.

Расчетная температура самой холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 40 °С, обеспеченностью 0,98 – минус 43 °С (метеостанция Красноярск).

Таблица 2.1 – Даты перехода средней суточной температуры воздуха через определенные пределы и число дней с температурой выше и ниже этих пределов по метеостанции Уяр

Характеристика	Предел				
	-10°С	-5°С	0°С	+5°С	+10°С
Переход температуры весной	10.03	24.03	13.04	03.05	22.05
Переход температуры осенью	15.11	04.11	17.10	29.09	08.09
Число дней с температурой выше	24	224	186	148	108
Число дней с температурой ниже	116	141	179	217	257

Таблица 2.2 – Даты наступления заморозков и продолжительность безморозного периода по метеостанции Уяр

Дата последнего заморозка			Дата первого заморозка			Средняя продолжительность безморозного периода, дни
Средняя	Ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя	
26.05	13.05	22.06	10.09	18.08	27.09	106

Температура почвы. Температура почвы связана с температурой воздуха. Средняя годовая температура поверхности почвы равна 0 °С.

Средняя глубина промерзания почвы составляет 158 см, наибольшая глубина – 200 см, наименьшая – 119 см.

С глубиной температура почвы в летние месяцы убывает, в зимние, напротив, температура почвы с глубиной выше, так как сначала охлаждается ее

поверхность. Начиная с глубины 1,6 м, средняя месячная температура почвы имеет только положительные значения. Средняя месячная и годовая температура почв по вытяжным термометрам приведена по метеостанции Красноярск в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Средняя месячная и годовая температура почвы (°С) по вытяжным термометрам по метеостанции Красноярск

Глубина, м	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
0,2	-5,4	-5,9	-3,8	0,0	6,8	13,4	17,5	15,8	10,2	3,4	-0,6	-3,7	4,0
0,4	-3,6	-4,5	-3,2	-0,5	4,1	10,5	15,2	14,7	10,4	4,6	1,0	-1,6	3,9
Глубина, м	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
0,8	-0,6	-1,7	-1,7	-0,6	0,7	6,0	11,1	12,4	10,3	6,3	3,0	1,0	3,8
1,2	0,8	-0,1	-0,6	-0,3	0,1	3,6	8,7	10,8	9,8	6,9	4,0	2,1	3,8
1,6	1,7	0,8	0,3	0,1	0,4	2,4	6,6	9,2	9,2	7,3	4,8	3,0	3,8
2,4	3,1	2,3	1,7	1,4	1,2	2,1	4,6	7,0	7,9	7,3	5,7	4,3	4,1
3,2	3,7	3,0	2,4	2,0	1,8	2,0	3,3	5,2	6,4	6,4	5,3	4,7	3,9

Осадки. Средняя многолетняя сумма осадков составляет 425 мм. Большая их часть 77,6 % выпадает в теплый период года, в холодный период – 22,4 % годовой нормы. Наибольшая сумма осадков за год составляет 589 мм, наименьшая – 242 мм, наибольшее количество осадков за месяц выпало в июле 1955 года – 146 мм, наименьшее – 0 мм в январе 1930 года.

Снежный покров. Снежный покров появляется в первой декаде октября. Устойчивый снежный покров образуется обычно в конце октября, а разрушается во второй декаде апреля. Полный сход снежного покрова наблюдается в начале мая.

Максимальной высоты снежный покров в поле достигает в конце первой декады марта, в лесу под кронами деревьев – в конце третьей декады февраля. Средняя из наибольших высот снежного покрова за многолетний период наблюдений в поле составила 30 см, наибольшая – 57 см, наименьшая – 13 см, в лесу под кронами деревьев – 57, 96, 40 соответственно. Расчетное значение веса снегового покрова равно 1,8 кПа (180 кгс/м²).

Влажность воздуха. Средняя годовая упругость водяного пара, содержащегося в воздухе, составляет 5,8 мб. Средняя месячная упругость водяного пара изменяется от 1,3 мб в январе до 14,1 мб в июле. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 69 %. Средние месячные ее значения изменяются от 56 % в мае до 75 % в декабре. Средний годовой дефицит влажности воздуха равен 3,3 мб.

Атмосферные явления. В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается 145 пасмурных дня и 38 ясных. Среднее количество дней с туманами составляет 27, наибольшее – 51. Среднегодовое количество дней с грозой составляет 16, наибольшее – 28. Средняя продолжительность гроз в году составляет 31,3 часа.

2.1.2 Инженерно-геологическая характеристика.

Согласно ГОСТ 25100-95 с учётом геологического строения в толще вскрытых отложений, по данным материалов инженерно-геологических изысканий на глубине до 7,0 м выделены два инженерно-геологических элемента (ИГЭ) и два слоя [1].

Современные техногенные (насыпные) грунты (tQ_{IV}) ими сложено полотно дорог вдоль трасс нефтепроводов на участке через ручей на 535 км.

Современные отложения четвертичной системы (pdQ_{IV}) представлены почвенно-растительным слоем, распространённым с поверхности на всей

исследуемой территории вдоль оси трассы нефтепровода и площадок ПОС, мощностью 0,3 – 0,4 м.

Озерно-аллювиальные средне-верхнечетвертичные отложения (IaQ_{II-III}) развиты на всем протяжении исследуемой трассы и площадках ПОС, залегают с поверхности под почвенно-растительным слоем и представлены суглинками мягкопластичной и тугопластичной консистенции, общей вскрытой мощностью 4,7 – 7,0 м.

Слой Ia (tQ_{IV}) Насыпные грунты представлены суглинками, перемешанными с почвой, отсыпанными сухим способом, слежавшиеся, ими сложено полотно дорог вдоль трассы нефтепроводов.

Слой 1 (pdQ_{IV}) Почвенно-растительный, мощность 0,3-0,4 м. Встречен повсеместно с поверхности вдоль трассы нефтепровода и на участках площадок ПОС.

ИГЭ 4-3 (IaQ_{II-III}) Суглинок бурый, буровато-серый, тяжелый пылеватый, тугопластичный, прослоями полутвердый, с включениями дресвы, щебня и песка до 10 %, вскрытой мощностью на участке через ручей на 535 км и площадке ПОС 1,2 – 4,7 м.

ИГЭ 4-4 (IaQ_{II-III}) Суглинок бурый, буровато-серый, легкий пылеватый, мягкопластичный, прослоями тугопластичный, вскрытой мощностью на участке через ручей на 535 км 3,0–5,3 м.

2.1.3 Специфические грунты

В пределах исследуемых участков встречены грунты, обладающие специфическими свойствами согласно СП 11-105-97 – насыпные (техногенные) грунты ИГЭ Ia , перемещенные механическим способом [2].

Насыпные грунты встречены на участке через ручей на 535 км и представлены суглинками, перемешанными с почвой, отсыпанными сухим

способом, уплотненным, слежавшимся, им сложено полотно автомобильной дороги.

Согласно СП 11-105-97 (Часть III) грунты относятся к виду глинистых, по способу отсыпки – планомерно возведенным насыпям, характеризуются практически однородным составом и сложением. Согласно СП 11-105-97 процесс самоуплотнения их во времени завершён [2].

В связи с тем, что при проходке скважин насыпные грунты не встречены, в техническом отчете не приведены данные лабораторных определений по насыпным грунтам.

2.2 Гидрологическая характеристика

По характеру водного режима водотоки относятся к рекам с весенним половодьем, паводками в теплое время года, низкой летне-осенней и зимней меженью.

Ручьи являются временными водотоками, сток в них наблюдается только в период прохождения половодий и дождевых паводков.

Начало весеннего половодья приурочено к первой половине апреля, максимум проходит в конце апреля. Средняя продолжительность половодья составляет 20 – 50 дней. После половодья наступает летне-осенняя межень, нарушаемая дождевыми паводками, превышающими половодье. В этот период наблюдаются наибольшие расходы воды и наибольшие уровни. Летом водотоки пересыхают. Зимой водотоки промерзают.

Ручей ПК5346+88,1 протекает по ложбине стока. Прилегающая территория представляет собой равнину с отметками 450 – 350 м. Растительность в пределах бассейна лесная, преобладает смешанный лес (сосна, ель, береза), часть площади приходится на неосвоенные участки земли, которые покрыты луговой растительностью.

Вдоль коридора местность расчищена от растительности, растут отдельные группы кустарников.

Дно ложбины сложено суглинками. Русло ручья плоское, слабовыраженное. На момент обследования, течение в русле не наблюдалось. Вода присутствовала только на отдельных участках и в понижениях. По оси нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» проходит вдольтрассовый проезд. В теле дороги для пропуска воды уложена стальная труба диаметром 1200 мм. Угроза размыва нефтепровода отсутствует. Расчетные уровни воды представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетные уровни воды в морфостворе

Водоток, створ	Высший годовой уровень воды обеспеченностью, м БС 77 г		Минимальный 30-суточный уровень воды
	1 %	10 %	95 %
ручей б/н ПК5346+88,1	350,76	350,67	прсх

2.3 Участок производства работ

Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта: сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.

2.3.1 Опасные геологические процессы

Согласно СП 11-105-97 из опасных геологических процессов и неблагоприятных инженерно-геологических явлений на исследуемой территории отмечаются подтопление подземными и поверхностными водами, сезонное промерзание и морозная пучинистость грунтов, сейсмичность района .

Подтопление: согласно СП 11-105-97 к постоянно подтопленным в естественных условиях относится вся исследуемая территория вдоль трассы нефтепровода [2].

На участке через ручей на 535 км подземные воды вскрыты на глубине 0,8 – 3,0 м от поверхности земли, на абсолютных отметках 350,70 – 353,0 м. Максимальное положение уровня ожидается в периоды интенсивного снеготаяния, выпадения дождей, вскрытия и паводка ручьев. В период максимума уровень подземных вод ожидается на отметках близких к поверхности земли.

На территории исследований через ручей на 535 км участки с глубиной залегания уровня грунтовых вод до 2,0 м от поверхности земли по оси существующей трассы нефтепровода встречены в районе ПК5346+0-ПК5347+82,3.

Протяженность обводненных участков с глубиной залегания уровня грунтовых вод 2,0 м и менее на период инженерно-геологических изысканий по оси существующей трассы нефтепровода составляет 182,3 м, что составляет 77,05 % от общей протяженности исследуемого участка нефтепровода (236,6 м).

На участке ручья на 535 км в районе ПК5346+88,1 трасса нефтепровода пересекает ручей, сток которого отведен в трубу диаметром 1200 мм, проложенную под дорогой. На участках между двумя нитками нефтепроводов «Анжеро-Судженск – Красноярск» и «Омск – Иркутск», а также севернее и южнее исследуемого участка в результате сооружений дорог, техногенных насыпей и прокладки нефтепровод нарушился естественный сток ручья и образовались заводи, поросшие болотной растительностью.

Максимальное положение уровня ожидается в периоды интенсивного снеготаяния, выпадения дождей, вскрытия и паводка ручьев. В период

максимума уровень подземных вод ожидается на отметках близких к поверхности земли.

Согласно СНиП 22-01-95 категория опасности территории по подтоплению оценивается как опасная [3].

Морозное пучение: грунты в зоне сезонного промерзания, в открытых траншеях, котлованах подвержены воздействию сил морозного пучения.

По степени морозоопасности грунты в зоне сезонного промерзания и в открытых траншеях, котлованах согласно ГОСТ 25100-95 относятся к чрезмернопучинистым: суглинки мягкопластичные ИГЭ 4-4, суглинки тугопластичные ИГЭ 4-3 [1]. Нормативная глубина сезонного промерзания приведена согласно климатической характеристике района работ, составленной по данным наблюдений на метеостанции п. Уяр, и составляет для суглинков – 1,96 м. Так нельзя оставлять число нужно переносить к единице измерения

При сезонном промерзании грунты способны увеличиваться в объёме, что сопровождается подъёмом поверхности грунта и развитием сил морозного пучения, действующих на конструкции сооружений. При последующем оттаивании пучинистого грунта происходит его осадка.

Во время строительства и эксплуатации промерзание грунтов может прогрессировать в результате нарушения условий естественного залегания грунтов.

Согласно СНиП 22-01-95 категория опасности территории по пучению для сооружений на естественном основании оценивается как весьма опасная [3].

Сейсмичность: Сейсмическая активность исследуемого участка составляет 7 баллов по шкале MSK-64. Исследуемый участок трассы расположен в сейсмически активном районе [3].

По сейсмическим свойствам грунты на исследуемом участке согласно СНиП 22-01-95 относятся:

- к II категории: суглинки тугопластичные (ИГЭ 4-3);
- к III категории: суглинки мягкопластичные (ИГЭ 4-4).

Согласно СНиП 22-01-95 территория изысканий по сейсмичности относится к весьма опасной [3].

3 Основные сведения о линейном объекте

3.1 Характеристика строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта

Данный пункт изъят. В пункте содержатся сведения, представляющие коммерческую ценность.

3.2 Сведения о размерах земельных участков, временно отводимых на период капитального ремонта

3.2.1 Постоянный и временный отвод земельных участков

Участок производства работ располагается на землях, находящихся в ведение Балайского сельского совета.

Размеры земельных участков, отводимых в краткосрочное и долгосрочное пользование, для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства работ приняты в соответствии с требованиями СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов» [5];

Использование земель над подземными магистральными трубопроводами по назначению должно осуществляться землепользователями с соблюдением мер по обеспечению сохранности трубопроводов.

Временные здания и сооружения, площадки под размещение объектов ПОС, предусмотренные проектом, расположить на территории не занятой лесом.

В состав временных сооружений и площадок входят:

- площадка для устройства котлована для гидравлических испытаний с объездной дорогой – 1 шт.;
- площадка для устройства амбаров для слива воды после вытеснения остатков нефти – 1 шт.;
- площадки складирования грунта – 1 шт.;
- временные здания и сооружения (бытовые помещения, площадка складирования, площадка стоянки и заправки техники) – 1 шт.;
- площадка стоянки пожарной техники – 1 шт., 12х12 м.

3.2.2 Устройство временных переездов и объездов

Устройство временных переездов: Участок производства работ расположен в обжитой местности с сетью существующих автодорог.

Проезд непосредственно к участкам работ возможен от железнодорожной станции «Красноярск – Северный» на юго-восток по автодороге с асфальтовым покрытием на протяжении 90 км, далее съезд по грунтовой дороге.

Участок работ на 535 км МН «Александровское – Анжеро-Судженск» расположен в 1,0 км севернее трассы федерального назначения М-53.

В местах проезда строительной техники через подземные коммуникации нефтепроводы и подземные кабели проектом предусматривается устройство

временного переезда с укладкой дорожных плит [5]. Для подсыпки под переезд на нормативное значение использовать привозной грунт.

Работы по устройству переезда выполняют в следующем техническом порядке:

- доставка автосамосвалами песка, выгрузка и разравнивание его вручную под основание железобетонных плит;
- доставка дорожных плит ПДН VI и укладка их на спланированное основание автокраном с применением четырехветвевго стропа;
- установка предупреждающих и запрещающих знаков.

Работы по установке знаков выполняются в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Организация временных подъездов и вдольтрассового проезда: Для замены участка нефтепровода предусматривается использовать существующие временные подъезды и вдольтрассовый проезд.

Кроме этого, для выполнения строительно-монтажных работ по сооружению нефтепровода, выполняются вдольтрассовые проезды, которые прокладываются параллельно оси трубопровода в пределах полосы отвода.

3.3 Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения

3.3.1 Сведения о местах расположения баз материально-технического обеспечения (МТО)

Доставку трубной продукции и оборудования для строительства планируется осуществлять железнодорожным транспортом. Разгрузка производится на железнодорожной станции «Северная» г. Красноярск Российской железной дороги.

