

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 210301 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Строительство нефтепровода «Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение – транспортная система Восточная Сибирь Тихий Океан» с узлом подключения в районе г. Ленск

УДК 622.692.4: 622.279.5:69(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Татурин М.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 210301 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____
(Дата) Рудаченко А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Татурин Михаилу Вячеславовичу

Тема работы:

Строительство нефтепровода «Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение – транспортная система Восточная Сибирь Тихий Океан» с узлом подключения в районе г. Ленск	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2402/с от 29.03.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2016г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Нефтепровод «СБ НГКМ - ТС ВСТО» участок 169км, проектная производительность 4,6 млн. тн/год, рабочее давление 8,0 МПа, непрерывного режима работы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Организация строительства; технология строительно-монтажных работ; расчет линейной части нефтепровода; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; заключение по работе

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)		
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)		
Раздел	Консультант	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева Ольга Викторовна	
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.03.2016г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Юлия Вячеславовна	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Татурин Михаил Вячеславович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 134 стр., 16 рисунков, 16 таблиц, 44 источников, 6 прил.

Ключевые слова: строительство линейного объекта, нефтепровод, сварочно-монтажные работы, укладка трубопровода, гидравлический расчет, тепловой расчет, механический расчет расчет на устойчивость, испытание, производственная безопасность.

Объектом исследования является (ются) нефтепровод Ду 530 протяженностью 169 км

Цель работы – описание выполнения работ по строительству нефтепровода Ду 530

В процессе исследования проводились расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы разработки траншеи, сварочно-монтажных работ, прокладки трубопровода, проведение очистки, проведение испытания. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования было предложено выполнять укладку нового трубопровода наиболее оптимальным способом, параллельно существующему, силами комплексного технологического потока.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: подготовительные работы, технология и организация строительно-монтажных работ, очистка и испытания трубопровода

Степень внедрения: описанные технологии успешно применяются при строительстве нефтепроводов

ABSTRACT

Final qualification work of 134 p., 16 drawings, 16 tables, 44 sources, 6 enc.

Keywords: building of linear object, the oil pipeline, welding installation works, laying of the pipeline, hydraulic calculation, thermal calculation, mechanical calculation calculation on stability, test, production safety.

Object of research is Du's oil pipeline 530 169 km long (yutsyatsya)

The work purpose – the description of performance of work on construction of the oil pipeline of Du 530

In the course of research calculations of thickness of a wall of the pipeline, calculation on durability and stability were carried out. Questions of development of a trench, welding installation works, laying of the pipeline, carrying out cleaning, carrying out test are considered. Actions for labor protection and safety of construction, environmental protection, technical and economic part are given.

As a result of research it was offered to carry out laying of the new pipeline in the most optimum way, parallel to existing, forces of a complex technological stream.

Main constructive, technical and technical and operational characteristics: preparatory work, technology and organization of installation and construction works, cleaning and tests of the pipeline

Extent of introduction: the described technologies successfully are applied at construction of oil pipelines

Оглавление	
Введение	5
1. Характеристика объекта и района строительства	6
1.1. Обоснование выбора маршрута трассы	6
1.2. Краткая климатическая характеристика района	7
1.3. Инженерно-геологическая характеристика объекта	11
2. Расчет трубопровода при строительстве	16
2.1. Гидравлический расчет	16
2.2. Тепловой расчет	23
2.3. Механический расчет	26
3. Технология строительно-монтажных работ	34
3.1. Общие положения	34
3.2. Подготовительные работы	34
3.3. Основные линейные работы	45
3.3.1. Земляные работы	46
3.3.2. Раскладка труб на трассе	49
3.3.3. Сварочно-монтажные работы	50
3.3.4. Изоляционные работы	57
3.3.5. Укладка трубопровода в траншею	60
3.3.6. Балластировка участка трубопровода	64
3.3.7. Очистка полости, испытание трубопровода	68
4. Технология запуска и приема очистных устройств	77
4.1. Общие сведения о внутритрубной очистке	77
4.2. Очистка трубопроводов	78
4.3. Виды очистных устройств	81
4.4. Требования, предъявляемые к очистным устройствам (ОУ)	84
4.5. Подготовительные работы перед запуском очистных устройств	86
4.6. Обязанности персонала, обеспечивающего запуск ОУ	88
4.7. Состав оборудования КПП СОД	89
4.8. Технология запуска ОУ	90
4.9. Технология приема ОУ	93

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	94
5.1. Расчет коммерческой эффективности проекта	95
6. Социальная ответственность	104
6.1. Производственная безопасность	105
6.2. Экологическая безопасность	115
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	118
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	120
Заключение	125
Список литературы	
Приложения	

Введение

Развитие экономики России невозможно без обеспечения отечественной нефтеперерабатывающей промышленности нефтью для производства нефтепродуктов и сырья для нефтехимической промышленности, без экспорта нефти для получения валюты. Наиболее дешёвым и высоконадёжным видом транспорта нефти являются магистральные трубопроводы (МТ). С разработкой нефтяных месторождений Восточной Сибири и Крайнего Севера, началом освоения морского шельфа и месторождений, расположенных в труднодоступных местах, происходит дальнейшее удаление мест переработки от районов добычи и рост затрат на транспортировку углеводородного топлива. В этих условиях трубопроводный транспорт становится важнейшим элементом топливно-энергетического комплекса страны, обеспечивающим снижение издержек и повышение прибыльности добычи нефти для нефтеперерабатывающих компаний, залогом увеличения степени удовлетворения растущих потребностей в топливе.

Тенденция к снижению добычи нефти в нашей стране, проявившаяся в 2007г., послужила поводом для увеличения объёмов поисково-разведочных работ, для освоения месторождений с затруднённым доступом, а также для возобновления добычи нефти из ранее сооружённых, но законсервированных по техническим причинам (удалённость, неблагоприятный климат, высокое содержание парафина, воды и попутных газов в добываемой нефти и др.) скважин.

Среднеботуобинское месторождение относится к числу расположенных в труднодоступном районе. Прокладка нефтепровода от Среднеботуобинского месторождения до узла подключения ВСТО связана с преодолением зон с различными грунтами и неблагоприятных погодных условий.

В данном дипломном проекте рассматривается технология строительства нефтепровода, предназначенного для транспортирования нефти из труднодоступного района.

					Введение	

1 Характеристика объекта и района строительства

1.1 Обоснование выбора маршрута трассы

При выборе маршрутов трассы на стадии проектирования рассмотрено 3 варианта прохождения трассы в обход заповедника Хотого. В основном (90% протяженности трассы), проектируемый нефтепровод проходит по территории Ленского района Республики Саха (Якутия).