Далее строительные грузы по автодорогам общего пользования доставляются на место производства работ автотранспортом.

Дальность возки труб от станции разгрузки до места производства работ составляет 110 км.

3.3.2 Сведения о местах вывоза отходов строительства

Вывоз демонтированных материалов и конструкций принята площадка УПТОК Красноярск, на расстояние 90 км от места производства работ. Вывоз отходов строительного и промышленного производства, твердых и жидких бытовых отходов производится на МУП Советского района г. Красноярск.

Вывоз образующихся отходов в специализированные предприятия по утилизации (переработке, обезвреживанию, захоронению) отходов производится по договорам, заключенным подрядной организацией до начала работ.

3.3.3 Место проживания персонала, участвующего в строительстве

Для расположения подрядных организаций на период строительства проектом предусматривается аренда существующего жилого фонда г. Балай. Доставка работающих к месту производства работ осуществляется ежедневно автотранспортом.

3.3.4 Организация связи на период строительства

Кроме производственно-технологической связи ОАО «АК Траснефть» на участке производства работ могут быть использованы средства сотовой связи.

На данном участке услуги сотовой связи предоставляют операторы: ОАО «Вымпелком-Р», ОАО «Мобильные ТелеСистемы».

Лицо ответственное за организацию безопасного производства работ, назначенное приказом по Красноярскому РНУ обязано:

- указать места установки средств связи, согласованного с подрядной строительной организации;
- организовать с привлечением подрядной строительной организации развертывание средств связи по требованию работников ПТУС;
- проведение инструктажа работникам связи и привлекаемой для выполнения работ по устройству связи подрядной строительной организацией с занесением в общий журнал инструктажа;
- определение круга лиц, по заявке подрядной строительной организацией, которым разрешен доступ к использованию средств связи;

Помещение расположения средств связи (мобильная рация, телефонные аппараты) должно иметь свободный доступ на период производства работ в рабочее время суток и на случай внештатной ситуации.

3.4 Обоснование потребности в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средств, воде, горюче-смазочные материалы (ГСМ) и временных зданиях и сооружениях

3.4.1 Потребность в основных строительных машинах и механизмах

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в целом по объекту на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин. Потребность в транспортных средствах определена на основании объема грузоперевозок, грузоподъемности транспортных средств и дальности перевозки грузов. В таблице 3.1 приведен

примерный перечень основных машин, механизмов и транспортных средств, необходимых для выполнения работ. В таблице 3.2 приведен перечень специальных машин.

Таблица 3.1 – Ведомость потребности в механизмах и транспортных средствах (в составе бригад)

Наименование	Марка и тип машины	Краткая характеристика	Кол-во машин в одной бригаде, шт
1	2	3	4
Бригада подготовительных и погрузочно-разгрузочных работ			
<u>Основные механизмы</u>			
Трубоукладчик	ТГ-321	г/п 32 т	1
Кран на автомобильном ходу	КС-45717	г/п 25 т	1
<u>Транспортные средства</u>			
Тягач	МАЗ-6422-1	г/п 32,7 т	1
Прицеп	МАЗ-9758-30	г/п 26,5 т	1
Автомобиль бортовой	КамАЗ-43118	г/п 10 т	1
Плетьевоз	ПВ 96	г/п 12 т	1
Автосамосвал	КАМАЗ-55111	г/п 13т	1
Тягач	КЗКТ 7428	г/п 50 т	1
Прицеп-тяжеловес	ЧМЗАП-9990-073-01	г/п 60 т	1
Агрегат по ремонту техники	АДП-305		2
Машина сопровождения колонны	Легковой автомобиль		1
Бригада по планировке полосы, устройству переездов			
Кран на автомобильном ходу	КС-45717	г/п 25 т	1
Бульдозер	ДЗ-27	118 кВт	1
Экскаватор импортный		V=1.0-1.6м ³	1
Бригада по земляным работам (отрывка и засыпка траншеи)			
Бульдозер	D-355A	301 кВт (410 л.с.)	1
Экскаватор импортный		V=1.0-1.6м ³	1
Ручная трамбовка	ТПВ-3А	Масса 3 кг	2

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4
Компрессор на шасси КамАЗ	ПКС-8/101	Производит. 8м ³ /час	1
Насос	НЦС-2	Производит. 130 м ³ /час	1
Бригада по демонтажу трубопровода и очистке от изоляции			
Трубоукладчик	D-355С	г/п-92т	3
Машина для безогневой резки труб	«Файн»	Диаметр 1020 мм	1
Аппарат воздушно-пламенной резки	ДПА-20		1
Машина очистная	ОМП-1020	Диаметр 1020 мм	1
Траверса	ТРВ 182	Диаметр 1020 мм	1
Полотенце мягкое	ПМ 1428Р	Диаметр 1020 мм	2
Бригада по сборке трубопровода и сварке стыков			
Трубоукладчик	D-355С	г/п-92т	3
Трактор	Т-130	118кВт (160 л.с.)	1
Сварочное и вспомогательное оборудование	Состав и комплектность оборудования должны соответствовать требованиям РД 25.160.00-КТН-011-10 в части требований, предъявляемых к сварочным процессам, регламентированным настоящим проектом		
Бригада по изоляции трубопровода			
Бригада по изоляции трубопровода			
Трактор	Т-130	118кВт(160л.с.)	1
Прицепы тракторные		г/п-2 т	1
Компрессор	ПКС-5	6 атм.	1
Передвижная лаборатория для контроля изоляции	ЛИП-1	Размещена в вагоне типа ВО-10	1
Искровой дефектоскоп	ДИ-74	Контроль толщины изоляционного покрытия — до 9 мм. Напряжение на щупе до 36 кВ	1
Бригада по укладке трубопровода и балластировке			
Трубоукладчик	D-355С	г/п-92т свк	3
Полотенце мягкое	ПМ 1428Р	Диаметр 1020 мм	2
Кран на автомобильном ходу	КС-45717	г/п 25 т	1

Таблица 3.2 – Сводная ведомость потребности в основных машинах, механизмах и специального оборудования

Машины и механизмы	Характеристика	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
Трубоукладчик	г.п.92т	шт	3
Полотенце мягкое	для диаметра трубопровода 1020мм; максимальная г.п. - 25т	шт	2
Бульдозер D-355A	мощн. 301 кВт	шт.	1
Экскаватор импортный	емк. ков. 1-1,6 м ³	шт.	1
Центратор наружный	ЦЗ101А (DN1000)	шт.	2
Центратор внутренний	ЦВ104 (DN 1000)	шт.	1
Машина очистная ОМП-1020	Диаметр 1020 мм	шт.	1
Машины и механизмы	Характеристика	Ед. изм.	Кол-во
Герметизатор	ГРК-1020 (основные)	шт.	4
Трассоискатель	точность обнаружения не менее 0,2 м	шт.	2
Установка для открытого водоотлива АВ-701	производительность 700м ³ /час	шт.	1
Искровой дефектоскоп ДИ-74	контроль толщины изоляционного покрытия — до 9 мм; напряжение на щупе до 36Кв	шт.	1
Передвижная лаборатория для контроля изоляции	размещена в вагоне типа ВО-10	шт.	1
Прицеп тракторный	г/п 2 т	шт.	1
Автокран	г/п 25 т	шт.	1
Плетьевоз	г/п 12 т	шт	1

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4
Комплект пескоструйного оборудования	-	шт	2
Наполнительно-опрессовочный агрегат	насос наполнительный: подача — 45 м ³ /ч; напор — 0,55 МПа; насос опрессовочный: подача — 2,32 м ³ /ч; давление — 20 Мпа	шт	1
Наполнительный агрегат	мощность 368 кВт (220 кВт)	шт	1
Компрессор на шасси КамАЗ	производительность 8 м ³ /час	шт	1
Насос для заливки воды НЦС-2	производит. (130 м ³ /час)	шт.	1
Электростанция	мощность не менее 100кВт	шт.	2
Мобильная радиостанция	MOTOROLA	шт.	1
Тягач МАЗ-6422-1	г/п 32,7т	шт.	1
Прицеп МАЗ-9758-30	г/п 26,5т	шт.	1
Тягач КЗКТ 7428	г/п 50т	шт.	1
Прицеп-тяжеловес ЧМЗАП-9990-073-01	г/п 60т	шт.	1
Насосный агрегат для откачки воды из котлована	подача/напор 16/16 или 25/20	шт.	1
Бортовая машина	г/п 10 т	шт.	1
Автобус «Урал» вахтовый	вместимостью 28 чел.	шт.	2
Автосамосвал	г/п 13 т	шт.	1
Углошлифовальная машинка	-	шт.	1
Печь для проковки электродов	ЭПЭ-40/400	шт.	1
Термопенал	-	шт.	4

Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4
Лоток	-	шт.	1
Огнетушитель	ОП-50	шт.	2
Огнетушитель	ОУ-10	шт.	10

3.4.2 Потребность в электроэнергии

Необходимо предусмотреть автономное энергоснабжение. Обеспечение электроэнергией на период строительства осуществляется от передвижных дизельных электростанций [6].

Расчет потребности в электрической энергии выполнен в соответствии с принятой организацией выполнения работ. Потребность в электроэнергии на площадке строительства определяется по установленной мощности токоприемников. Потребность в электроэнергии представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Потребность в электроэнергии

Наименование площадки (потребителей)	Потребление электроэнергии, кВт/час	Продолжительность эксплуатации, рабочие дни	Общее потребление электроэнергии, кВт
Площадка под временные здания и сооружения	60	26	15600
Участок производства работ	100	26	26000
Итого:	160		41600

Потребителями электрической энергии являются:

- временные здания и сооружения;
- участок производства работ.

Для расчета потребления электроэнергии принято:

- 26 рабочих дней в месяц;

- односменный режим работы;
- продолжительность рабочего дня 10 часов.

Строительная площадка, участки работ и рабочие места, проезды и подходы к ним должны быть освещены в соответствии с требованиями государственных стандартов. В качестве источника энергоснабжения на строительной площадке используются ДЭС-100.

В качестве источника энергоснабжения на площадке временных зданий и сооружений используется ДЭС-60 (1 шт.).

3.4.3 Водопотребление на хозяйственно-питьевые нужды, бытовое водоотведение

Для проживания работающих на период проведения строительных работ, проектом приняты решения по водоснабжению и водоотведению.

Проживание рабочих осуществляется в существующем жилом фонде п. Балай.

В соответствии с требованиями п.12.17 СанПиН 2.2.3.1384-03, проектом предусматривается централизованное снабжение бутилированной и сертифицированной питьевой водой, отвечающей требованиям действующих санитарных правил и нормативов. Температура воды для питьевых целей должна быть не ниже 8 °С и не выше 20 °С. В качестве питьевых средств рекомендуются: газированная вода, чай и другие безалкогольные напитки с учетом особенностей и привычек местного населения [7].

На строительной площадке количество питьевой воды, требуемое для одного работающего, определяется $q = 10$ л в смену на основании [6].

Воду для хозяйственно-бытовых нужд на стройплощадку предусмотрено доставлять ежедневно из существующей системы водоснабжения п. Балай по договору подрядчика. Хранение воды для хозяйственно-бытовых нужд на

стройплощадке предусмотрено осуществлять в алюминиевых бочках с соблюдением гигиенических норм.

Отведение бытовых сточных вод предусматривается в выгребные туалеты с выгребом. Выгребные ямы по всей внутренней поверхности изолируются плотной водонепроницаемой полимерной пленкой. В процессе эксплуатации будет производиться периодическая дезинфекция выгребов.

Для проведения гидравлического испытания, очистки и пропуска калибра необходима техническая вода.

Приемником сточных вод после гидравлических испытаний, промывки и пропуска калибра является амбар.

После испытания воду вытеснить пропуском двух поршней разделителей под давлением воды в подготовленные гидроизолированный амбар, с выложенной по дну и откосам высокопрочной полимерной пленкой, не допускающей загрязнения окружающей среды. Амбары располагаются за пределами водоохранных зон водных объектов на левом и правом берегах.

После предварительного отстоя (не менее 8 часов) и анализа воды, на предмет ее соответствия нормативам для рыбохозяйственных водоемов, вода сбрасывается на рельеф, а образовавшиеся твердые отходы подлежат вывозу специальным автотранспортом в места захоронения, согласованные с природоохранными организациями по договору подряда.

Источник получения воды для производственных нужд – ручей 535 км МН «Анжеро-Судженск – Красноярск». Качественный состав воды удовлетворяет требованиям, предъявляемым к воде, используемой для технических нужд. Режим водопотребления периодический.

Расход воды для бытовых нужд и количество бытовых стоков, образующихся на строительной площадке за период строительства, приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расход воды для бытовых нужд и количество бытовых стоков

Наименование	Количество работающих, чел.	Продолжительность строительства, дни	Водопотребление		Водоотведение	
			Норма л/сут. на 1 чел.	Общий расход за период ремонта, м ³	Норма л/сут. на 1 чел.	Общий объем за период ремонта, м ³
Строительная площадка						
*- хозяйственно-питьевые и гигиенические нужды на период строительства	26	26	10	6,8	10	6,8
Всего				6,8		6,8

Расход воды на питьевые и гигиенические нужды на строительной площадке рассчитан на наиболее многочисленную смену из расчета 6 дневной рабочей недели на весь период строительства.

В соответствии с [7] необходимо заключить договор на забор воды и разрешение предоставления водного объекта в пользование и сброс сточных вод из амбаров с местным Бассейновым Водным Управлением.

3.4.4 Потребность в ГСМ

При определении потребности строительства в ГСМ были использованы нормативы ВСН 417-81 «Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительного-монтажных машин и механизмов» [8]. При расчете топлива и смазочных материалов для транспортных машин использованы удельного нормы потребления топлива на 100 км пробега. Вся используемая строительная техника, агрегаты и механизмы, автомобильный транспорт работают на дизельном топливе. Общий расход ГСМ приведен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Общий расход ГСМ

Наименование показателя	Расчетная потребность в ГСМ, т	
	Дизтопливо	Масла для двигателей дизельных
Итого:	15	3

Заправка автомобилей производится на существующих АЗС ближайших населенных пунктов.

4 Технологическая часть

4.1 Порядок производства и виды работ

Укладка проектируемого участка нефтепровода предусмотрена с бровки траншеи трубоукладчиками с помощью мягких полотенец, соблюдая меры предосторожности против повреждения изоляционного покрытия.

Работы выполняются в зимний период. Перед выполнением работ необходимо выполнить перекрытие протоки с последующим восстановлением.

Технологическая последовательность выполнения работ:

- подготовительные работы (расчистка полосы производства работ, выравнивание рельефа, устройство временных переездов);
- разработка траншеи;
- укладка руслового участка трубопровода с бровки траншеи, предварительно забалластированного;
- очистка, гидравлическое испытание вновь уложенного участка нефтепровода;
- остановка перекачки, опорожнение, промывка действующего заменяемого участка МН;
- выполнение захлестов с существующим нефтепроводом;
- обратная засыпка траншеи разработанным грунтом;

- демонтаж участка нефтепровода;
- обустройство проектируемой трассы нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» опознавательными знаками;
- устройство электрохимзащиты;
- техническая рекультивация земель в полосе производства работ вновь построенного участка нефтепровода;
- вывоз и утилизация отходов;
- техническая рекультивация нарушенных строительством земель по всей ширине строительной полосы, в том числе площадок грунтовых амбаров, площадок складирования грунта;
- биологическая рекультивация.

В местах проезда строительной техники через подземные коммуникации (нефтепровод) проектом предусматривается устройство временных переездов с укладкой дорожных плит. Для подсыпки под переезды на нормативное значение использовать привозной грунт.

4.2 Земляные работы

При производстве земляных работ следует руководствоваться требованиями СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» [9], СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» [10], ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности» [11], РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов» [12].

Проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтепровода в створе, параллельно существующему нефтепроводу.

Важнейшими требованиями выполнения земляных работ являются:

- соблюдение допустимой крутизны откосов котлованов и траншей;
- соблюдение технологических разрывов по времени между разработкой траншеи, укладкой трубопровода и обратной засыпкой траншеи.

До начала земляных работ во избежание повреждения коммуникаций ковшом экскаватора необходимо определить шурфованием вручную, магнитным искателем положение подземных коммуникаций, пересекаемых и проходящих в одном коридоре с заменяемым участком нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» [9].

При работе экскаватора в зоне расположения подземных коммуникаций (трубопроводы, кабели) и ВЛЭП перед началом работ необходимо получить разрешение на право производства работ от организации, ответственной за эксплуатацию этих сооружений. Рытье траншеи в местах пересечения нефтепровода с подземными коммуникациями допускается лишь при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти коммуникации. При пересечении трассы нефтепровода с действующими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки трубопровода и не менее 1 м над верхом коммуникации. Оставшийся грунт разрабатывается вручную без применения ударных инструментов, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций [10].

Работы по разработке траншеи допускается вести после выполнения мероприятий по безопасному ведению работ, которые должны быть конкретизированы в проекте производства работ, разрабатываемым строительной организацией. Работы вести, строго соблюдая правила производства работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов.

Обозначаются границы разработки траншеи для выполнения укладки участка проектируемого нефтепровода. Устанавливаются предупредительные знаки в зоне производства работ.

Разработку русловой части траншеи выполнять экскаватором [13].

Границами угодий, подлежащих рекультивации, принимаются границы зоны временного отвода, занятые пашнями и сенокосами. Перед разработкой траншеи необходимо выполнить снятие плодородного слоя грунта. Мощность снимаемого плодородного слоя по данным почвенных карт составляет 0,3 м на землях сельскохозяйственного назначения [13].

Ширина снятия плодородного слоя соответствует ширине раскрытия траншеи плюс 0,5 м с каждой стороны, либо со всей полосы отвода (на пахотных землях) размерам открытых площадок для складирования труб, площадей устройства амбаров для очистки, гидравлических испытаний. Растительный грунт, снимаемый с площадей временного отвода, следует хранить в отвалах, в пределах полосы отвода, до завершения работ с последующим возвратом его на место участка временного отвода. Снятие и восстановление плодородного слоя выполнять бульдозером [12].

После завершения рекультивации земельные участки, которые были предоставлены в краткосрочную аренду, возвращаются прежним землевладельцам (землепользователям) в состоянии, пригодном для дальнейшего их использования по назначению.

При разработке траншеи необходимо:

- произвести разметку границ работ;
- использовать лестницы для спуска людей в траншею;
- устроить переходы через траншею.

В соответствии с п. 3.11 СНиП III-42-80* при сооружении трубопроводов диаметром 1020 мм и более должна проводиться нивелировка дна траншеи по всей длине трассы: на прямых участках через 50 м; на вертикальных кривых

упругого изгиба через 10 м; на вертикальных кривых принудительного гнутья через 2 м [10].

До начала работ по засыпке траншеи, должно быть:

- проверено проектное положение трубопровода и качество изоляционного покрытия;

- получено письменное разрешение от Заказчика на засыпку уложенного трубопровода.

При засыпке траншеи соблюдать следующие правила:

- при наличии горизонтальных кривых вначале засыпать криволинейный участок (начиная от середины его в обе стороны), а затем остальную часть участка;

- на участках с вертикальными кривыми засыпку производить с двух сторон понижения сверху вниз [13].

Засыпка нефтепровода выполняется бульдозером. При засыпке траншеи, во избежание размыва берегов, проектом предусмотрено устройство глиняных перемычек с обязательным уплотнением грунта в траншее.

При обратной засыпке необходимо восстановить естественный рельеф местности.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, необходимо приостановить работу, принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. Строительно-монтажные работы могут быть продолжены после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации [10].

4.3 Сварочные и монтажные работы

Сварочные работы выполнять согласно РД-25.160.00-КТН-011-10 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов», согласно выбранным способам сварки. Складирование и хранение сварочных материалов выполнять согласно п. 7 РД-25.160.00-КТН-011-10 [14].

Сварщики должны быть аттестованы, и иметь на руках следующие действующие документы:

- аттестационное удостоверение сварщика или специалиста сварочного производства соответственно;
- удостоверение проверки знаний в области промышленной безопасности, охраны труда, пожарной безопасности;
- удостоверение по проверке знаний норм и правил работы в электроустановках [14].

Непосредственно перед проведением работ организация и сварщики должны пройти допускные испытания в соответствии с требованиями раздела РД-25.160.00-КТ-011-10 [14].

Перед выполнением сварочно-монтажных работ следует выполнить следующие подготовительные мероприятия:

- назначение лиц, ответственных за подготовку нефтепровода к проведению сварочных работ;
- назначение лиц, ответственных за подготовку и проведение сварочных работ;
- оформление наряда-допуска на ведение огневых работ;
- определение перечня противопожарных мероприятий;
- подготовка сварочных материалов, оборудования и инструментов;
- проверка состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ;

- подготовка поверхности свариваемых деталей;
- сварочные работы;
- контроль качества сварки;
- согласовать зону производства СМР в охранной зоне МН;
- спланировать площадку для сварочно-монтажных работ;
- подготовить для трубоукладчика подъездные пути к месту сборки и сварки и местам складирования труб;
- установить вагончики для отдыха людей, хранения инвентаря и сварочных материалов, печи для прокали электродов;
- произвести отключение от ЭХЗ и размагничивание концов стыкуемого трубопровода;
- развезти, разложить трубы в вдоль оси трубопровода на расстоянии 10 м от бровки траншеи под углом 15 – 20 град. к оси проектируемого трубопровода на деревянные подкладки (не менее 2 на трубу), обитые эластичным материалом шириной не менее 100 мм и толщиной не менее 100 мм;
- подвести коммуникации (силовые и сварочные кабели) от передвижных дизельных электростанций;
- разместить в зоне производства работ трубоукладчики, сварочные агрегаты, бульдозер, центратор, инвентарные лежки и другое необходимое оборудование и инструменты.

Сварочно-монтажные работы следует выполнить в следующей последовательности:

- проверить состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ;
- уложить концы труб на инвентарные лежки;
- очистить полости труб от грязи и других посторонних предметов;
- провести ВИК труб;

- усиление заводских продольных швов снаружи трубы следует удалить до величины 0 – 0,5 мм на участке шириной 10 – 15 мм от торца трубы;

- зачистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним наружные и внутренние поверхности секции (плети) на ширину не менее 10 – 5 мм согласно технологическим картам;

- выполнить центровку торцов труб внутренними центраторами. Наружные центраторы следует применить в случае невозможности применения внутренних центраторов;

- произвести подогрев концов труб, если того требует технология сварки;

- выполнить сварку стыков ручной электродуговой или полуавтоматической сваркой согласно технологическим картам;

- выполнить сварку корневого шва, зачистку шва. (Освобождать жимки внутреннего центратора следует после сварки не менее 100 % периметра корневого слоя шва);

- выполнить сварку заполняющих и облицовочного слоев шва, нанести клеймо сварщика или бригады сварщиков, выполнивших сварку стыка на наружную поверхность трубы маркером на расстоянии 100 – 20 мм от сварного шва;

- произвести контроль качества сварных соединений. Результаты проверки сварных швов (наплавленного металла) физическими методами следует оформить в виде заключения дефектоскопического контроля согласно [13].

Способы сварки: При строительстве и ремонте трубопроводов разрешается применять способы сварки и их комбинации в соответствии с 9.1-9.7 РД-25.160.00-КТН-011-10, при этом во всех случаях следует отдавать предпочтение технологиям автоматической, механизированной сварки. Ручную дуговую сварку покрытыми электродами разрешается применять для ремонта

стыков трубопровода и при экономической нецелесообразности применения автоматической или механизированной сварки [14].

Сварку стыков, вантузов, усиливающих накладок, патрубков КИП и импульсных линий выполняется ручной дуговой сваркой.

Сварку герметизирующих чопов выполнять ручной дуговой сваркой. Сварка катодных выводов для монтажа ЭХЗ выполняется термитной или ручной дуговой сваркой [15].

Подбор сварочного оборудования и сварочных материалов должен осуществляться согласно выбранным технологиям сварки.

Порядок допуска организаций к выполнению сварочно-монтажных работ на объектах организаций системы ОАО «АК «Транснефть» осуществляется в соответствии с требованиями раздела 14 РД-25.160.00-КТН-011-10 [14].

Требования к сборке стыков: Сборку кольцевых стыков выполнять согласно требованиям п.8.3 РД-25.160.00-КТН-011-10 [14].

При сборке запрещается любая ударная правка концов труб.

Все подготовительные и сборочно-сварочные операции следует производить в соответствии с операционными технологическими картами, указания которых должны быть подтверждены результатами аттестации технологии сварки. Смещение кромок должно быть равномерно распределено по периметру стыка.

Величина смещения для труб с толщиной стенки 10,0 мм и более – 20 % от нормативной толщины стенки, но не более 3,0 мм.

При сборке труб с толщиной стенки более 10 мм, с применением внутреннего центриатора, смещение кромок должно составлять не более 2,0 мм. При сборке заводские швы следует смещать относительно друг друга не менее чем на 100 мм.

Сборку труб в плети следует осуществлять на внутреннем гидравлическом центриаторе. Центриатор не должен оставлять царапин, задиров,

масляных пятен на внутренней поверхности труб. Сборку на внутреннем центраторе стыков труб и деталей с заводской или подготовленной специализированными станками разделкой кромок следует осуществлять без прихваток. Если в процессе установки технологического зазора возникла объективная необходимость в установке прихваток, то они должны быть полностью удалены в процессе сварки корневого слоя шва.

В случае технической невозможности сборки стыков без прихваток разрешается их установка с последующим удалением в процессе выполнения корневого слоя шва. При этом использовать режимы и сварочные материалы, указанные для корневого слоя шва.

Сборку стыков захлестов следует осуществлять на наружном гидравлическом центраторе.

Перед началом выполнения сварки корневого слоя шва или установкой прихваток, производится подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков.

Сварка каждого слоя шва производится двумя сварщиками одновременно. Сварочные работы выполнять под руководством аттестованных специалистов по технологиям сварки, которые аттестованы в соответствии с [14].

В процессе работы производится периодический контроль параметров режима и постоянный контроль технического состояния сборочно-сварочного оборудования. При выполнении работ должна быть обеспечена сохранность заводской изоляции труб. Для предохранения заводского изоляционного покрытия от попадания на него брызг расплавленного металла предназначены коврики из кошмы. Ширина каждого коврика должна быть не менее 0,6 м, а длиной по всему диаметру трубы. Коврики из кошмы разместить по обе стороны свариваемого стыка на расстоянии 10 – 12 см. Коврики удерживать на трубе эластичными хомутами или ремнями.

Для шлифовки замков шва рекомендуется применять малогабаритные шлиф – машинки. Запрещается приваривать обратный кабель к телу трубы.

Погрузочно-разгрузочные работы выполняются автомобильным краном и трубоукладчиком с применением траверсы и мягких полотенец. При работе с трубами с заводской изоляцией стрелы трубоукладчиков, ложементы, коники трубопроводов должны быть обрезинены.

Неподвижность концов трубопровода обеспечивается фиксированием положения стрелы трубоукладчика и закреплением трубопроводов на опорах. При монтаже и сварке труб применяются инвентарные «лежки». Использование земляных призм недопустимо. Во время дождя, грозы и при скорости ветра 10 м/с необходимо применять инвентарные укрытия [16].

Все сварные соединения трубопроводов после очистки их от шлака, брызг металла подвергаются визуальному контролю и обмеру. Сварочные работы производить при температуре наружного воздуха не ниже 40 °С [16].

4.3.1 Перечень и последовательность операций сборки и сварки

Очистка трубы: Внутреннюю и наружную неизолированную поверхности труб очистить от земли и других загрязнений.

Подготовка кромок:

- осмотреть поверхность и кромки труб;
- устранить шлифованием на наружной поверхности торцов труб царапины, риски, задиры глубиной до 0,7 мм. Остаточная толщина стенки трубы не должна выходить за пределы минусового допуска на толщину стенки по ТУ;
- не допускается ремонт сваркой любых повреждений тела трубы, включая вмятины на концах труб, забоины и задиры фасок;

- участок торца трубы, подлежащий ремонту, следует обрезать механизированной газовой резкой с последующей механической обработкой торцов труб станком типа СПК 141 или фрезой обеспечивающей восстановление кромок (механическая обработка кромок на глубину не менее 1 мм.).

Зачистить до металлического блеска прилегающие к кромкам, внутреннюю и наружную, поверхности трубы на ширину не менее 10 мм. Усиление заводских швов снаружи трубы следует удалить до величины 0,5 мм на участке шириной не менее 10 мм от торца трубы. Продольные стыки ремонту не подлежат [12].

Подогрев стыка:

Сборка и сварка производится на внутреннем гидравлическом центраторе без прихваток.

Допускается установка прихваток количеством не менее 3 шт. длиной не менее 100 мм. При этом использовать режимы и сварочные материалы, указанные для корневого слоя шва.

При сборке заводские швы следует смещать относительно друг друга не менее чем на 100 мм. При этом они должны располагаться в верхней половине периметра свариваемых труб.

При сборке труб с толщиной стенки более 10 мм, с применением внутреннего центратора, смещение кромок должно составлять не более 2,0 мм. Измерение величины смещения кромок осуществляется шаблоном по наружным поверхностям труб [17].

Величина зазора между стыкуемыми кромками труб должна составлять 2,5 – 3,5 мм.

Сварка стыка: Выполнить полуавтоматическую сварку корневого слоя шва. В процессе работы произвести обработку шлифовальным кругом на

участках расположения замков. Произвести тщательную обработку шлифовальным кругом поверхности корневого слоя шва.

Выполнение подварочного слоя производится в местах видимых дефектов (несплавлений, непроваров и других поверхностных дефектов, а также на участках периметра со смещениями кромок более 2 мм (при условии, что эти смещения являются допустимыми)). В этом случае общая протяженность участков подварки не должна превышать 1/3 периметра трубы [17].

Установить направляющий пояс для перемещения сварочных головок. Установить головки для автоматической сварки, откорректировать их положение и проверить настройку параметров режима сварки согласно РД-25.160.00-КТН-011-10 с изм. №1. Выполнить сварку горячего прохода [14].

Последовательно производить настройку параметров режима и сварку заполняющих и облицовочного слоев шва.

Амплитуду колебаний при сварке облицовочного шва выбирают из расчета перекрытия швом разделки по ширине 1,0 – 2,0 мм в каждую сторону.

Участки поверхности облицовочного слоя с грубой чешуйчатостью (превышения гребня над впадиной составляет 1мм и более), а также участки с превышением усиления шва следует обработать шлифовальным кругом или напильником, суммарной протяженностью не более 1/3 периметра.

Сварочные работы выполнять под руководством аттестованных специалистов, по технологиям сварки, аттестованным согласно РД-25.160.00-КТН-011-10 с изм. №1,2 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов» с учетом РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» [18] и РД-03.120.10-КТН-001-11 «Положение об аттестации сварочного производства на объектах ОАО «АК «Транснефть» [19]. Технологии сварки должны быть

аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-615-03 и РД-03.120.10-КТН-001-11.

Сварщики, выполняющие приварку выводов ЭХЗ к магистральным трубопроводам термитной сваркой с применением термита на медной основе, должны иметь действующее аттестационное удостоверение с областью распространения, содержащей термитную сварку [15].