Вариант 1

От Среднеботуобинского НГКМ нефтепровод прокладывается в северо-восточном направлении на участке протяженностью около 75 км. На данном участке трассы имеется сеть сезонных проездов (зимники и тракторные дороги). Рельеф участка спокойный, по данным картографического материала болот, заболоченных участков, проявлений термокарста не выявлено. В районе 75 километра трасса нефтепровода пересекает существующую грунтовую дорогу на г. Ленск и ЛЭП. Далее нефтепровод прокладывается в параллельном створе дороги на протяжении 72 км на нормируемом расстоянии от ЛЭП, до пересечения с трубопроводной системой «Восточная Сибирь-Тихий океан» (ВСТО). Переход нефтепровода через р. Нюя предполагается выполнить в районе перехода ЛЭП с обеспечением нормативных расстояний до существующих сооружений. От точки пересечения проектируемого нефтепровода с нефтепроводом ВСТО и до приемо-сдаточного пункта (ПСП) предполагается прокладка в створе нефтепровода ВСТО на протяжении 15 км. Вариант прокладки характеризуется максимальным использованием существующего постоянного проезда. Протяженность трассы по варианту 1 – 185 км.

Вариант 2

От Среднеботуобинского НГКМ нефтепровод прокладывается по кратчайшему пути в обход заповедника Хотого на юго-восток на участке протяженностью около 65 км. Дорожная сеть (и постоянная и сезонная) на

					<i>Строительство нефтепровода «СБ НГКМ - ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск</i>			
зм.	ист	докум.	подпись	Дата				
Разраб.		М.В.Татурин М.В.						
Руковод.		Ю.В.Богданова						
Консульт.								
Зав. Каф.		В.Рудаченко						

данном участке отсутствует. Трубопровод на участке прокладывается преимущественно по существующим вырубкам (просекам). По Варианту 2 трубопровод пересекает малые водные преграды и проходит по заболоченным участкам местности общей протяженностью около 5 км. Заболоченные участки в основном приурочены к пересекаемым мелким водным преградам. Слева и справа от трассы нефтепровода по данным картографических материалов обнаружены два участка, подверженные термокарсту. Расстояния до участков термокарста составляют 1.5 и 5 км. На 65 км трасса нефтепровода поворачивает на восток и идет в этом направлении до пересечения с постоянной грунтовой автодорогой и ЛЭП на г. Ленск. Далее створ нефтепровода по Варианту 2 полностью совпадает со створом нефтепровода по Варианту 1 до ПСП. Протяженность трассы по Варианту 2 - 169 км.

Вариант 3

От Среднеботуобинского НГКМ на протяжении 50 км створ трассы нефтепровода по Варианту 3 полностью совпадает со створом нефтепровода по Варианту 2. Далее нефтепровод поворачивает на юг и на участке протяженностью порядка 85 км идет параллельно существующему проезду на населенные пункты: Орто-Нахара, МТФ Захаровка, МТФ Арылах, Чамча, затем пересекает р. Нюя, существующую грунтовую дорогу на г. Ленск, ЛЭП и далее следует в створе нефтепровода по Варианту 1 до ПСП. Протяженность трассы по Варианту 3 - 165 км.

Таким образом рассматриваем 2 вариант, т.к. по сравнению с другими вариантами на этом маршруте меньше пересечений рек и болот.

1.2 Краткая климатическая характеристика района

Согласно СНиП 23 – 01 – 99* (2003) «Строительная климатология» территория относится к климатическому району II - В. Зона влажности – сухая, схема района строительных работ показана на рисунке 1.1

Климатическая характеристика рассматриваемого района составлена по материалам наблюдений метеостанций Мирный, Ленск, Нюя и Дорожный гидрометеорологического центра Якутского управления по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная, начинается со второй декады ноября и продолжается около пяти месяцев. Лето короткое, но теплое, малое количество атмосферных осадков, выпадающих главным образом в теплый период года. Переходные сезоны непродолжительны. Исследуемый район проходит в пределах Приленского плато Средне-Сибирского плоскогорья (0-80км) и Лено-Вилнойской возвышенности (80-168км), расположенной в Западной Якутии.

Условия циркуляции атмосферы существенно изменяются в зависимости от сезона. В холодный период года (октябрь-апрель) над всей Якутией устанавливается область высокого давления воздуха – мощный сибирский антициклон с преобладанием в нижних слоях атмосферы очень холодного континентального воздуха, который бывает холоднее арктического вследствие выхолаживания суши. Летом, наоборот, над Якутией формируется область пониженного атмосферного давления с большими колебаниями температур дня и ночи. Также летом в Якутию поступают с циклонами сравнительно теплые и влажные воздушные массы с юга и юго-запада и, очень редко, континентальный тропический воздух из Монголии и Северного Китая, резко повышающий температуру воздуха (до +36°С).

Направление и скорость ветра зависят от рельефа местности. В течение всего года на рассматриваемой территории преобладающими являются ветры западного направления. В холодный период (с октября по апрель) распределение давления также способствует развитию юго-западных ветров, а в теплый (с мая по сентябрь) – северо-восточных. Средняя годовая скорость ветра колеблется от 2,3 (Нюя) до 3,2 м/с (Мирный). Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 1,8 – 3,7 м/с. Максимальная годовая скорость ветра составляет более 20 м/с (Ленск, Нюя, Дорожный), в районе Мирного - 22 м/с. Средняя годовая скорость ветра составляет 2,2 м/с.

Согласно СНиП 2.01.07-85* (2003), нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 5 лет составляет 0,23 кПа (23 кгс/м²), согласно ПУЭ, нормативное ветровое давление на высоте 10 м над

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 25 лет составляет 650 Па (скорость ветра 32 м/с).

Средняя годовая температура воздуха колеблется по району от минус 5,7 (Нюя) до минус 7,7°C (Мирный). Самым холодным зимним месяцем является январь со средней месячной температурой воздуха от минус 29,8 до минус 31,8°C, средней месячной минимальной температурой от минус 34,4 до минус 35,1°C и абсолютным минимумом минус 54 – минус 61°C. Средняя годовая из абсолютных минимумов температура воздуха колеблется от минус 49 (Мирный) до минус 52°C (Ленск). Самый теплый месяц – июль со средней месячной температурой воздуха от плюс 16,5 до плюс 18,1°C, средней месячной максимальной температурой от плюс 23,2 до плюс 36°C.

Устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0°C осенью происходит в конце сентября- начале октября; весной –28-29 апреля.

Первые заморозки отмечаются в среднем в последней декаде августа – начале сентября, последние – в конце первой декады июня. Длительность безморозного периода составляет в среднем 68-84 дня.

Абсолютный максимум температуры воздуха плюс 37 – плюс 38°C приходится на июнь – август. Продолжительность теплого и холодного периодов одинаковая - 6 месяцев. Расчетная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 по м.ст. Ленск составляет минус 49oC, обеспеченностью 0,98 – минус 52oC, по м.ст. Нюя обеспеченностью 0,92 - минус 50oC, обеспеченностью 0,98% - минус 52oC.

Устойчивые морозы начинаются обычно в конце второй декады октября, заканчиваются в конце первой декады апреля. Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет в среднем 170 дней.

Средняя годовая температура поверхности почвы составляет минус 6 - минус 8oC. Наиболее низкая средняя температура почвы наблюдается в январе от минус 32 до минус 34oC, наиболее высокая в июле – плюс 20 - плюс 22oC. Глубина промерзания грунтов составляет около 260 – 280 см для глинистых и суглинистых грунтов и около 315 – 335 см для песков и супесей. С глубиной температура почвы в летние месяцы убывает, в зимние месяцы с глубиной

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температура почвы становится выше, так как сначала охлаждается ее поверхность.

Средняя дата начала устойчивого промерзания - 6.10, оттаивания – первая декада мая.

Средняя многолетняя сумма осадков колеблется на рассматриваемой территории от 338 до 458 мм. В теплый период года выпадает около 76%, на холодный период приходится 240% годовой нормы. Наибольшая сумма осадков за год составила 415 -522 мм, наименьшая - 169 – 231 мм. Суточный максимум осадков отмечен в Мирном 52 мм, в Нюе 77 мм, в Ленске 121мм. Расчетный суточный максимум осадков 1% обеспеченности составил, соответственно, 62 мм, 85 мм и 121 мм, 2% обеспеченности – 56 мм, 75 мм и 130 мм. В среднем за год бывает от 152 (Нюя) до 182 дней (Ленск) с осадками 0,1 мм и более.

Снежный покров появляется с северо-запада на юго-восток исследуемого района с 1 по 5 сентября. Устойчивый снежный покров образуется в среднем с 11 по 15 октября, разрушается в начале мая и полностью сходит 6-11 мая. Максимальной высоты снежный покров в лесу под кронами деревьев достигает в 1 декаде апреля составляя 58 см, на открытых участках (поле) – с первой декады февраля по вторую декаду марта, составляя 19 см. Наибольшая высота снежного покрова за многолетний период наблюдений составляет, соответственно, 84 и 38 см. Средняя высота снежного покрова по постоянной реке 46 см, максимальная 64 см, минимальная 32 см. Нормативное значение веса снегового покрова на 1м² горизонтальной поверхности земли для исследуемого района составляет 1,0 кПа (ПК800 – Уг.48) и 1,5кПа (Уг.48-ПК 1680,7).

Рассматриваемая территория по весу снегового покрова относится к 3 району с нормативным весом снегового покрова 1,8 кПа (180 кгс/м²).

В течение года парциальное давление (упругость водяного пара) изменяется от 0,6 гПа в январе до 12,4 гПа в июле (средняя годовая величина 4,4 гПа). Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 70%. Наибольшие значения относительной влажности воздуха наблюдаются в ноябре (79%), наименьшие – в начале лета (55%). Средний годовой дефицит влажности воздуха равен 2,7гПа, изменяясь от 0,1 (январь) до 7,9 гПа (июнь-июль).

					Характеристика объекта и района строительства	Лист/Л
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	ПодписьП	Дата		

В среднем в году наблюдается 31 день с метелью. Наибольшее количество - 58. Средняя продолжительность метели в часах приведена по м/ст Дорожный - в среднем за год - 201 час. Средняя продолжительность в день с метелью - 6,5 часов.

Гололедно-изморозевые явления (ГИЯ) отмечаются ежегодно, но они незначительны, наблюдаются преимущественно в виде кристаллической изморози, однако возможны отложения и других видов. Направление ветра при отложениях мокрого снега в основном юго-западных направлений (при других отложениях возможен и северо-восточный), в 30% отложений отмечается штиль. Скорость ветра по данным наблюдений на м/ст Ленск при отложениях не превышала 7 м/с. Нормативная толщина стенки гололеда (согласно ПУЭ-7 2003 г.) должна быть принята равной 15 мм, а скорость ветра при ГИЯ не менее 200 Па. Рассчитанный вес стенки гололеда равен 85 г/м (наблюденный составлял 63 г/м). Нормативная толщина стенки гололеда повторяемостью 1 раз в 5 лет равна 5 мм. Температура воздуха при гололедно-изморозевых отложениях минус 10°C.

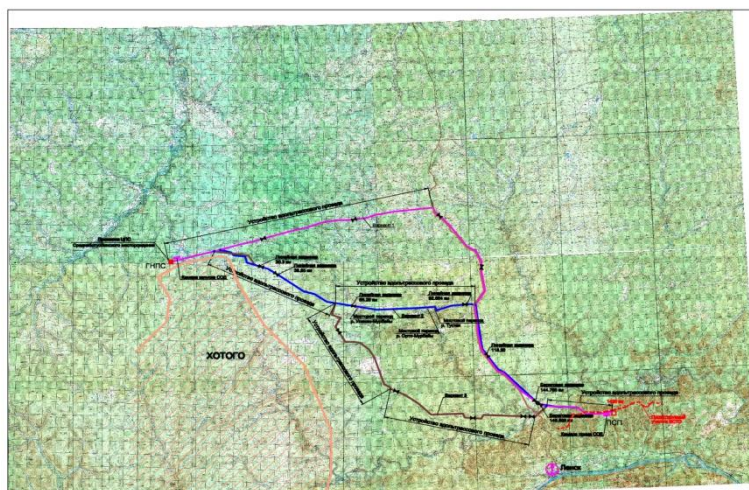


Рис. 1.1- Обзорная схема.

равны 0,8-0,9м/с [26].

1.3 Инженерно-геологическая характеристика объекта

Трасса проложена в среднетаежной зоне в пределах Приленского плато Средне-Сибирского плоскогорья и Ленно-Вилуйской возвышенности республики Саха-Якутия. В орографическом отношении все водотоки,

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пересекаемые трассой нефтепровода, находятся на Приленском плато, сложенном преимущественно карбонатными, местами галогенными и гипсоносными палеозойскими породами.