Технология сборки и сварки (величина зазора, температура просушки, предварительного подогрева, режим сварки, количество слоев шва, тип и марка сварочных электродов) регламентируется «Технологической картой на сварку», разрабатываемой строительной организацией, с учетом требований регламента РД-25.160.00-КТН-011-10 «Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» [14].

Технологии приварки выводов ЭХЗ подлежат аттестации в соответствии с требованиями [15].

При выполнении сварочно-монтажных работ следует выполнить следующие подготовительные мероприятия:

- назначение лиц, ответственных за подготовку нефтепровода к проведению сварочных работ;
- назначение лиц, ответственных за подготовку и проведение сварочных работ;
- оформление наряда-допуска на ведение огневых работ;
- определение перечня противопожарных мероприятий;
- подготовка сварочных материалов, оборудования и инструментов;
- проверка состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ;
- подготовка поверхности свариваемых деталей;
- сварочные работы;
- контроль качества сварки.

До начала работ по сборке и сварке секций труб в нить на трассе необходимо выполнить следующие работы:

- произвести отключение от ЭХЗ и размагничивание концов стыкуемого трубопровода;
- развести и уложить секции труб на лежки вдоль оси трубопровода на расстоянии 1,0 м от бровки траншеи под углом от 15 до 20° к проектной оси трубопровода;
- секцию очистить от грязи, камней и других предметов;
- зачистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним наружные и внутренние поверхности секции (плети) на ширину не менее 15 мм согласно технологическим картам.

Подготовка кромок труб к сварке должна соответствовать требованиям РД-25.160.00-КТН-011-10 [14].

Остаточная магнитная индукция торцов труб не должна быть более 3 мТл.

Для размагничивания трубопроводов в трассовых условиях применять приборы ПКНТ 5/8 [17].

Размагничивание труб выполнять согласно требованиям [17].

Погрузочно-разгрузочные работы выполняются автомобильным краном и трубоукладчиком с применением траверсы и мягких полотенец. При работе с трубами с заводской изоляцией стрелы трубоукладчиков, ложементы, коники трубопроводов должны быть обрезинены.

Плоскости торцовых поверхностей стыкуемых трубопроводов должны быть перпендикулярны осям этих трубопроводов и параллельны друг другу.

Неподвижность концов трубопровода обеспечивается фиксированием положения стрелы трубоукладчика и закреплением трубопровода на опорах.

Перед выполнением сварочных работ производится размагничивание торцов катушек и ремонтируемых труб для нейтрализации эффекта «магнитного дутья».

При монтаже и сварке труб применяются инвентарные «лежки». Использование земляных и снежных призм недопустимо. Во время дождя, грозы и при скорости ветра более 10 м/с необходимо применять инвентарные укрытия.

Все сварные соединения трубопроводов после очистки их от шлака, брызг металла подвергаются визуальному контролю и обмеру. Сварочные работы производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 40 °С.

В процессе работы производится периодический контроль параметров режима и постоянный контроль технического состояния сборочно-сварочного оборудования [14]. При выполнении работ должна быть обеспечена сохранность заводской изоляции труб. Для предохранения заводского изоляционного покрытия от попадания на него брызг расплавленного металла предназначены коврики из кошмы. Ширина каждого коврика должна быть не менее 0,6 м, а длиной по всему диаметру трубы. Коврики из кошмы разместить по обе стороны свариваемого стыка на расстоянии 10 – 12 см. Коврики удерживать на трубе эластичными хомутами или ремнями.

Проектируемый участок нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск», укладываемый траншейным методом, принят из труб диаметром 1020 x 12 мм первого уровня качества.

4.4 Укладка участков нефтепровода

Укладка участка проектируемого нефтепровода предусмотрена с бровки траншеи трубоукладчиками с помощью мягких полотенец, согласно ВН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация», путем подъема плети, ее смещения и свободной укладки на дно траншеи,

соблюдая меры предосторожности против повреждения изоляционного покрытия [20].

При укладке изолированного трубопровода в траншею должно быть обеспечено:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей длине;
- минимальное расстояние между трубопроводом и стенками траншеи – 100 мм, а на участках, где предусмотрена установка грузов – $0,45 D$ плюс 100 мм, где D – диаметр трубопровода.

В состав работ по укладке нефтепровода на участке перехода входят:

- подчистка обвалов траншей;
- строповка и подъем плети нефтепровода на монтажных полотенцах или троллейных подвесках;
- расстроповка плети нефтепровода;
- переезды в процессе работы;
- контроль сохранности изоляционного покрытия;
- контроль качества укладки нефтепровода.

Перед укладкой нефтепровода в траншею необходимо:

- проверить надежность стальных канатов, блоков и тормозных устройств трубоукладчиков, а также монтажных полотенец и других полотенец;
- вырыть траншею, согласно проекта;
- заизолировать стыки нефтепровода;
- проверить искровым дефектоскопом сплошность покрытия в процессе укладки [16].

При перемещении и укладке в траншею нефтепровода диаметром 1020 мм должно использоваться не менее четырех трубоукладчиков. Укладку

изолированного нефтепровода производится циклическим способом, предусматривающим использование монтажных мягких полотенец.

При использовании циклических методов возможны два способа их проведения:

- способ «перехвата», когда трубоукладчики устанавливаются по трассе друг за другом и, последовательно подменяя идущего впереди, перемещаются с заданным шагом вдоль укладываемой плети;

- способ «переезда», когда последний (освободившийся от нагрузки в конце очередного цикла) трубоукладчик, огибая колонну, перемещается в ее головную часть и включается в работу.

При использовании циклического метода укладки с помощью мягких полотенец или эластичных строп не следует осуществлять захват нефтепровода в местах, где находится зона кольцевых стыков (в пределах расположения изолирующих манжет), а также в местах, где был обнаружен не устраненный дефект изоляции. В случае появления воды в траншее она откачивается из траншеи [20].

Технологическая схема на укладку изолированного нефтепровода в траншею предусматривает следующий состав работ:

- строповку и подъем плети нефтепровода на полотенцах;
- опускание плети нефтепровода в траншею последовательными захватками и расстроповка;
- подчистка обвалов траншеи.

Процесс укладки нефтепровода состоит в следующем. Подготовленную на бровке траншеи плеть нефтепровода поднимают на высоту не более 0,5 – 0,7 м над уровнем земли трубоукладчики и перемещают к месту укладки. Расстояние между трубоукладчиками 20 – 25 метров. Опускание нефтепровода трубоукладчиками в траншею на проектные отметки осуществляется одновременно. Один полный цикл укладки заканчивается, когда все

трубоукладчики займут новое положение, после чего в той же последовательности выполняют очередные циклы, пока весь участок трубопровода (плети) не будет уложен в проектное положение.

При укладке плетей сложной конфигурации (с наличием большого числа кривых вставок) их длина должна быть ограничена как условиями «вписываемости» смонтированного на берме участка в требуемое проектное положение, так и факторами, связанными с обеспечением устойчивости изолированной плети против самопроизвольного смещения ее с лежек. Как правило, в таких условиях должны монтироваться на берме условно так называемые «короткие» плети. Короткой считается плеть, когда ее укладка может быть произведена колонной трубоукладчиков, оснащенных полотенцами за один прием, включающий в себя подъем, поперечное перемещение и спуск плети; циклических перемещений трубоукладчиков при этом не требуется [17].

Укладка руслового участка трубопровода в майну. Работы по устройству майны выполнить в следующем порядке:

- произвести расчистку участка от снега бульдозером по 10 м от кромок майны для размещения техники и рабочего оборудования;
- выполнить продольные прорезы на расстоянии 0,5 – 1,0 м, затем прорезы, перпендикулярные к ним, на расстоянии 0,5 – 1,0 м друг от друга;
- посыпать песком или шлаком лед около майны и места работы;
- удалить карты льда из майны при помощи экскаватора, и переместить трактором из зоны производства работ;
- выполнить ограждение майны предупредительными знаками [17].

4.5 Изоляционные работы и балластировка трубопровода

4.5.1 Изоляция сварных стыков, деталей трубопровода

При выполнении изоляционных работ следует руководствоваться требованиями:

- СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» [10];
- ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция» [21];
- ГОСТ Р51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» [15];

Работы выполняются с оформлением наряда-допуска на производство огневых работ и работ повышенной опасности.

Защита нефтепровода от почвенной коррозии осуществляется использованием труб с заводской изоляцией, изоляцией сварных стыков термоусаживающимися манжетами и подключением к средствам существующей электрохимзащиты [21].

Антикоррозионная изоляция проектируемого трубопровода принята с:

- для трубопровода заводское трехслойное полимерное изоляционное покрытие толщиной слоя не менее 3,0 мм.

Изоляция сварных стыков трубопровода проектом предусмотрена установкой термоусаживающихся изоляционных манжет 1 типа, шириной 450 мм, толщиной не менее 2,4 мм в соответствии.

Термоусаживающиеся манжеты устанавливаются на трубу по эпоксидному праймеру.

В комплект манжеты входят:

- эпоксидный праймер на основе модифицированной эпоксидной смолы отвердителя;

- термоусаживающаяся полимерная лента, состоящая из полиэтиленовой пленки – основы и адгезионного подслоя на основе модифицированных термопластичных или мастичных полимерных композиций;

- замковая пластина, предназначенная для замыкания в кольцо (вокруг зоны сварного стыка трубопровода) отрезка термоусаживающейся ленты.

Технология изоляции наружных сварных стыков труб термоусаживающимися манжетами по слою эпоксидного праймера включает в себя следующие последовательно выполняемые технологические операции:

- предварительный подогрев и сушка зоны сварного стыка;
- очистку зоны сварного стыка;
- нагрев зоны сварного стыка труб;
- нанесение на зону сварного стыка эпоксидного праймера;
- формирование муфты из термоусаживающейся манжеты (с установкой замковой пластины) [21];

- термоусадка муфты;

- прогрев покрытия на стыке.

В результате проведенных работ по изоляции стыков:

- термоусаживающаяся манжета должна плотно охватывать изолируемую поверхность металла и заводского покрытия трубы и иметь поверхность без пузырей, гофр и складок без следов прожигания манжеты;

- через изоляцию должен проступить профиль сварного стыка трубы, нахлеста ленты;

- с обеих сторон от стыка, на заводском покрытии должен выступать адгезив (несколько миллиметров на всем диаметре трубы).

Термоусаживающаяся манжета должна наноситься на очищенную и нагретую до заданной температуры поверхность зоны сварного стыка трубопровода по согласованной нормативно-технической документации,

разработанной с учетом рекомендаций Поставщиков изоляционных материалов.

4.5.2 Балластировка трубопровода

Для обеспечения устойчивого положения трубопровода проектом предусмотрено применение балластирующих устройств с соблюдением требований следующих нормативных документов: СНиП III-42-80* [10].

Балластировка предусмотрена утяжелителями охватывающего типа БУОТ-1020.

Всего на заменяемых участках нефтепровода предусмотрена установка 36 комплектов утяжелителей типа БУОТ. Места установки, шаг установки и количество комплектов установки утяжелителей представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень устанавливаемых утяжелителей

Участок	Утяжелители типа БУОТ	
	Шаг установки, м	Кол-во, комплект.
1	2	3
ПК5346+67-ПК5347+24,5	1,96	19

Началу работ по установке утяжелителей предшествует комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ:

- назначение лиц, ответственных за качественное и безопасное производство работ;
- проведение обучения и аттестации работающих на право выполнения работ по установке утяжелителей;
- обеспечение рабочих мест необходимым оборудованием, инструментом, инвентарем, приспособлениями;
- подготовка площадки для складирования утяжелителей;
- создание запаса утяжелителей и комплектующих материалов;

- проверка качества изоляционных и укладочных работ;
- устройство перемычек при наличии воды в траншее.

Балластировка трубопровода грузами БУОТ производится после проведения укладочных работ [22].

Для защиты изоляционного покрытия под соединительные пояса БУОТ устанавливаются футеровочные маты (предохранительные коврики). Коврики должны иметь прямоугольную форму, длина коврика должна обеспечить свисание его концов ниже средней образующей трубопровода и составлять не менее $3/4$ диаметра трубопровода, коврик должен выступать не менее чем по 200 мм за торцевые грани утяжелителя.

До начала установки утяжелителей произвести разметку несмываемой краской мест установки утяжелителей на трубопровод в соответствии с проектом.

Геометрические параметры утяжелителей, объем бетона, масса и расход стали должны соответствовать ТУ.

Монтаж утяжелителей на изолированный трубопровод следует выполнять в соответствии с требованиями, указанными в ТУ.

При производстве и приемке работ по балластировке и закреплению трубопровода необходимо осуществлять входной, операционный и приемочный контроль [22].

4.6 Ликвидация технологических разрывов

Ликвидацию технологических разрывов, нужно производить в соответствии с РД-25.160.00-КТН-011-10 [14].

В зависимости от условий выполнения работ, сварка захлесточных стыков при ликвидации технологических разрывов может производиться по трем схемам:

- схема 1 – оба конца стыкуемых участков трубопровода (плетей) свободны (не засыпаны грунтом и имеют свободу перемещений в вертикальной и горизонтальной плоскостях);

- схема 2 – конец одного из стыкуемых участков трубопровода свободно перемещается в вертикальной и горизонтальной плоскостях, а другой заземлен (подходит к крановому узлу, засыпан и т.п.);

- схема 3 – оба конца соединяемых участков трубопровода засыпаны (заземлены), но оси, соединяемых участков находятся в пределах, соответствующих условиям сборки.

В соответствии с первыми двумя схемами соединение участков трубопровода производится сваркой одного кольцевого захлесточного стыка или вваркой катушки с выполнением двух кольцевых стыков. В соответствии с третьей схемой ликвидации технологических разрыва производят путем вварки катушки с выполнением двух кольцевых стыков (или трех стыков – для варианта составной катушки) [14].

При выполнении захлесточного стыка путем установки катушки необходимо изготовить катушку из труб того же диаметра, той же толщины и марки стали, что и соединяемые участки трубопровода, и уложить ее на инвентарные монтажные опоры (лежки) рядом с траншеей. Длина катушки должна быть не менее одного диаметра трубы.

Не допускается сварка разнотолщинных труб при монтаже захлестов. При выполнении работ по сварке стыков захлестов минимальная температура предварительного подогрева должна составлять +100 °С.

Предварительный подогрев стыков труб осуществляется с помощью установки индукционного нагрева или кольцевых пропановых горелок.

Сборку производить тремя трубоукладчиками с использованием наружного центризатора преимущественно гидравлического типа.

Все сварные соединения труб после их очистки от шлака, грязи, брызг металла, снятия наружного грата подвергаются визуальному контролю в соответствии с [14].

В соответствии с [23] контроль стыков (захлестов и катушек) подвергается неразрушающим радиографическим контролем в объеме 100 % и 100 %-ный ультразвуковым контролем.

После окончания работ по ликвидации технологических разрывов (сварке захлестов и катушек) необходимо приступить к изоляции стыков.

Перед началом работ по изоляции зоны сварных стыков должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- очищен котлован от посторонних предметов;
- получено разрешение на изоляцию зон сварных стыков от Заказчика;
- установлено соответствие изоляционных материалов техническим условиям;
- подготовлено необходимое оборудование и средства механизации работ, проверена их работоспособность и изучена инструкция по эксплуатации [23].

4.7 Электрохимическая защита от коррозии

Электрохимическая защита от коррозии (ЭХЗ) заменяемого участка нефтепровода осуществляется методом катодной поляризации от существующих станций катодной защиты [24].

По результатам геофизических исследований, выделенные грунты средней коррозионной агрессивностью по отношению к стали и удельное электрическое сопротивление грунта изменяется от 23 до 32 Ом.м.