На Приленской возвышенности распространены дерново-таёжные мерзлотные почвы. Для рассматриваемых водосборов характерна заболоченность почв. Растительный покров представлен, в основном, лиственничными лесами, состоящими из даурской лиственницы, с мохово-лишайниково-кустарничковым напочвенным покровом. Залесённость водосборов достигает 90%. Отметки высот водосборных площадей водотоков колеблются в пределах 250 – 500 м.

Особенности рельефа, состав пород и зоны ММГ определяют особенности гидрогеологических условий трассы. В гидрогеологическом отношении район расположен в пределах Нюйского района Якутского артезианского бассейна. Грунтовые воды, вскрытые в скважинах, периодически встречаются в тонких песчанистых и супесчаных прослоях в глинистых разностях грунтов на глубине до 2 м. В связи с тем, что работы проводились в ранневесенний и паводковый период, большинство скважин было пройдено по сезонной мерзлоте или по поверхностным водам, что исключало возможность получения достоверной информации об уровне грунтовых вод. Подземные воды района представлены трещинно-пластовыми водами кембрийских и юрских отложений, а так же порово-пластовыми четвертичных отложений. Отличительной особенностью рассматриваемого участка является практически повсеместное распространение многолетнемерзлых пород, мощность которых по данным бурения на Мурабайской площади может достигать 150-200м. По отношению к зоне ММГ грунтовые воды в пределах изученных глубин относятся к надмерзлотным. Подмерзлотные воды на участке не вскрыты.

Коридор проектируемой трассы нефтепровода на участке «Среднеботуобинское месторождение – трубопроводная система ВСТО» (0-80 км) проходит в северной части южной геокриологической зоны распространения многолетнемерзлых пород (ММГ). Для региона в целом характерно островное распространение ММГ. В пределах изученного участка трассы многолетнемерзлые грунты имеют островное распространение.

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нарастание суровости мерзлотной обстановки происходит в направлении с юго-запада на северо-восток, кроме того, территория располагается в зоне воздействия зимнего инверсионного распределения температур воздуха – застаивания холодных воздушных масс в отрицательных формах рельефа. Поэтому наиболее сильное распространение ММГ отмечается на начальном интервале изученного участка трассы (от 5 до 53 км), а характерными орографическими элементами, которым почти повсеместно свойственны массивы ММГ, являются долины рек, днища падей и логов. Фактически наблюдаемая температура многолетне-мерзлых пород в скважинах составила минус 0,2—1,2°С. Средняя годовая температура ММГ по опубликованным данным изменяется от 0 до минус 0,5-1,0°С, в редких случаях понижается до минус 1,5-2,0°С при сочетании максимально неблагоприятных температуроформирующих факторов.

По данным глубокого бурения диапазон изменения мощности мерзлых толщ в пределах региона составляет 150-200 м; она возрастает в долинах рек и крупных ручьев и снижается на залесенных водоразделах. Фактически наблюдаемые участки развития ММГ значительно меньше, что связано с заданной глубиной исследования (до 5 м), что не позволяет вскрыть кровлю ММГ на участках с мощностью сезонно-талого слоя более 5м.

Район проложения трассы характеризуется глубоким сезонным промерзанием грунтов. По данным полевых работ, на водоразделах наиболее глубоко (до 2,5-3,0 метров) промерзают маловлажные щебенисто-дресвяные отложения. Глубина промерзания суглинистых отложений с влажностью 20% и более составляет 1,5-2,5 м. В пониженных участках местности (западины, распадки, долины), где наблюдается повышенное снегонакопление, фактическая глубина промерзания значительно меньше и составляет 1-1,5 м в суглинистых грунтах, 0,6-1,0 м - в торфе. На большей части региона сезонно мерзлые грунты оттаивают в конце июня - начале июля, на залесенных участках – несколько позже.

Глубина сезонного оттаивания мерзлых грунтов зависит от многих факторов. Среди них доминируют состав грунтов, экспозиция и крутизна склонов, интенсивное выхолаживание воздуха в отрицательных формах рельефа. Разное

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сочетание этих и других факторов определяет диапазон глубин сезонного оттаивания: от 0,4-0,8 м в торфе и заторфованных суглинистых грунтах до 2,0-3,0 м – в дисперсных, маловлажных грунтах (щебенисто-глыбовых). Для сезонно мерзлых грунтов (в пределах 1,5-2,5 м) характерна массивная, мелко вкрапленная, тонкопрожилковая, тонкосетчатая структура. Льдистость до 0,05 д.е.

Льдистость мерзлых пород определяется их составом, влажностью, заторфованностью. Преобладающее распространение в коридоре трассы имеют слабольшдистые грунты, льдистость за счет видимых ледяных включений менее 0,2 д.ед. для крупнообломочных грунтов и менее 0,15 д.ед. в глинистых разностях грунтов. Льдистость убывает с глубиной и ниже 3 м от подошвы СТС уменьшается до 0,1 и менее. На северо-западе трассы эпизодически встречаются сильнольDISTые торфяные грунты незначительной площади, а так же сильнольDISTые грунты в прослоях и линзах на участках заболачивания. Кроме того, на начальном интервале трассы в зоне сезонного оттаивания грунтов встречены участки развития термокарста. Сезонное промерзание (протаивание) на территории варьирует в широких пределах и обычно начинается в начале - середине октября, достигая в апреле наибольших значений. Глубина промерзания зависит от литологического состава пород, экспозиции склонов, их крутизны и заселенности, абсолютной отметки. Исходя из фактических наблюдений в полевой период, глубина сезонного оттаивания колеблется от 1,0 до 3 м, достигая на открытых участках 5,5 - 6,0 м и часто полностью смыкается с сезонно-мерзлыми грунтами. В связи с этим, граница сезонно мерзлого и многолетне мерзлого грунта в скважине часто проводилась по текстурным особенностям грунта.

Подошва ММГ в заданном интервале глубин (10 м), как правило, не вскрыта.

По геокриологическому признаку участок строительства относится к зоне распространения островной высокотемпературной многолетней мерзлоты. Наблюденная глубина оттаивания составляет 1,1-2,6 до 3,5 м, и температуру от – 0.5 до –1.1°C и ниже. Из-за климатических особенностей района и времени

					Характеристика объекта и района строительства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

изысканий, в ряде случаев за ММГ могут быть приняты сезонно мерзлые грунты.

Территория прохождения исследуемого участка лежит в области, где распространены многолетнемерзлые породы. В основном наблюдается островное развитие маломощных мерзлых массивов, имеющих температуру от – 0.2 до –1.1°С и ниже.

Строительство участка трубопровода ведется преимущественно по существующим вырубкам (просекам), и часть участка проходит по заболоченным местам местности общей протяженностью 200 м. В связи с агрессивными свойствами грунтов рекомендуется предусмотреть антикоррозионное покрытие труб.

					<i>Характеристика объекта и района строительства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 Расчет трубопровода при строительстве

2.1 Гидравлический расчет

Целью гидравлического расчета является подбор насосного оборудования для обеспечения заданной производительности перекачки. по эксплуатационному участку магистрального нефтепровода «Среднеботуобинское НГКМ - трубопроводная система ВСТО» Ø 530 мм.

Основные исходные данные:

- расчетная длина участка трубопровода $L = 169000$ м;
- разность геодезических отметок конечного и начального пунктов трубопровода $\Delta Z = 58,38$ м;
- остаточный напор на конечном пункте трубопровода $h_{кп} = 35$ м;
- планируемый годовой объем перекачки продукта по трубопроводу $Gr = 4,5 \cdot 10^6$ т/г;
- среднегодовая температура окружающей среды: $t_p = -2$ °С;
- физические свойства перекачиваемого продукта: плотность и вязкость:
- плотность нефти при 200С $\rho_{200C} = 854$ кг/м³;
- коэффициент кинематической вязкость $\nu_{40} = 28 \cdot 10^{-6}$ м²/с
 $\nu_0 = 102 \cdot 10^{-6}$ м²/с
 $\nu_{-2} = 111 \cdot 10^{-6}$ м²/с
- проектное избыточное давление в нефтепроводе $P = 6,8$ МПа.

Используемые константы:

- ускорение свободного падения $g = 9,81$ м/с²;

Секундный массовый расход равен:

$$G = \frac{Q \cdot \rho}{3600} = \frac{679 \cdot 854}{3600} = 161 \text{ кг/с.}$$

где: Q - объемный расход, м³/сек;

					Строительство нефтепровода «СБ НГКМ - ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск			
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	ПодписьП	Дата				
Разраб.		Татурин			Расчет трубопровода при строительствеХарактеристи ка объекта и района строительства	Лит.Лит.	Лист/Лист	Листов/Листов
Руковод.		Богданова						
Консульт.								
Зав. Каф.	Рцдаченко А.В.							
						ТПУ гр.3-2Б14		

$$m = \text{Шу} \cdot L \cdot \frac{K\pi D_n}{Gc_v} = \frac{1,6 \cdot 3,14 \cdot 0,53}{161 \cdot 1953} \cdot 169000 = 1,4$$

Число Шухова: Шу= $8 \cdot 10^{-6}$

Уравнение для вязкости имеет вид:

$$\nu_2 = \nu_1 e^{-K_6(T_2 - T_1)}$$

Из этого уравнения определим K_6 :

$$K_6 = \frac{\ln \frac{\nu_1}{\nu_2}}{T_2 - T_1},$$

где: ν_1, ν_2 - кинематические вязкости при температурах T_1 и T_2 соответственно;

K_6 - вязкостный коэффициент, который можно определить, если известны вязкости при двух температурах.

$$K_6 = \frac{\ln \frac{\nu_1}{\nu_2}}{T_2 - T_1} = \frac{\ln \frac{0,000028}{0,000102}}{273 - 313} = 0,03.$$

Скорость потока в трубопроводе:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot 679}{3,14 \cdot 0,508^2 \cdot 3600} = 0,93 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{vD}{\nu_{-2}} = \frac{0,93 \cdot 0,53}{0,000111} = 4256$$

$$\text{Re} = \frac{vD}{\nu_{40}} = \frac{0,93 \cdot 0,53}{0,000028} = 16872$$

$$\text{Re} = \frac{vD}{\nu_0} = \frac{0,93 \cdot 0,53}{0,000102} = 46631$$

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k = \frac{K_{\epsilon}}{4} (T_n - T_o) = \frac{0,026}{4} (313 - 273) = 0,3$$

Коэффициент гидравлических потерь рассчитывается через функцию Эйлера E_i как $\lambda_{эф}$

$$\lambda_{эф} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{V \cdot D}} \cdot \frac{1}{m} [E_i(-k) - E_i(-ke^{-m})]$$

$$\lambda_{эф} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{0,93 \cdot 0,53}} \cdot \frac{1}{1,4} [E_i(-0,3) - E_i(-0,3 \cdot 2,7^{-1,4})] = 0,03$$

Гидравлический уклон будет рассчитываться по уравнению:

$$i = \frac{\lambda_{эф}}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} = \frac{0,03}{0,53} \cdot \frac{0,93^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0026$$

Потери напора рассчитывают по формуле Дарси-Вейсбаха с применением $\lambda = \lambda_{эф}$.

$$h_{пот} = \left(\int_0^L \lambda dx \right) \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} = \lambda_{эф} \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} = 0,03 \cdot \frac{169000}{0,53} \cdot \frac{0,93^2}{2 \cdot 9,81} = 439,9 \text{ м}$$

Общий суммарный напор в трубопроводе можно выразить:

$$H = 1,02 h_{пот} + \Delta Z + h_{ост} = 1,02 \cdot 439,96 + 58,38 + 35 = 542 \text{ м}$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях линейной части трубопровода.

Для перекачки принят центробежный насос ЦНС 300-540 в количестве 3 шт.

Расчет совмещенной характеристики

Рассчитаем напор, создаваемый насосом при заданных производительностях.

Уравнение выбранного насоса выглядит следующим образом:

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H = H_0 - b \cdot Q^2, \text{ где } H_0 = 636,2 \text{ м, } b = 10,6 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^2/\text{м}^5$$

В расчете используем 3 параллельно запитанных насоса

1. Производительность 1 насоса $500/3=166 \text{ м}^3/\text{час}$ $Q = 500 \text{ м}^3/\text{час}$:

Напор основного насоса:

$$H = 636,2 - 10,6 \cdot 10^{-4} \cdot 166^2 = 679 \text{ м}$$

2. Производительность 1 насоса $679/3=226,3 \text{ м}^3/\text{час}$, $Q = 679 \text{ м}^3/\text{час}$:

Напор основного насоса:

$$H = 636,2 - 10,6 \cdot 10^{-4} \cdot 226,3^2 = 581,9 \text{ м}$$

Производительность 1 насоса $700/3=233 \text{ м}^3/\text{час}$, $Q = 700 \text{ м}^3/\text{час}$:

Напор основного насоса:

$$H = 636,2 - 10,6 \cdot 10^{-4} \cdot 233^2 = 574 \text{ м}$$

Рассчитаем напор в трубопроводе при заданных производительностях.