Для контроля рассматриваемого защитного потенциала нефтепровода проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов в

соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

В соответствии с [15] необходимо обеспечить защитный поляризационный потенциал от – 0,85 В до -1.15 В. Измерительные кабели приняты марки ВВГ. Монтажные работы ЭХЗ представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Монтажные работы ЭХЗ

Монтажные работы ЭХЗ	Ед. изм	Кол-во
Установка металлической контрольно-измерительной колонки	шт.	2
на бетонной подушке	м ³	0,08
с песчаной подсыпкой	м ³	0,06
Установка электрода сравнения медносульфатного,	шт.	2
Монтаж кабеля внутри КИП	км.	0,01
Подключение кабеля термитной сваркой к трубопроводу	подкл.	2
Грунтовка металлических поверхностей на один раз: грунтовкой ГФ-021	м ²	0,3

4.8 Очистка полости, гидравлическое испытание

После окончания строительно-монтажных работ, подрядчик под контролем комиссии должен производить очистку полости трубопровода, пропуск скребка-калибра, гидравлические испытания и освобождение трубопровода от воды [25].

Очистку полости трубопровода, испытание на прочность и проверку на герметичность следует осуществлять по специальной инструкции, отражающей местные условия работ.

Работы должны проводиться в следующей последовательности:

- проведение гидравлических испытаний магистрального нефтепровода на прочность и проверка на герметичность;

- доставка временных КППСОД на строительную площадку, сборка и монтаж с проектным участком нефтепровода, установка и обвязка камеры пуска очистных устройств, установка и обвязка камеры приема очистных устройств, установка наполнительного и опрессовочного агрегатов;

- очистка полости магистрального нефтепровода;
- пропуск скребка-калибра;
- устранение дефектов, выявленных при диагностике;
- освобождение нефтепровода от воды;
- демонтаж временных КППСОД, трубопровода подачи и слива воды.

Приведенная последовательность должна быть отражена в ППР и специальной инструкции.

На период испытаний должна быть обеспечена бесперебойная связь, установлена охранная зона, организованы посты наблюдения.

До начала проведения работ по испытанию нефтепровода должно быть выполнено следующее:

- проведен предварительный инструктаж всех рабочих и ИТР, занятых на работах по технической и пожарной безопасности, а также ознакомление с инструкцией по испытанию;

- определена охранная зона;
- за пределы охранной зоны выведены люди, строительные машины, механизмы и прочее оборудование;

- смонтирован наполнительно-опрессовочный агрегат с обвязкой;
- смонтированы манометры за пределами охранной зоны;
- смонтированы самопишущие приборы регистрации давления;
- расставлены дежурные посты наблюдения и аварийные бригады;
- налажена надежная система связи.

Оценка изоляции проектируемого участка проводится по результатам пооперационного контроля.

Очистку, пропуск калибра, гидравлические испытания и освобождение нефтепровода от воды выполнить согласно требованиям СНиП III-42-80* [10].

Очистка полости подземных нефтепроводов должна производиться после укладки и засыпки. На трубопроводах, монтируемых без применения внутренних центраторов, следует производить предварительно очистку полости протягиванием очистных устройств в процессе сборки трубопровода в нитку.

Очистка полости трубопровода при промывке осуществляется последовательным пропуском скребков ПРВ-1, оборудованных трансмиттером.

Очистка скребками считается выполненной при следующих условиях:

- все запасованные скребки пришли в камеру приема;
- последний скребок пришел неразрушенным (без повреждений);
- скорость движения скребков составляла не менее 0,72 км/ч;
- после скребков вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

Очистка считается незаконченной и должна быть повторена, если не выполнено любое из указанных условий.

Перед пуском первого скребка участок заполняется водой. Скорость движения скребков должна составлять при очистке не менее 0,72 км/ч. Каждый скребок должен быть оборудован передатчиком для скребка, новыми манжетами и чистящими дисками. Перед каждым пуском очистного устройства в передатчик должны быть установлены новые элементы питания (не бывшие в эксплуатации). Проверка работоспособности и установка элементов питания в передатчик для скребка, проверка работоспособности передатчика для скребка производятся Заказчиком на камере пуска непосредственно перед запаской скребка в камеру пуска. Запуск второго скребка следует осуществлять только после выемки первого скребка [25].

Пропуск калибратора для контроля геометрических параметров трубопроводов после завершения гидроиспытаний и строительно-монтажных работ производится после очистки участка нефтепровода в соответствии [25].

При подготовке проведения пропуска калибра установить временную камеру пуска в начале обследуемого участка нефтепровода (по ходу потока воды при пропуске), а в конце участка – временную камеру приема. Временные камеры пуска-приема должны соответствовать требованиям ТУ «Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов». Для обеспечения сохранности участка трубопровода, над которым располагаются камеры необходимо выполнить подсыпку грунтом на высоту не менее 1,4 м с укладкой ж/б плит.

Пропуск калибра по трубопроводу контролируется подвижными бригадами. Бригады состоят из персонала заказчика и подрядчика, оснащенного низкочастотным и акустическим локаторами.

Проведение гидравлических испытаний допускается только после устранения всех дефектов, выявленных при обследовании методом катодной поляризации и диагностике нефтепровода. Проектируемый участок нефтепровода испытывается в 1 этап.

Испытания проводятся по готовности всего испытываемого участка нефтепровода: после полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, установки арматуры и приборов, катодных выводов, обеспечения связи и представленной исполнительной документации на испытываемый объект. Трубопроводы подключения опрессовочных насосных агрегатов к испытываемому участку монтируются из изделий и материалов заводского изготовления и должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию на давление в течение 6 часов.

Места подключений к трубопроводу после завершения гидроиспытаний подлежат вырезке. Сварные швы заменяемых участков должны подвергаться контролю как гарантийные стыки.

Испытания нефтепроводов проводятся только водой. Испытания воздухом не допускаются. Наполнение трубопровода водой для испытания

производят при отглушенных временных камерах приема-пуска СОД. Участок магистрального нефтепровода, подвергаемый гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность, ограничивается сферическими заглушками. Категорически запрещается использование линейной арматуры в качестве ограничительного элемента при гидравлическом испытании [25].

Временные камеры пуска-приема СОД должны быть отрезаны от трубопровода, отводы к камерам – заглушены. Ответственным за отглушение временных камер является Подрядчик.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки.

Наблюдение за показаниями манометра организует комиссия. Данные показаний манометров должны фиксироваться в рабочих журналах.

При разрыве, обнаружении утечек визуально, по звуку или с помощью приборов участок подлежит ремонту и повторному испытанию, и проверке на герметичность. Объем и порядок работ по ликвидации аварии определяется в зависимости от конкретной ситуации.

Параметры испытания трубопровода на прочность и проверки на герметичность представлены в таблице 4.3.

После завершения испытаний из магистральных и технологических нефтепроводов должна быть удалена опрессовочная жидкость. Освобождение производит подрядчик. Запрещается подключение к действующему нефтепроводу и заполнение нефтью вновь построенных участков трубопроводов при наличии в них опрессовочной жидкости.

Опорожнение участка протяженностью до 500 м включительно выполняется 2-мя поршнями-разделителями ПРВ1 в один этап.

Скорость движения поршней при вытеснении опрессовочной воды должна быть не менее 1,5 км/ч.

При освобождении трубопровода от опрессовочной жидкости на поршнях-разделителях ПРВ1 применять новые полиуретановые манжеты, не имеющие износа.

Запрещается удаление опрессовочной жидкости самотеком для исключения разрыва струи и неполного вытеснения опрессовочной жидкости.

Опорожнение вновь построенного участка считается выполненным, если контрольный поршень-разделитель ПРВ-1 пришел неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него нет воды [16].

Таблица 4.8.1 – Параметры гидравлических испытаний участков трубопровода

Участок нефтепровода	Длина, м	Объем воды для гидравлического испытания, м ³	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Класс прочности	Рисп.=Рзав, МПа	Ргерм, МПа
ПК5346+67.0-ПК5347+24.5	57,7	45	1020	12	52	7,71*	5,2**

Примечание:

*При испытании на прочность давление Рисп.=Рзав. Должно быть выдержано в нижних точках испытываемых участков. При этом давление в любой точке испытываемого участка должно быть не меньше 1,25 Рраб.

**При испытании на герметичность давление Ргерм. – в верхних точках испытываемых участков.

Испытательное давление в нижней точке испытываемого участка Рзав. для каждой толщины стенки определяется по ТУ на трубы. Если для труб с одинаковой толщиной стенки имеется различие по величине заводского испытательного давления Рзав, то Рзав выбирается по наименьшему из всех давлений [16].

Забор воды для промывки и проведения гидроиспытаний строящегося трубопровода осуществляется из Рыбинской ЛПДС. Должны быть получены разрешение на забор и сброс воды для проведения работ по очистке, пропуску калибра, дефектоскопии и испытаниям. Вода после проведения работ по очистке, пропуску калибра, дефектоскопии и испытаниям по временным трубопроводам сбрасывается в амбар.

После отстаивания воды в амбаре, необходимо произвести отбор проб и анализ воды на содержание нефтепродуктов, если содержание нефтепродуктов не превышает ПДК (предельно-допустимая концентрация), сброс воды из амбаров осуществлять на рельеф. Для предотвращения размыва рельефа воду необходимо слить в пониженные места на бетонные плиты (б/у). Отстоявшиеся промышленные стоки, превышающие предельно-допустимые концентрации вывозятся на специализированное предприятие. Вода для проведения работ по очистке, пропуску калибра, дефектоскопии и испытаниям используется многократно путем перепуска между проектируемыми участками по временным трубопроводам с использованием амбаров.

Очередность установки временных камер определяется последовательностью проведения испытаний.

Стенки и дно амбаров должны быть предварительно выстелены противofильтрационным покрытием и закреплены металлическими стержнями в теле насыпи [16].

Освобождение нефтепровода от воды:

После завершения испытаний из магистрального нефтепровода удалить опрессовочную жидкость. Объем вытесняемой воды на участке (ПК5346+67.0-ПК5347+24.5) 52 м^3 на длине участка трубопровода – 57,5 м. Запрещается подключение к действующему нефтепроводу и заполнение нефтью вновь построенных участков трубопроводов при наличии в них опрессовочной жидкости.

Опорожнение участка выполняется 2-мя поршнями-разделителями ПРВ-1 в один этап:

Скорость движения поршней-разделителей при вытеснении опрессовочной жидкости должна быть не менее 1,5 км/ч.

Опорожнение участка считается выполненным, если поршень-разделитель пришел неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него нет воды. При невыполнении данного условия необходимо повторить пропуск контрольного поршня-разделителя ПРВ-1. Пуск осуществлять до прекращения выхода воды и прихода исправного поршня-разделителя ПРВ-1. Потребность в воде при очистке полости, испытании и профилометрии участков трубопровода представлена в таблице 4.8.2

Таблица 4.8.2 – Потребность в воде при очистке полости, испытании и профилометрии участков трубопровода

Испытания:	Ед. изм.	Забор воды		Сброс воды		Примечания
ПК5346+67.0-ПК5347+24.5						
Гидравлическое испытание проектируемого участка	м ³	52	из Рыбинской ЛПДС автотр-том в накопит. амбар на левом берегу	52	в накопит. амбар на левом берегу	
Очистка внутренней полости, требуемый объем вода	м ³	104	из Рыбинской ЛПДС автотр-том в накопит. амбар на левом берегу	104	в амбар на левом берегу	
Пропуск калибра	м ³	52	из Рыбинской ЛПДС автотр-том в накопит. амбар на левом берегу	52	в амбар на правом берегу	слив на водосборную площадь
Объем котлована	м ³	208	По максимальной операции			

По результатам удаления воды после испытаний трубопровода в течение 1 суток составляют Акт удаления воды после испытаний трубопровода.

Оформление результатов испытаний. При испытаниях нефтепровода осуществляется контроль:

- давления в испытываемом трубопроводе поверенными манометрами класса точности не ниже 1,0 с пределом шкалы на давление 4/3 от испытательного;

- режима испытаний с помощью самопишущего манометра давления;

- времени выдержки под испытательным давлением по часам.

Регистрирующее устройство электронного самописца должно быть установлено в укрытии за пределами опасной зоны от нефтепровода.

Соединение датчика и регистратора осуществляется кабелем. В укрытии должна быть обеспечена температура от +5 до +50 °С.

Электронный самописец – регистрирующий прибор на 2 канала с аналоговым входом 4 – 20 мА, с погрешностью записи 0,25 %, с питанием от сети 220 В переменного тока, рассчитанный на работу при температуре от 5 °С до 40 °С. Прибор должен обеспечивать запись измерений на твердом носителе с дискретностью одна минута в течении 36 часов. Для снятия показаний с показывающего манометра должны использоваться оптические средства, вынесенные за пределы опасной зоны нефтепровода. Кратность увеличения применяемых оптических приборов (зрительная труба) не менее 25.

В процессе гидравлических испытаний ведется журнал наблюдений, в котором отражены дата, время, давление, температура. Показания приборов заносятся в журнал через каждые 15 минут. В случае резкого изменения контролируемых параметров производится запись их в журнале с фиксацией времени [25].

По окончании испытаний комиссия оценивает результаты испытаний на основании материалов испытания (рабочего журнала комиссии, рабочих

журналов наблюдателей диаграмм, составленных в период подготовки и проведения испытаний).

Результаты гидравлических испытаний на прочность и герметичность признаются удовлетворительными, если во время испытаний не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях, и в местах приварки патрубков не обнаружено течи.

Результаты гидравлических испытаний должны оформляться Актом установленной формы. Акты испытаний МН служат исходными документами для разработки режимов дальнейшей эксплуатации нефтепровода, исследования причин возникновения дефектов и разработки рекомендаций по их предупреждению, для выработки предложений и рекомендаций заводам-изготовителям труб и арматуры, проектным и строительно-монтажным организациям, для оформления формуляров разрешенных рабочих давлений на нефтепроводах, а также для решения других технических, плановых и организационных задач эксплуатации МН.

Все изменения в конструкции объектов МН, выполненные в период подготовки и проведения испытаний (замена отдельных участков труб, установка катушек, патрубков, вантузов и т.п.), должны быть внесены (отражены) в техническую документацию, паспорт МН и подтверждены исполнительно-технической документацией, оформленной в установленном порядке.

Работы по подключению проводятся с учетом СНиП III-42-80* [10].

Технологические ограничения и указания. Участок МН включают в себя следующее оборудование и материалы: Труба 1020x12 мм К52, первого уровня качества, на давление $P=5,98$ МПа по ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04. С заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием нормального исполнения толщиной не менее 3,0 мм (тип 1).

Требования к проведению работ по испытанию трубопроводов.

Закачка воды в трубопровод для испытания осуществляется через фильтры, исключающие попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или посторонних предметов из источника водоснабжения. Вода для гидроиспытания, должна соответствовать 6 классу чистоты по ГОСТ 17216-2001 [26]. Содержание не более 200 мг/л взвешенных веществ, при размере механических примесей не более 1 мм.

Испытания трубопровода должны быть прерваны и давление снижено до статического давления на участке в случаях:

- падения давления на испытываемом участке на 0,1 МПа и более;
- обнаружение выхода воды на трубопроводе;
- возникновения непредвиденных обстоятельств, при которых продолжение испытания может привести к аварии или опасной ситуации.

Гидравлическое испытание водой производится при температуре воздуха не ниже плюс 5 °С без дополнительных мероприятий по предохранению от замораживания.

При проведении гидроиспытаний при отрицательных температурах необходимо обеспечить:

- завершение испытаний в строго определенное расчетом время, в течение которого исключается замерзание жидкости в трубопроводе;
- обязательный контроль температуры жидкости в трубопроводе и оценку изменения давления при проверке на герметичность с учетом изменения температуры;
- укрытие и утепление трубопровода, его открытых частей, арматуры, узлов подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов и приборов;
- возможность немедленного удаления жидкости из трубопровода при угрозе замораживания.