$Q = 500 \text{ м}^3/\text{ч}$

Секундный массовый расход равен:

$$G = \frac{Q \cdot \rho}{3600} = \frac{500 \cdot 854}{3600} = 119 \text{ кг/с.}$$

где Q - объемный расход, $\text{м}^3/\text{сек}$;

$$m = \text{Шу} \cdot L \cdot \frac{K \pi D_n}{G C_v} = \frac{1,6 \cdot 3,14 \cdot 0,53}{119 \cdot 1953} \cdot 16900 = 1,8$$

Число Шухова:

$$\text{Шу} = 10 \cdot 10^{-6}$$

Уравнение для вязкости имеет вид:

$$\nu_2 = \nu_1 e^{-K_b(T_2 - T_1)}.$$

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Из этого уравнения определим K_6 :

$$K_B = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{T_2 - T_1},$$

где v_1, v_2 - кинематические вязкости при температурах T_1 и T_2 соответственно.

K_6 - вязкостный коэффициент, который можно определить, если известны вязкости при двух температурах.

$$K_B = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{T_2 - T_1} = \frac{\ln \frac{0,000028}{0,000102}}{273 - 313} = 0,03.$$

Скорость потока в трубопроводе:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot 500}{3,14 \cdot 0,53^2 \cdot 3600} = 0,68 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса: $Re = \frac{vD}{\nu} = \frac{0,68 \cdot 0,53}{0,000111} = 3203$

$$k = \frac{K_B}{4} (T_H - T_o) = \frac{0,026}{4} (313 - 273) = 0,3$$

Коэффициент гидравлических потерь рассчитывается через функцию Эйлера E_i как $\lambda_{эф}$

$$\lambda_{эф} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\frac{v \cdot D}{v_{нар}}}} \cdot \frac{1}{m} [E_i(-k) - E_i(-ke^{-m})]$$

$$\lambda_{эф} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\frac{0,68 \cdot 0,53}{0,000111}}} \cdot \frac{1}{1,8} [E_i(-0,3) - E_i(-0,3 \cdot 2,7^{-1,8})] = 0,0163$$

Гидравлический уклон будет рассчитываться по уравнению:

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i = \frac{\lambda_{эфф}}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} = \frac{0,0163}{0,53} \cdot \frac{0,68^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0015$$

Потери напора рассчитывают по формуле Дарси-Вейсбаха с применением $\lambda = \lambda_{эфф}$.

$$h_{пот} = \left(\int_0^L \lambda dx \right) \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} = \lambda_{эфф} \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}, = 0,0163 \cdot \frac{169000}{0,53} \cdot \frac{0,68^2}{2 \cdot 9,81} = 253,5 \text{ м}$$

Общий суммарный напор в трубопроводе можно выразить:

$$H = 1,02 h_{ном} + \Delta Z + h_{осм} = 1,02 \cdot 253,5 + 58,38 + 35 = 351 \text{ м}$$

$$Q = 700 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Секундный массовый расход равен:

$$G = \frac{Q \cdot \rho}{3600} = \frac{700 \cdot 854}{3600} = 166 \text{ кг/с.}$$

где: Q - объемный расход, $\text{м}^3/\text{сек}$;

$$m = \text{Шу} \cdot L \cdot \frac{K \pi n}{G c_v} = \frac{1,6 \cdot 3,14 \cdot 0,53}{166 \cdot 1953} \cdot 169000 = 1,3$$

Число Шухова: $\text{Шу} = 7 \cdot 10^{-6}$

Уравнение для вязкости имеет вид: $\nu_2 = \nu_1 e^{-K_b(T_2 - T_1)}$.

Из этого уравнения определим K_b :

$$K_b = \frac{\ln \frac{\nu_1}{\nu_2}}{T_2 - T_1},$$

где: ν_1, ν_2 - кинематические вязкости при температурах T_1 и T_2 соответственно.

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

K_B - вязкостный коэффициент, который можно определить, если известны вязкости при двух температурах.

$$K_B = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{T_2 - T_1} = \frac{\ln \frac{0,000028}{0,000102}}{273 - 313} = 0,03.$$

Скорость потока в трубопроводе:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot 700}{3,14 \cdot 0,53^2 \cdot 3600} = 0,96 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{vD}{\nu} = \frac{0,68 \cdot 0,53}{0,000111} = 3203$$

$$k = \frac{K_B}{4} (T_n - T_o) = \frac{0,026}{4} (313 - 273) = 0,3$$

Коэффициент гидравлических потерь рассчитывается через функцию Эйлера E_i как $\lambda_{эфф}$

$$\lambda_{эфф} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\frac{V \cdot D}{v_{нар}}}} \cdot \frac{1}{m} [E_i(-k) - E_i(-ke^{-m})],$$

$$\lambda_{эфф} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\frac{0,96 \cdot 0,53}{0,000111}}} \cdot \frac{1}{1,8} [E_i(-0,3) - E_i(-0,3 \cdot 2,7^{-1,3})] = 0,04$$

Гидравлический уклон будет рассчитываться по уравнению:

$$i = \frac{\lambda_{эфф}}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} = \frac{0,04}{0,53} \cdot \frac{0,96^2}{2 \cdot 9,81} = 0,003$$

Потери напора рассчитывают по формуле Дарси-Вейсбаха с применением $\lambda = \lambda_{эфф}$.

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$h_{\text{пот}} = \left(\int_0^L \lambda dx \right) \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} = \lambda_{\text{эфф}} \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}, = 0,04 \cdot \frac{169000}{0,53} \cdot \frac{0,96^2}{2 \cdot 9,81} = 507 \text{ м}$$

Общий суммарный напор в трубопроводе можно выразить:

$$H = 1,02 h_{\text{ном}} + \Delta Z + h_{\text{ост}} = 1,02 \cdot 507 + 58,38 + 35 = 610 \text{ м}$$

Исходя из полученных в результате расчетов данных, построим совмещенную характеристику насосного оборудования и трубопровода рис. 2.1:

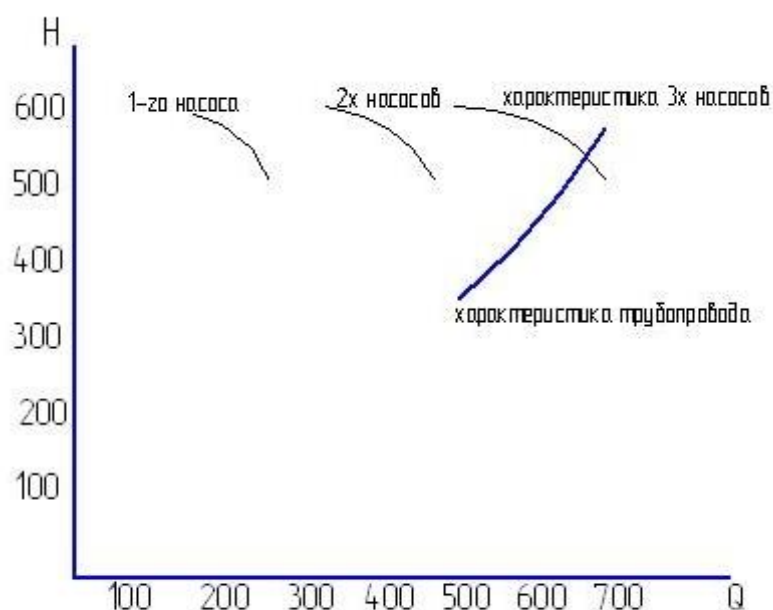


Рис. 2.1 - Совмещенная Q-H характеристика насосного оборудования и трубопровода

Вывод: подобранное насосное оборудование ЦНС 300-540 в количестве 3 штук обеспечивает производительность перекачки 4,5 млн т/год.

2.2. Тепловой расчет

Определение температуры поддержания вязкости нефти, требуемой для обеспечения перекачки заданных объемов

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Известны следующие данные:

- расчетная длина участка трубопровода $L = 169000$ м;

- среднегодовая температура : $T_{\text{нар.}} = -2$ °C;

- Расчетная температура : $T_{\text{окр.}} = 40$ °C;

$$n = 3,14$$

$$k = 1,6$$

- Производительность насоса: $Q = 679$ м³/час:

- Диаметр трубопровода : $\varnothing 530$ мм.

- Внутренний диаметр:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \delta = 530 - 2 \cdot 11 = 508 \text{ мм} \quad d = 0,508 \text{ м}$$

Решение находим по формуле :

$$T(X) = T_{\text{нар}} + \left(T_{\text{о}} - T_{\text{нар}} \right) \cdot e^{-\frac{n \cdot k \cdot d}{p \cdot Q \cdot C_v} x}$$

$$T(X) = -2 + (40 - (-2)) \cdot 2,7^{\frac{3,14 \cdot 1,6 \cdot 0,508}{854679} \cdot 169000} = 9^{\circ} \text{C}$$

$$T(X) = 9^{\circ} \text{C}$$

Температура застывания нефти 2°C ,конечная температура равна 9°C

Вывод : Так как температура застывания нефти 2°C ,то конечная температура может быть равной 9°C

**Определение толщины изоляционного материала трубопровода для $k=1,6$
Вт/м²,°C**

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Известны следующие данные:

δ изоляции задаемся 100 мм

λ изоляции задаемся 0,1 Вт/(м,С⁰)

λ стали задаемся 40 Вт/(м,С⁰)

Решение находим исходя из формулы:

$$\frac{1}{K \cdot D} = \frac{1}{\alpha_2 \cdot D} + \sum_{s=1}^{s=n} \frac{1}{2\lambda_s} L_n \frac{D_s+1}{D_s} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_{нар.}}$$

$$\alpha_2 D_{нар.} = \frac{2\lambda_{грунта}}{I_n \left[2H/D_{нар.} \right] + \sqrt{(2H/D_{нар.})^2 - 1}}$$

$$\alpha_2 D_{нар.} = \frac{2 \cdot 1,2}{I_n \left[2 \cdot 1/0,736 + \sqrt{(2 \cdot 1/0,736)^2} \right]} = \frac{2,4}{I_n \left[2,7 + \sqrt{7,29 - 1} \right]} = \frac{2,4}{I_n 6,9} = \frac{2,4}{1,93} = 1,24 \text{ Вт/м}^2, ^\circ \text{C}$$

$$\frac{1}{K \cdot 0,53} = 1,24 \text{ Вт/м}^2, ^\circ \text{C}$$

$$K \cdot 0,53 = 1 \div 1,24 = 0,80$$

$$K = 0,31 \div 0,53 = 1,52$$

$$K = 1,52$$

$$\frac{1}{K \cdot 0,53} = \frac{1}{\lambda_{стали}} \cdot I_n \frac{0,53}{0,508} + \frac{1}{\lambda_{изол}} I_b \frac{0,736}{0,53} + \frac{1}{\alpha^2 D_{нар.}}$$

$$\frac{1}{K \cdot 0,5} = \frac{1}{2 \cdot 40} I_n \frac{0,53}{0,508} + \frac{1}{2 \cdot 0,5} \cdot I_n \frac{0,736}{0,53} + \frac{1}{2 \cdot 0,1} \cdot I_n \frac{0,736}{0,53} + \frac{1}{1,7 \cdot 0,736} = \frac{1}{80} \cdot I_n 1,04 + 1 \cdot I_n 1,01 + 1 \cdot I_b 0,31 + 0,8 = 0,0125 \cdot 0,039 + 1 \cdot 0,0099 + 1,17 + 0,66 = 1,55$$

Вывод: Для поддержания температуры нефти, требуемой для обеспечения заданных объемов перекачки, на узлах запуска (приема) СОД и на надземных трубопроводах (предусмотрена тепловая изоляция $\delta_{из}$ толщиной 100 мм).с коэффициентом тепло проводимости $\lambda_{изоляция} = 0,1 \text{ Вт/(м,} ^\circ \text{C)}$

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3 Механический расчет

Расчетные характеристики материалов

Расчет трубопровода на прочность и устойчивость выполняем согласно СНиП 2.05.06-85*.

Для труб выбираем сталь 06ГФБАА.

Принимаем механические характеристики стали :

предел прочности $\sigma_b = 530$ МПа;

предел текучести $\sigma_T = 360$ МПа.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H принимаем равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, указанных в государственных стандартах и технических условиях на трубы.