Гидравлическое испытание при температуре воздуха или грунта ниже плюс 5 °С проводить незамерзающей жидкостью (водный раствор глицерина) в соответствии с проектом производства работ [16].

Готовность и исходное состояние оборудования. При испытаниях для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт манометры класса точности не ниже 1 и с предельной шкалой на давление около 4/3 испытательного.

Перед испытанием оборудования необходимо:

- чтобы персонал, назначенный для проведения испытаний, был допущен к работе только после прохождения специального инструктажа;
- руководителю работ ознакомить персонал, участвующий в испытаниях, с порядком проведения испытаний;
- провести визуальную, а при необходимости с помощью приборов проверку крепления оборудования, состояние изоляции и заземления электрической части, наличия и исправности арматуры, контрольно-измерительных приборов и заглушек;
- оградить и обозначить зону испытания соответствующими знаками;
- обозначить предупредительными знаками временные заглушки, люки и фланцевые соединения;
- обеспечить освещенность рабочих мест [25].

4.9 Приемка и ввод в эксплуатацию трубопровода

По завершении работ, предусмотренных проектно-сметной документацией осуществляют завершающую оценку соответствия законченного строительством объекта в форме приемки и ввода его в эксплуатацию. Состав и порядок оформления исполнительной документации должен соответствовать ОР-91.010.30-КТН-266. Приемка участка нефтепровода после техперевооружения производится

поэтапно рабочими и приемочными комиссиями. Комиссии назначаются приказом по ОАО МН [27].

Рабочая комиссия осуществляет:

- приемку объектов технического перевооружения после индивидуального испытания, завершения строительно-монтажных работ в соответствии с проектом, с оформлением Акта приемки законченного строительством объекта (КС-11).

В состав рабочей комиссии по объектам технического перевооружения входят представители Заказчика, генподрядной и субподрядных организаций, генерального проектировщика, организации по независимому строительному контролю и авторскому надзору.

Приёмочная комиссия осуществляет приемку объекта в эксплуатацию после приемки объекта рабочей комиссией (оформления актов индивидуального испытания оборудования, акта КС-11 и оформления других документов, согласно ОР-91.010.30-КТН-266-10). По результатам работы приемочной комиссии оформляется Акт приемки объекта в эксплуатацию (КС-14 для законченного строительством объекта) [27].

Приемка законченных тех. перевооружением объектов производится в два этапа:

На I этапе – После завершения строительно-монтажных работ в соответствии с проектом, приемкой оборудования после индивидуальных испытаний (с оформлением актов), Генподрядная организация извещают Заказчика о готовности объекта для предъявления рабочей комиссии и оформления «Акта приемки законченного строительством объекта» КС-11. В случае отсутствия замечаний к качеству и объемам выполненных работ, соответствия строительно-монтажных работ требованиям проектно-сметной документации Заказчик, не позднее 3-х дней после получения извещения подрядчика издает приказ о назначении рабочей комиссии. В противном случае Заказчик в указанный срок направляет подрядчику мотивированный отказ с приложением Ведомости замечаний, недоделок.

Приемка объекта производится заказчиком на основе результатов проведенных им обследований, проверок, контрольных испытаний и измерений, документов исполнителя работ, подтверждающих соответствие принимаемого объекта утвержденному проекту, нормам, правилам и стандартам, заключений органов надзора.

Наличие недоделок, дефектов, несоответствий выполненных работ проектной документации, а также некомплектности приёмо-сдаточной документации не допускается. Акт приемки законченного строительством объекта (форма КС-11) подписывается членами рабочей комиссии только после устранения всех замечаний и недоделок. Датой завершения строительно-монтажных работ считается дата подписания акта приемки законченного строительством объекта (форма КС-11).

На II этапе – На следующий день после подписания Акта КС-11, Заказчик издает приказ о назначении приемочной комиссии. Приемочная комиссия приступает к своей работе не позднее чем через 5 дней после подписания акта КС-11. Время работы приемочной комиссии определяется приказом (в зависимости от сложности объекта), но не более 5 дней.

Приёмочная комиссия, осуществляет приёмку законченного техперевооружением объекта с оформлением «Акта приемки законченного строительством объекта приемочной комиссией» по форме «КС-14».

Акт «КС-14» утверждается приказом Генерального директора (или лицом, его заменяющим) в срок не позднее – 30 дней после подписания всеми членами приёмочной комиссии по объектам производственного назначения. Датой приёмки (ввода) объекта в эксплуатацию считается дата утверждения акта «КС-14». С момента утверждения Заказчиком (ОАО МН) акта «КС-14», полномочия приёмочной комиссии прекращаются [27].

5 Расчетная часть

5.1 Проверка прочности и деформации нефтепровода

Проверяем трубопровод на прочность. Находим кольцевые напряжения в стенке трубы по формуле [28]:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_g}{2\delta}, \quad (5.1)$$

где n_p – коэффициент надежности по нагрузке внутреннему рабочему давлению в трубопроводе ($n_p = 1,15$) [4];

p – рабочее давление в трубопроводе ($p = 5,5 \text{ Мра} = 56 \text{ кгс/см}^2$);

D_g – внутренний диаметр трубопровода ($D_g = 100 \text{ см}$);

δ – толщина стенки трубопровода ($\delta = 1,2 \text{ см}$).

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,15 \cdot 56 \cdot 100}{2 \cdot 1,2} = 2683,3 \text{ кгс/см}^2.$$

Расчетное сопротивление металла труб определяем по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^{\text{н}} m}{K_1 K_n}. \quad (5.2)$$

где $R_1^{\text{н}}$ – нормативное сопротивление растяжению металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления σ_g по государственным стандартам и техническим условиям трубы равное 5200 кгс/см^2 ;

m – коэффициент условия работы трубопровода, равный 0,75 для участков трубопроводов I категории;

K_1 – коэффициент надежности по материалу ($K_1 = 1,34$) [4];

K_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода ($K_n = 1,0$) [4].

72

$$R_1 = \frac{5200 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1} = 2910,4 \text{ кгс/см}^2.$$

Находим значение коэффициента, учитывающее двухосное напряжение состояния металла труб по формуле [4]:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кш}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кш}}{R_1}, \quad (5.3)$$

где $R_1^H, \sigma_{кш}$ – известны из формул (5.1) и (5.2).

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{2683,3}{2910,4} \right)^2} - 0,5 \frac{2683,3}{2910,4} = 0,33.$$

Прочность проверяется по условию:

$$\sigma_{np.N} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (5.4)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольные осевые сжимающие напряжения;

ψ_2, R_1 – тоже, что и в формуле (5.3).

Проверяем наличие продольных осевых сжимающих напряжений по формуле:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p p D_e}{2\delta}, \quad (5.5)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы ($\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1}$) [4];

n_p – тоже, что и в формуле (5.1);

E – переменный параметр упругости ($E = 2100000 \text{ кгс/см}^2$) [4];

μ – коэффициент Пуассона ($\mu = 0,3$) [28];

Δt – расчетный температурный перепад, принят из технического задания
 $\Delta t = 40^\circ \text{C}$;

D_e – внутренний диаметр трубы.

$$\sigma_{np.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 40 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 56 \cdot 100}{2 \cdot 1,2} = -203 \text{ кгс/см}^2 .$$

Знак «минус» последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить значение коэффициента ψ_2 , учитывающего двухосное напряженное состояние металла труб.

Условие прочности (5.4) примет вид:

$\sigma_{np.N} \leq \psi_2 \cdot R_1 \Rightarrow 203 \leq 0,33 \cdot 2910,4 \Rightarrow 203 \leq 960,4$ – условие прочности выполняется.

5.2 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении выполняется в плоскости наименьшей жесткости системы из условия [29]:

$$S \leq mN_{кр} , \tag{5.6}$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода и равен 0,75 [4];

S – продольное осевое усилие в сечении трубопровода, возникающее от расчетных нагрузок и воздействий;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

С учетом нагрузки от внутреннего давления и температурных воздействий, при отсутствии компенсации продольных перемещений просадок и пучения грунта, продольное осевое усилие определяется по формуле:

$$S = (\alpha_t E \Delta t - \mu \sigma_{кв}) F, \quad (5.7)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы;

α , E , μ , Δt – обозначение тоже, что и в формуле(5.5);

Площадь поперечного сечения трубы определяем по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (5.8)$$

где $D_n, D_{вн}$ – наружный и внутренний диаметр трубы соответственно.

$$F = \frac{3.14}{4} (102^2 - 100^2) = 317,14 \text{ см}^2,$$

$$S = (12 \cdot 10^{-6} \cdot 2.1 \cdot 10^6 \cdot 40 - 0.3 \cdot 2683,3) \cdot 317,14 = 64382,5 \text{ кгс}.$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов продольное критическое усилие находим по формуле [29]:

$$N_{кр} = 4 \sqrt[4]{p_0^2 q_{в.н}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (5.9)$$

где $q_{в.н}$ – сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы;

p_0 – сопротивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода;

I – момент инерции поперечного сечения трубы;

F – значение тоже, что и в формуле (5.8);

E – тоже, что и в формуле (5.5).

Момент инерции поперечного сечения трубы определяем по формуле:

$$I = \frac{\pi}{4} (D_n^4 - D_{en}^4), \quad (5.10)$$

где D_n , D_{en} – тоже, что и в формуле (5.8).

$$I = \frac{3,14}{4} (102^4 - 100^4) = 6470924 \text{ см}^4.$$

Определим суммарный вес трубопровода и продукта по формуле [29]:

$$q_{m.n} = n_{mp} q_{mp}^H + n_{np} q_{np}^H, \quad (5.11)$$

где n_{mp} , n_{np} – коэффициенты перегрузки для собственного веса трубопровода и веса перекачиваемого продукта, при расчете на устойчивость $n_{mp} = 1$; $n_{np} = 0,95$;

q_{mp} – вес трубопровода;

q_{np} – вес продукта.

$$q_{mp}^H = \gamma_{mp} \cdot F, \quad (5.12)$$

где F – тоже, что и в формуле (5.8);

γ_{mp} – удельный вес металла трубы [29].

$$q_{mp}^H = 7,85 \cdot 10^{-3} \cdot 317,14 = 2,48 \text{ кгс/см}.$$

$$q_{np}^H = \gamma_{np} \cdot \frac{\pi \cdot D_{en}^2}{4}, \quad (5.13)$$

где D_{en} – тоже, что и в формуле (5.8);

γ_{np} – удельный продукта [29].

$$q_{mp}^n = 0,000845 \cdot \frac{3,14 \cdot 100^2}{4} = 6,63 \text{ кгс/см}.$$

$$q_{m.n} = 1 \cdot 2,48 + 0,95 \cdot 6,63 = 8,7 \text{ кгс/см}.$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубы находим по формуле [29]:

$$P_{zp} = \frac{n_{zp} \gamma_{zp} \left[2D_n h_0 + \frac{D_n^2}{4} + 2D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{m.n}}{\pi D_n}, \quad (5.14)$$

где φ_{zp} – угол внутреннего трения грунта;

n_{zp} – коэффициент перегрузки веса грунта, принимаемый в расчетах на устойчивость равным 0,8;

γ_{zp} – объемный вес грунта;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности равна 1м;

D_n – тоже, что и в формуле (5.8).

$$P_{zp} = \frac{0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \left[2 \cdot 102 \cdot 100 + \frac{102^2}{4} + 2 \cdot 102 \left(100 + \frac{102}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) \right] + 8,7}{3,14 \cdot 102} =$$

$$= 0,15 \text{ кгс/см}^2$$

Определяем сопротивление продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода:

$$p_0 = \pi \cdot D_n \cdot \tau_{np}, \quad (5.15)$$

где τ_{np} – предельное сопротивление грунта сдвигу;

D_n – тоже, что и в формуле (5.8).

Предельное сопротивление грунта сдвигу определяется по формуле:

$$\tau_{np} = p_{ep} \operatorname{tg} \varphi_{ep} + c_{ep}, \quad (5.16)$$

где φ_{ep}, p_{ep} – тоже, что и в формуле (5.14).

$$\tau_{np} = 0,15 \cdot \operatorname{tg} 36^\circ = 0,1 \text{ кгс/см}^2;$$

$$p_0 = 3,14 \cdot 102 \cdot 0,1 = 32 \text{ кгс/см}.$$

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы определяется по формуле:

$$q_{\epsilon.n} = n_{ep} \gamma_{ep} D_{n_n} \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{m.n}, \quad (5.17)$$

где D_n – тоже, что и в формуле (5.8);

γ_{ep}, n_{ep} – тоже, что и в формуле (5.14);

$q_{m.n}$ – тоже, что и в формуле (5.11).

$$q_{\epsilon.n} = 0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 102 \left(100 + \frac{102}{2} - \frac{3,14 \cdot 102}{8} \right) + 8,7 = 23,18 \text{ кгс/см}.$$

Находим продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопровода, подставив полученные выше значения в формулу (5.9):

$$N_{кр} = 4\sqrt[4]{32^2 \cdot 23,18^4 \cdot 317,14^2 \cdot 2100000^5 \cdot 6470924^3} = 3,61 \cdot 10^6 \text{ кгс}.$$

Проверяем выполнение условия (5.6):

$$mN_{кр} = 0,75 \cdot 3,61 \cdot 10^6 = 2707500 \text{ кгс};$$

$$64382,5 \leq 2707500 \text{ кгс}.$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на прямолинейных участках в заданных условиях обеспечивается [29].

5.3 Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе

Уравнение устойчивости подводного трубопровода согласно СНиП 2.05.06-85* имеет следующий вид [4]:

$$q_{бал.в}^n = \frac{1}{n_{\bar{\sigma}}} (k_{н.в} \cdot q_в + q_{узг} + q_{\Gamma} + q_{верт} - q_{тр} - q_{дон}), \quad (5.18)$$

где $n_{\bar{\sigma}}$ – коэффициент надежности по нагрузке, равен 0,9 для железобетонных пригрузов;

$k_{н.в}$ – коэффициент надежности против всплытия, для русловых участков переходов при ширине реки до 200 м [4];

$q_в$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод;

$q_{узг}$ – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи.

$q_{\text{верт}}$ – величина пригруза, необходимая для компенсации вертикальной составляющей P_y воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода, $q_{\text{верт}} = P_y$;

q_z – величина пригруза, необходимая для компенсации горизонтальной P_x составляющей воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода, $q_z = P_x / k$;

$q_{\text{дон}}$ – нагрузка от веса перекачиваемого продукта, $q_{\text{дон}} = 0$ т.к. рассчитывается крайний случай - трубопровод без продукта;

$q_{\text{пр}}$ – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода;

$\rho_{\text{бит}}$ – плотность битумной изоляции, $\rho_{\text{бит}} = 1040 \text{ кг/м}^3$ [4].

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, определяется по формуле:

$$q_B = \frac{\pi \cdot D_{\text{н.ф.}}^2}{4} \cdot \rho_B \cdot g, \quad (5.19)$$

где $D_{\text{н.ф.}}$ – наружный диаметр футерованного трубопровода;

ρ_B – плотность воды учетом растворенных в ней солей, равна $\rho_B = 1100 \text{ кг/м}^3$;

g – ускорение свободного падения.

Диаметр футерованного трубопровода определяется по формуле:

$$D_{\text{н.ф.}} = D_n + 2 \cdot \delta_{\text{и.н.}} + 2 \cdot \delta_{\text{ф.}}, \quad (5.20)$$

где $\delta_{\text{и.н.}}, \delta_{\text{ф.}}$ – толщина стенки изоляционного покрытия и футеровки трубопровода соответственно [29];

D_n – тоже, что и в формуле (5.8).

$$D_{н.ф.} = 1020 + 2 \cdot 3 + 2 \cdot 30 = 1086 \text{ мм.}$$

$$q_B = \frac{3,14 \cdot 1,086^2}{4} \cdot 1100 \cdot 9,81 = 9990,6 \text{ Н / м}$$

Дополнительная выталкивающая сила за счет изгиба трубопровода:

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot J}{9 \cdot \beta^2 \cdot r_{\min}^3}, \quad (5.21)$$

где J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы;

β – угол поворота оси трубопровода;

E – модуль упругости стали;

r_{\min}^3 – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода [4].

Осевой момент инерции определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4), \quad (5.22)$$

где $D_n, D_{вн}$ – известны из формулы (5.8).

$$J = \frac{3,14}{64} (1,020^4 - 1^4) = 0,004 \text{ м}^4$$

Угол поворота 40^0 переводим в радианы:

$$\beta = \frac{40^0}{57.3} = 0,628 \text{ рад}$$

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4 \cdot 10^{-3}}{9 \cdot 0,628^2 \cdot 5000^3} = 1,09 \frac{H}{м}.$$

Находим величину пригруза, необходимую для компенсации горизонтальной составляющей воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода по формуле:

$$q_z = P_x / k, \quad (5.23)$$

где k – коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях, $k = 0,45$ [4];

P_x – горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия потока определяется по формуле:

$$P_x = 0,5 \cdot C_x \cdot \rho_B \cdot V_{cp}^2 \cdot D_{н.ф}, \quad (5.24)$$

где $D_{н.ф}$ – то же, что и в формуле (5.20);

V_{cp} – средняя скорость течения реки, равна $0,2 м/с$;

ρ_B – то же, что и формуле (5.22);

C_x – гидродинамический коэффициент лобового сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса и характера внешней поверхности трубопровода.

Определяем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot D_{н.ф}}{\nu_B}, \quad (5.25)$$

где ν_B – кинематическая вязкость воды, $\nu_B = 1,31 \cdot 10^{-6} м^2/с$;

$D_{н.ф}$ – то же, что и в формуле (5.20).

$$\text{Re} = \frac{0,4 \cdot 1,086}{1,31 \cdot 10^{-6}} = 331603.$$

Для футерованного трубопровода при $10^5 < \text{Re} < 10^7$ коэффициент $C_x = 1$ [4].

$$P_x = 0,5 \cdot 1,0 \cdot 1100 \cdot 0,2^2 \cdot 1,086 = 95,5 \text{ Н/м}.$$

$$q_c = \frac{95,5}{0,45} = 212,2.$$

Вертикальная составляющая гидродинамического воздействия потока:

$$P_y = 0,5 \cdot C_y \cdot \rho_B \cdot V_{cp}^2 \cdot D_{н.ф}, \quad (5.26)$$

где C_y – коэффициент подъемной силы, равный 0,55 [4];

ρ_B – то же, что и формуле (5.22);

$D_{н.ф}$ – то же, что и в формуле (5.20).

V_{cp} – средняя скорость течения реки, равна 0,2 м / с .

$$P_y = 0,5 \cdot 0,55 \cdot 1100 \cdot 0,2^2 \cdot 1,086 = 52,5 \text{ Н/м}.$$

Расчетную нагрузку от собственного веса трубопровода рассчитаем по следующей формуле:

$$q_{np} = n_{cv} \cdot (q_{mn} + q_{изн} + q_{футн}), \quad (5.27)$$

где n_{cv} – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, $n_{cv} = 0,95$ [17];

q_m^H – нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_{из}^H$ – нормативная нагрузка от собственного веса изоляции;

$q_{фут}^H$ – нормативная нагрузка от собственного веса футеровки.

Нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m^H = \gamma_m \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (5.28)$$

где γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы для стали;

$D_n, D_{вн}$ – те же, что и в формуле (5.8).

$$q_m^H = 78500 \frac{3,14}{4} (1,020^2 - 1^2) = 2489,5 \text{ Н / м}.$$

Нормативная нагрузка от собственного веса битумной изоляции:

$$q_{из}^H = \rho_{бит} \cdot g \cdot \frac{\pi(D_{н.и.}^2 - D_{н.}^2)}{4}, \quad (5.29)$$

где $\rho_{бит}$ – плотность битумной изоляции (изобита);

D_n – тоже, что и в формуле (5.8);

$D_{н.и.}$ – наружный диаметр изолированного трубопровода, определяем по формуле:

$$D_{н.и.} = D_{н.} + 2 \cdot \delta_{и.н.}, \quad (5.30)$$

где $\delta_{и.н.}$ – толщина изоляционного покрытия трубопровода.

$$D_{н.и.} = 1020 + 2 \cdot 3 = 1026 \text{ мм};$$

$$q_{из}^н = 1040 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14(1,026^2 - 1,020^2)}{4} = 98,3 \text{ Н / м}.$$

Нормативная нагрузка от собственного веса футеровки:

$$q_{фут}^н = \rho_{фут} \cdot g \cdot \frac{\pi(D_{н.ф.}^2 - D_{н.и.}^2)}{4}, \quad (5.31)$$

где $\rho_{фут}$ – плотность полимерной футеровки [29];

$D_{н.ф.}$ – то же, что и в формуле (5.20);

$D_{и.н.}$ – то же, что и в формуле (5.30).

$$q_{фут}^н = 650 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot (1,086^2 - 1,029^2)}{4} = 634,6 \text{ Н/м}.$$

$$q_{мп} = 0,95 \cdot (2489,5 + 98,3 + 636,6) = 3061,28 \text{ Н / м}.$$

Величина пригрузки трубопровода в воде:

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{1} (1,1 \cdot 9990,6 + 1,09 + 212,2 + 52,5 - 3061,28 - 0) = 8194,17 \text{ Н / м}.$$

Для балластировки трубопровода выбираем утяжелители типа БУОТ массой 3378 кг, объемом 1,46 м³.

Расстояние между пригрузами:

$$l_2 = \frac{Q_2 \cdot g - V_2 \cdot \rho_B \cdot g}{q_{бал.в}^H}, \quad (5.32)$$

где Q_2 – масса груза [29];

V_2 – объем груза [29];

$q_{бал.в}^H$ – то же, что и в формуле (5.18);

ρ_B – то же, что и формуле (5.22);

g – ускорение свободного падения.

$$l_2 = \frac{3378 \cdot 9,81 - 1,46 \cdot 1100 \cdot 9,81}{8194,17} = 2,12 \text{ м,}$$

Число пригрузов:

$$N_2 = \frac{L}{l_2}, \quad (5.33)$$

где l_2 – то же, что и формуле (5.32);

L – длина балластируемого участка.

$$N_2 = \frac{40}{2,12} = 18,8.$$

Принимаем количество пригрузов 19 штук.

6 Безопасность и экологичность

В последнее время не только в России, но и во всем мире значительно увеличилось количество техногенных аварий и катастроф, которые влекут за собой экономические, материальные и человеческие потери.

Предприятия нефтегазового комплекса являются опасными производственными объектами. Спецификой отрасли является работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, которые при нарушении правил техники безопасности подвержены взрывам, пожарам, воспламенению. Поэтому решение проблем, связанных с обеспечением экологической безопасности, охраной труда, сохранением жизни и здоровья людей является актуальным.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Основными видами работ при замене участка нефтепровода являются: подготовительные работы, земельные работы, демонтаж участка трубы, испытание трубопровода. Работа персонала происходит на открытом воздухе под воздействием атмосферных осадков.

Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 1 [1].

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [2].

Таблица 6.1 – Классификация опасных и вредных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Движущиеся машины и механизмы; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (в особенности в зимний период); повышенная или пониженная температура (в особенности в зимний период) воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная влажность воздуха; повышенная или пониженная подвижность воздуха
Химические	Токсические
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные)
Психофизиологические	Физические перегрузки: статические; динамические. Нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение; монотонность труда.

Возможными аварийными ситуациями на участке являются:

- внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или частичного повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими событиями;
- разгерметизация трубопровода, попадание нефтепродукта в сточные воды и в почву;
- отказ или повреждение оборудования, технических устройств, применяемых на объектах, отклонение от режима технологического процесса;
- халатность работников при проведении работ.

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Участок нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» расположен в Красноярском крае, район проведения работ относится ко II (III) климатическому региону.

Средняя годовая температура воздуха равна $-0,6$ °С. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой воздуха $-18,6$ °С. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет $+17,8$ °С. Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе и декабре (-55

°С), а абсолютный максимум – в июле (+36 °С). Продолжительность теплого и холодного периода составляет 7 и 5 месяцев соответственно, наблюдаются обильные осадки (июнь, август).

В течение всего года преобладающими являются ветры западного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 3,9 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 2,7 – 4,9 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в августе. Максимальная скорость ветра составляет 28 м/с, с порывами до 30 м/с [3].

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала предусмотрены вспомогательные помещения, оборудованные отоплением и вентиляцией.

В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Территория заменяемого участка должна иметь вдольтрассовую дорогу, проезды и выезды на дороги общего пользования. Для быстрого и беспрепятственного доступа в случае чрезвычайной ситуации к месту ремонта все дороги и проезды следует содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, в темное время суток освещать. Территорию необходимо содержать в чистоте и порядке. Не допускается засорение территорий и скопление на них мусора.

Предельно допустимая концентрация паров нефти в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м³ [4].

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на

работающих. Уровень освещенности не менее 50 лк при лампах накаливания и не менее 100 лк при газоразрядных лампах. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается. Аварийное освещение не менее 40 лк при лампах накаливания, не менее 90 лк при газоразрядных. [5]

К вспомогательным бытовым помещениям относятся: туалет, помещение для обогрева, помещение для приема пищи.

Работники, обслуживающие нефтепровод, обеспечиваются спецодеждой и спецобувью:

- костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой;
- головной убор;
- ботинки кожаные или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги резиновые или болотные с жестким подноском;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- очки защитные;
- костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей.

Каждый работник должен иметь индивидуальный газоанализатор, без газоанализатора любые виды работ проводить запрещается [6].

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На участке трубопровода перекачивается нефть. В воздух рабочей зоны могут попадать ее пары, которые пагубно влияют на здоровье человека, вызывая головные боли и головокружения, общую слабость, приступы кашля и потерю сознания.

Пары нефти относятся к 4 классу опасности [9]. Воздушная среда, содержит разнообразные углеводороды, наиболее опасными из которых являются бензол, сероводород, сероорганические соединения, серный и сернистый ангидриды, окись углерода. Комбинированное воздействие на организм рабочего комплекса различных углеводородов и сероводорода способствует усилению токсического эффекта.

Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть и получаемые из нее продукты могут вызывать острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями нефти, так и высокими концентрациями углеводородов. Длительное воздействие многосернистой нефти может вызвать хроническое отравление. Для контроля ПДК используют газоанализаторы, производится отбор проб с периодичностью в 4 часа. Газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищённое исполнение.

На используемом электрооборудовании должен быть указан уровень взрывозащиты не ниже II группы [10].

Электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению.

Все используемое оборудование должно быть исправно.

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В районе проектируемого объекта присутствуют наружные установки: узлы задвижек и технологические колодцы. В соответствии с требованиями правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности установки имеют:

- категорию по пожарной опасности – Ан;
- класс взрывопожароопасных зон – В-1г;
- категория и группа взрывопожароопасной смеси – ПА-ТЗ [8].

Уровень взрывозащиты используемого оборудования должен соответствовать ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей [7]. Электрооборудование, не имеющее знаков взрывозащиты, к установке и эксплуатации не допускается.

Проектируемый объект предназначен для транспортировки нефти, которая находится в жидком состоянии под давлением.

Нефть обладает пожаровзрывоопасностью. При испарении нефти выделяются легкие фракции, концентрация паров не должна превышать 300 мг/м³. С взрывопожароопасными свойствами нефти связана одна из наиболее распространенных причин пожаров – нарушение герметичности оборудования и арматуры с последующим возгоранием нефти от постороннего источника зажигания. Продукт с такими свойствами требует повышенного внимания к выполнению требований пожарной безопасности.

Нефть относят к легковоспламеняющимся жидкостям 3-го класса [7].

По группе горючести нефть является горючим веществом, имеет 0-й класс взрывоопасной зоны, группа технологической среды – пожаровзрывоопасная [8].

Ремонтный участок должен быть обеспечен первичными средствами пожаротушения: пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Во время ремонтных работ на территории должен находиться пожарный автомобиль с пожарной командой.

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Основным источником опасности объектов трубопроводного транспорта нефти для населения и природной среды являются аварийные ситуации, сопровождающиеся поступлением нефти в окружающую среду. В процессе ремонта трубопровода возможно возникновение ЧС техногенного характера: возгорание нефти, возникновение взрывоопасной среды, аварийный разлив

нефти. Одним из характерных и наиболее опасных по своим последствиям видов чрезвычайных ситуаций при ремонте трубопроводов является разлив нефти или нефтепродукта.

Меры по предупреждению аварийных разливов нефти:

- постоянный контроль персонала за состоянием трубопровода, его оборудования;
- своевременный и полный диагностический контроль трубопровода на всех стадиях его эксплуатации;
- проведение работ, технологических операций в соответствии со всеми нормами и правилами, предписанными для данных видов работ.

Участок ремонта относится к IV группе по ГО [11]; непрерывные технологические процессы отсутствуют.

Общая численность работающих 65 человек, весь персонал обеспечен медицинскими средствами защиты.

Электроснабжение обеспечивается от ЛЭП или дизельных электростанций.

При выходе нефти для ликвидации ЧС необходимо:

- немедленно, используя все виды связи, сообщить об аварии начальнику смены, оператору и диспетчеру.
- всем лицам, находящимся непосредственно в районе аварии, применить СИЗ.
- сделать сообщение по громкоговорящей связи о месте разлива нефти, немедленном прекращении всех работ; вывести людей из опасной зоны.
- при наличии загазованности на площадке КИПиА сообщить диспетчеру и отключить электроэнергию на площадках КИПиА с незагазованной товарной площадки.
- вызвать аварийно-восстановительную бригаду.
- оградить участок разлитой нефти и поставить наблюдателей с целью недопущения проезда автотранспорта и недопущения к месту аварии посторонних лиц.

- приступить к ликвидации последствий аварии и не допускать растекания нефти за пределы обвалования.

6.7 Экологичность проекта

В целях защиты поверхностных и подземных вод от загрязнения в период производства работ предусматривается:

- планировка строительной полосы после окончания работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод;
- проезд строительной техники в пределах зоны производства работ;
- оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для бытовых отходов, расположенными на площадке складирования материалов;
- своевременный вывоз производственных и бытовых отходов;
- запрещена мойка машин и механизмов на строительной площадке;
- заправка машин и механизмов на специально оборудованной площадке с твердым покрытием за пределами ВЗ и ПЗП;
- отсутствие земляных работ в водных объектах;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества.

Проектом предусмотрены мероприятия по предотвращению воздействия на поверхностные и подземные воды:

- противоэрозионные мероприятия на ручье 535 км – укрепление берегов каменной наброской из щебня;
- восстановление профиля дна ручьев и его засыпка до проектных отметок;
- перед демонтажом нефтепровода провести работы по его опорожнению от продукта перекачки;
- установка герметизаторов резинокордных с комплектом вспомогательного оборудования на магистрали трубопровода;
- производится промывка демонтируемой трубы водой от нефти;

- резка демонтированного трубопровода на секции и очистка от изоляции производится на монтажной площадке;

- откачка и вывоз нефти нефтесборщиком (вакуумбочкой);

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- рекультивация нарушенных земель;

- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;

- своевременная уборка мусора и отходов;

- планировка зоны производства после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;

- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительного-монтажных средств;

- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;

- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;

- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой, после завершения работ площадка демонтируется;

- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

7 Экономический расчет

В экономической части дипломной работы необходимо рассчитать стоимость затрат на реконструкцию подводного перехода через ручей 535 км магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» способом замена участка.

Затраты включают в себя: капитальные или единовременные и текущие или эксплуатационные.

К единовременным капитальным вложениям относятся: стоимость составления проекта, выполнение строительно-монтажных работ (в том числе: заработная плата машинистов и основных рабочих, социальные выплаты и взносы за страхование от несчастных случаев на производстве (СНСП) к фонду оплаты труда (ФОТ).

Затраты на проведение мероприятий по ремонту дефектов магистрального нефтепровода связаны с приобретением оборудования и проведением строительно-монтажных работ.

$$K_m = K_{cмр} + K_{об}, \quad (7.1)$$

где K_m – общие затраты, руб.;

$K_{cмр}$ – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{об}$ – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

Стоит отметить, что организация, эксплуатирующая магистральный нефтепровод обладает широкой материально-технической базой. Таким образом, ремонт проводится персоналом и силами компании без привлечения сторонних организаций и аренды какой-либо техники.

Затраты на проведение строительно-монтажных работ представлены в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Затраты на проведение строительно-монтажных работ, смета 2016 г.

№ п/п.	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость при ремонте тыс. руб.
1	2	3
1	Подготовительные работы	
1.1.	определение положения заменяемого участка нефтепровода и установка вышек	42,88
1.2.	Земляные работы, планировка площадки	88,58

Окончание таблицы 7.1

1	2	3
1.3	выполнение подготовительных работ для откачки нефти из заменяемого участка	48,03
1.4	Транспортировка оборудования	42,84
Итого по п.1.		222,33
2	Работы по ремонту нефтепровода	
2.1.	Опорожнение от участка нефти и складирование откачанной нефти	308,8
2.2.	Вырезка заменяемого участка нефтепровода методом холодной резки от основной магистрали	137,4
2.3.	Демонтаж старого нефтепровода	506,36
2.4.	Разработка траншеи на береговых участках и русловой части реки	67,45
2.5.	Сварочные работы	1145,28
2.6	Монтажные работы	1015,08
2.7	Изоляционные работы	1096,08
2.8	Балластировка трубопровода	1029,35
Итого по п.2.		6705,8
3	Заключительные работы	
3.1.	Гидравлическое испытание смонтированного трубопровода (дюкера)	109,55
3.2.	Контроль сварных соединений	88,08
3.3	Закачка откачанного продукта в нефтепровод	144,48
3.4	Земляные работы (засыпка траншеи и т.д.)	48,84
3.5	Устройство берегоукрепления	42,35
Итого по п.3.		433,3
4.	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	156,6
Итого:		7518,03

Затраты на приобретение необходимого оборудования и расходных материалов сведен в таблицу 7.2 [40].

В годовые текущие затраты включаются: заработная плата и амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$Am_{отч} = C_{oc} \cdot H_a / 100 \text{руб}, \quad (7.2)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, % .

Таблица 7.2 – Затраты на приобретение оборудования и расходных материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, тыс. руб.
1	Сварочные материалы	кг	800	6,4
2	Изоляционные материалы (Полимерный проофиль «Нефтегаз» ПВХП)	комп	10	150
3	Комплект труб	шт.	11	1635
4	Толщиномеры МТ-10НЦ	шт.	2	127
5	Чугунные пригруза	шт.	15	225
	Итого:			2143,4

В годовые текущие затраты включаются: заработная плата и амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$Am_{отч} = C_{oc} \cdot H_a / 100 \text{руб}, \quad (7.2)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, % .

Норма амортизационных отчислений определяется:

$$H_a = 100 / C_c, \quad (7.3)$$

где C_c – срок службы в годах. Результаты амортизационных отчислений заносим в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Расчет амортизационных отчислений.

Наименование	Количество	Полная стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 месяц, руб.
1	2	3	4	5
Трубоукладчик KOMATSUD 155-с	4	10272	20	129922,5
Экскаватор PC 200-с	4	11782	20	149021,3
Бульдозер KOMATSU D 85A-21	2	11320,66	20	71593,11
КАМАЗ – 43118 (АЦН-10)	1	2155,35	20	6815,33
ПНУ-2	1	6768	10	10700,4
Сварочный пост МСМ-10АПС	5	567,8	10	4488,53
Пожарные машины	1	9345,45	10	14775,42
Оборудование подогрева стыка	2	559,610	10	1769,51
Внутренний центратор	1	267,500	10	422,92
Передвижная электростанция	2	535	20	3383,39
Наполнительный агрегат	1	141,24	10	223,3
Опрессовочный агрегат	1	128,4	10	203
Кран автомобильный	2	2182,8	20	13804,27
Автоцистерна для перевозки топлива	1	2728,5	20	8627,66
Машина для холодной резки труб	4	25,68	10	162,40
Комплект труб	11	1635	10	28434,78
Шлифовальная машинка	2	9,754	10	30,84
Центратор наружный	4	9,202	10	58,19
Устройство для холодной врезки	1	11,598	10	18,33
Трейлер	1	1984,4	20	6274,78
Итого:				450730,1

Далее определим затраты на оплату труда в период строительства с учетом премии и районного коэффициента. Общий фонд оплаты труда сведен в таблицу 7.4

Таблица 7.4 – Фонд оплаты труда

Профессия	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб	Тарифный фонд ЗП, руб	Основная ЗП, руб	Дополнительная ЗП, руб	Районный коэффициент 25%	Общий фонд ЗП, руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Машинист трубоукладчика	6	4	124,25	35020,8	50780,2	6093,6	8755,2	227495,1
Машинист экскаватора	6	4	124,25	11673,6	16926,7	2031,2	2918,4	75831,7
Машинист бульдозера	6	2	124,25	17510,4	25390,1	3046,8	4377,6	56873,7
Машинист сварочного агрегата	6	4	124,25	23347,2	33853,4	4062,4	5836,8	151663,4
Линейный трубоукладчик	6	16	124,25	11673,6	16926,7	2031,2	2918,4	303326,8
Машинист наполнительного агрегата	6	1	124,25	11673,6	16926,7	2031,2	2918,4	18957,9
Сварщик	6	8	124,25	11673,6	16926,7	2031,2	2918,4	151663,4
Машинист опрессовочного агрегата	6	1	124,25	11673,6	16926,7	2031,2	2918,4	18957,9
Машинист изоляционной машины	6	1	124,25	5836,8	8463,36	1015,6	1459,2	9478,9
Помощник машиниста	5	2	101,07	10924,8	15841	1900,9	2731,2	35483,7
Крановщик	6	2	124,25	5836,8	8463,36	1015,6	1459,2	18957,9
Изолировщик	5	2	101,07	5462,4	7920,48	950,4	1365,6	17741,8
Мастер	6	2	124,25	14714,3	21335,7	2560,2	3678,58	47792,0
Водители	5	4	101,07	21849,6	31681,9	3801,8	5462,4	141935,0
Стропальщик	6	12	124,5	14714,3	21335,7	2560,2	3678,58	286752,2
Итого:		65						1562911,9

Зная общий фонд заработной платы рассчитаем величину отчислений на страховые взносы, которая составляет 30 % от заработной платы.

$$C_{взн} = 1562911,9 \cdot 30 / 100 = 468873,5 \text{ руб.}$$

Страховые взносы – 468873,5 руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов [30].

Затраты на электроэнергию считаем, как плата за потребляемую энергию

$$\mathcal{E} = P_{эл} \cdot C_{эл}, \quad (7.4)$$

где $P_{эл}$ – расход электроэнергии (квт. час), на 1 км трубы расходуется 18 квт. час;

$C_{эл}$ – цена за 1 квт. час ($C_{эл} = 2,50$ руб).

$$\mathcal{E} = 0,22 \cdot 18 \cdot 2,50 = 9,90 \text{ руб.}$$

Таблица 7.5 – Определение потребности в основных и вспомогательных материалах.

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб	Стоимость всего объема, руб
Труба стальная	шт	11	148636	1635000
Электроды	кг	800	20	16000
Термоусаживающаяся манжета	шт	10	15000	150000
Итого:				1801000
Транспортные расходы 5%				90050
ИТОГО:				1891050

Капитальные и эксплуатационные затраты на реконструкцию подводного перехода через ручей магистрального трубопровода приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Затрат на реконструкцию подводного перехода через ручей 535 км магистрального трубопровода

Наименование затрат	Сумма, рублей
Капитальные затраты	9827430
Материалы	2309400
Строительно-монтажные работы	7518030
Эксплуатационные затраты	2482515,5
Амортизация	450730,1
Заработная плата	1562911,9
Страховые взносы	468873,5

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Определяем прочие расходы:

$$(450730,1+1127492,1+1562911,9+468873+1891050+9,9) \cdot 40/100 = 2325358 \text{ руб.}$$

Вывод: Большая часть вложений 66 % пойдет на работы по ремонту нефтепровода, на материалы 25 %, остальные 9 % будут распределены между подготовительными, строительно-монтажными и заключительными работами. В структуре эксплуатационных затрат на замену участка трубы 78 % уйдут на выплату заработной платы, 21 % амортизационные отчисления и 3 % страховые взносы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте рассматривается техническое перевооружение перехода магистрального нефтепровода «Анжеро-Судженск – Красноярск» через ручей протяженностью 50 м, который заключается в демонтаже старого и строительстве нового трубопровода диаметром 1020 мм.

Детально были рассмотрены следующие работы:

- снятие растительного грунта над демонтируемым участком и перемещение его во временный отвал;
- разработка траншеи;
- сварка и монтаж береговых участков, а также русловой части трубопровода на бровке траншеи;
- изоляция сварочных стыков береговых участков, русловой части трубопровода и укладка в траншею;
- изоляция сварочных стыков трубопровода;
- балластировка;
- укладка трубопровода в траншею;
- повторное гидравлическое испытание уложенного в подводную траншею трубопровода;
- засыпка траншеи на береговых участках и в русловой части;
- устройство берегоукрепления.

Производимое техническое перевооружение позволит исключить аварийность на данном участке трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ 25100-95 Грунты. Классификация. Взамен ГОСТ 25100-82; дата введ. 01.07.1996. М.: Стандартиформ, 2000. 148 с.
- 2 СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Введ. впервые; дата введ. 01.03.1998. М.: ООО «Недра», 2000. – 54 с.
- 3 СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных воздействий. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1996. М.: ГУПЦ ПП, 1993. – 88с.
- 4 СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. Взамен СНиП II-45-75; дата введ. 10.11.1998. М.: ОАО ЦПП 1999. – 128 с.
- 5 СН 452-73 Нормы отвода земель. Для магистральных трубопроводов. Введ. впервые; дата введ. 30.03.1973. – 45 с.
- 6 Шаммазов, А. М. Подводные переходы магистральных нефтепроводов: учеб. для вузов. / А. М. Шаммазов, Ф. М. Мугаллимов, Н. Ф. Нефедов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 354 с.
- 7 СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ; введ. впервые; дата введ. 30.06.2003. М.: Стройиздат, 2006. – 109 с.
- 8 ВСН 417-81 Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительного-монтажных машин и механизмов. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1981. М.: ЦБНТИ, 1983. – 50 с.
- 9 СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Взамен СНиП 3.02.01-83*, СНиП III-8-76 и СН 536-81; дата введ. 01.07.1988. М.: ОАО ЦПП, 1990. – 140 с.
- 10 СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. Взамен СНиП III-Д.10-72. дата введ. 01.01.1981. М.: ГУПЦ ПП, 1997. – 127 с.

11 ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности. Введ. впервые; дата введ. 01.11.1981. М.: ЦБНТИ, 1983. – 63 с.

12 РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов, 1992 г; дата введ. 01.09.1998.

13 Гольдин, Э. Р. Механизация строительства подводных сооружений. / Э. Р. Гольдин, К. А. Забела – М.: Стройиздат, 1979. – 209 с.

14 РД-25.160.00-КТН-011-10 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. Введ. впервые; дата введ. 18.01.2010. ОАО «АК «Транснефть».

15 ГОСТ Р51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1999. М.:Стандартинформ, 2000. – 48 с.

16 Забела, К. А. Ремонт подводных переходов нефтепроводов в зимних условиях: обзорная информация. 1982. – 98 с.

17 Захаров, И. Я. Применение конструкции «труба в трубе» при ремонте подводных переходов магистральных нефтепроводов. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: учеб. / И. Я. Захаров – М.: Стройиздат, 1981. – 295 с.

18 РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов. Введ.впервые; дата введ. 19.06.2003.

19 РД 03.120.10-КТН-001-11 Виды сварочных работ на объектах ОАО «АК «Транснефть» и нормативные документы, регламентирующие процедуры проведения и оформления результатов аттестации. Взамен ОР-07.00-45.25.40-КТН-001-2-01; дата введ. 01.06.2010. ОАО «АК «Транснефть».

20 ВСН 004-88 Строительство магистральных трубопроводов.

Технология и организация. Взамен ВСН 2-135-81, ВСН 197-86; дата введ. 01.04.1989.

21 ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1989 г.

22 Бородавкин, П. П. Сооружение магистральных трубопроводов: учеб. для вузов. / П. П. Бородавкин, В. П. Березин – М.: Недра, 1987. – 471 с.

23 Шаммазов, А. М. Подводные переходы магистральных нефтепроводов: учеб. для вузов. / А. М. Шаммазов, Ф. М. Мугаллимов, Н. Ф. Нефедов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 354 с.

24 СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии. Взамен СНиП-28-73*, СНиП 65-76. Дата введ. 01.01.1997. М.: НИИ ЭКБ, 1997. – 117 с.

25 ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. Взамен ВСН 157-83; дата введ. 01.02.1989. М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 112с.

26 ГОСТ 17216-2001 Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей. Взамен ГОСТ 17216-71; дата введ. 01.01.2003.

27 ОР-91.010.30-КТН-266-10 Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов. Формирование приемо-сдаточной документации. Введ. впервые; дата введ. 01.11.2010.

28 Бородавкин, П. П. Вопросы проектирования и капитального ремонта подводных переходов трубопроводов. / П. П. Бородавкин, О. Б. Шадрин – М.: ВНИИОЭНТ, 1971. – 305 с.

29 Бабин, Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: учеб. / Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин – М.: Недра, 1995. – 256 с.

30 ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации. Введ. впервые; дата введ.

01.01.1986.М.: Стройиздат, 1988. – 95 с.

31 РД 51-2-95 Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов. Введ. впервые; дата введ. 01.12.1995М.: ВНИИСТ, 1995. – 96 с.

32 РД 07.00-74.20.55-КТН-001-1-05 Удельные нормативы образования отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации производственных объектов ОАО «АК «Транснефть». Введ. впервые; дата введ. 01.12.2005.

33 РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. Введ. впервые; дата введ 01.10.2001.

34 ГОСТ 19433-88* Грузы опасные. Классификация и маркировка. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1990. М.: Стандартиформ, 2000. 48 с.

35 ГОСТ Р 51330.11-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 01.01.2001. М.: Стандартиформ, 2000. 191 с.

36 СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений. Взамен СНиП 2.01.02-85*; дата введ.01.01.1998.

37 РД 13.220.00-КТН-575-06 «Правила пожарной безопасности на объектах МН ОАО «АК «Транснефть» и дочерних акционерных обществ». Введ. впервые; дата введ. 28.12.2006.

38 ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в РФ. Приказ МЧС N313 от 18.06.2003.

39 ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Введ. впервые; дата введ. 30.06.2003.

40 Раицкий, К. А. Экономика предприятия: учебник для вузов. / К.А. Раицкий – М.: Маркетинг, 1999. – 693с.