Определение толщины стенки трубопровода.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 определим по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H},$$

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{530 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1} = 283,93 \text{ МПа},$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H},$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} = \frac{360 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1} = 234,78 \text{ МПа},$$

где: m - коэффициент условий работы трубопровода (принимаемый из табл. 1 пункта 2.3 СНиП2.05.06-85*), $m = 0,75$;

k_1, k_2 - коэффициенты надежности по материалу (принимаемые соответственно из табл. 9 и 10 пункта 8.3 СНиП2.05.06-85*), $k_1 = 1,4, k_2 = 1,15$;

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

k_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода (принимаемый из табл. 11 пункта 8.3 СНиП2.05.06-85*), $k_n = 1$

а) Необходимая толщина стенки, исходя из выбранного материала (металла) трубы

при проектном давлении 6,8 МПа

$$\delta_p = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}, \text{ М,}$$

где: n_p - коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему давлению в трубопроводе (принимаемый из табл. 13 пункта 8.22* СНиП2.05.06-85* для нефтепроводов диаметром 530мм) $n_p = 1,1$.

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 6,8 \cdot 530}{2 \cdot (283,93 + 1,1 \cdot 6,8)} = 6,8 \text{ М,}$$

И полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляем до ближайшего значения по сортаменту завода изготовителя принимаем равной $\delta_n = 11 \text{ мм}$.

Внутренний диаметр:

$$D_{вн} = D_n - 2 \delta = 53 - 2 \cdot 1,1 = 50,8 \text{ см}$$

Проверка толщины стенки трубопровода с учетом двухосного напряжения состояния трубы.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.Н}$ определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.Н} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{\rho D_{вн}}{2 \delta_n}$$

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{\text{пр} D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 55 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,8 \cdot 50,8}{2 \cdot 0,7} =$$

$$= -84,14 \text{ МПа},$$

где: α - коэффициент линейного расширения металла трубы, $град^{-1}$;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа ;

Δt – расчетный температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).

где ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1},$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-1,95|}{318,37} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-136,95|}{318,37} =$$

$$= 0,89$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{\text{пр} D_{\text{н}}}{2(R_1 \psi_1 + \text{пр})},$$

$$\delta = \frac{\text{пр} D_{\text{н}}}{2(R_1 \psi_1 + \text{пр})} = \frac{1,1 \cdot 6,8 \cdot 530}{2 \cdot (283,93 \cdot 0,89 + 1,1 \cdot 6,8)} = 13,9 \text{ мм}.$$

где: n коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе; принимаемый по табл. 13* пункта 8.3 СНиП 2.05.06.-85*;

$-P$ рабочее давление в трубопроводе, МПа ;

$D_{\text{н}}$ наружный диаметр трубы, мм ;

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ψ_1 коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по следующей формуле.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляем до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. Таким образом, толщина стенки труб из стали 06ГФБАА равна 16 мм.

В качестве расчетного температурного перепада принимаем наибольшее значение $\Delta t^x = 55^\circ \text{C}$:

E – модуль упругости (Юнга) МПа, для стали принимается равным $E = 206000$ МПа;

μ – коэффициент Пуассона, для сталей принимается равным $\mu = 0,3$.

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{н}}} = \frac{1,1 \cdot 6,8 \cdot 50,8}{2 \cdot 1,1} = 172,72 \text{ МПа}$$

Проверка на прочность трубопровода.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|84,144|}{283,93} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|84,144|}{283,93} = 0,8183.$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{p \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot (R_1 \psi_1 + p)} = \frac{1,1 \cdot 6,8 \cdot 530}{2 \cdot (0,8183 \cdot 283,93 + 1,1 \cdot 6,8)} = 8,3 \text{ мм.}$$

Толщину стенки трубы принимаем равной $\delta_{\text{н}} = 11$ мм.

Проверку на прочность подземного трубопровода в продольном направлении произведем из условия:

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1,$$

-где: $\sigma_{\text{пр.Н}}$ продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$), принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$), определяемый по формуле:

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

$$\begin{aligned} \psi_2 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{172,72}{283,93} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{175,72}{283,93} = \\ &= 0,5458 \end{aligned}$$

Проверка прочности с учетом максимального температурного перепада.

Абсолютное значение максимального положительного $\Delta t_{(+)}$ или отрицательного $\Delta t_{(-)}$ температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления, определяются для рассматриваемого частного случая соответственно по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E},$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E} = \frac{0,3 \cdot 283,93 \cdot 10^6}{0,00001212 \cdot 206000 \cdot 10^6} = 79,92,$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E} = \frac{283,93 \cdot (1-0,3)}{0,00001212 \cdot 206000} = 97,62,$$

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где α_t – коэффициент температурного расширения, для стали принимается равным $\alpha_t = 0,000012 \text{ град}^{-1}$;

Условие прочности выполняется:

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1$$

$$84,14 < 0.5458 \cdot 283,93$$

$$84,14 < 154,97$$

Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации.

Кольцевые напряжения от нормативного давления определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{6,8 \cdot 50,8}{2 \cdot 1,1} = 157,02 \text{ МПа}$$

$\delta_{\text{н}}$ номинальная толщина стенки трубы, мм.

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} < 0$) - определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}},$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{157,02}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} \right)^2} -$$

$$- 0,5 \cdot \frac{157,02}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} = 0,6297$$

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|},$$

$$\rho = \frac{206000 \cdot 530}{0,6297 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 - |0,3 \cdot 157,02 - 0,00001212 \cdot 206000 \cdot 55|}$$

$$\rho = 545,6 \text{ м.}$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = 600 \text{ м}$$

Максимальное суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр}^H (+) = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_H}{2 \rho} =$$

$$= 0,3 \cdot 157,02 - 0,00001212 \cdot 206000 \cdot 55 + \frac{206000 \cdot 530}{2 \cdot 600} =$$

$$= 2,13 \text{ МПа,}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр}^H (-) = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_H}{2 \rho} =$$

$$= 0,3 \cdot 157,02 - 0,00001212 \cdot 206000 \cdot 55 - \frac{206000 \cdot 530}{2 \cdot 600} =$$

$$= 179,84 \text{ МПа,}$$

Проверка по формуле(29) СНиП 2.05.06-85

$$\sigma_{пр.н}^H (+) 2,13 \leq \frac{m}{0,9 k_H} R_2^H = 1 \cdot 0,75 \cdot 360 / 0,9 = 300 \text{ МПа}$$

$$|\sigma_{пр}^H (-) - 179,84| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 k_H} R_2^H = 0,63 \cdot 0,7 \cdot 360 / 0,9 = 189 \text{ МПа}$$

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверка по формуле СНиП 2.05.06-85

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}$$

$$157,02 < 300$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

Вывод:

Согласно выполненным в механическом разделе расчётам, трубы МН «Среднеботуобинское НГКМ- трубопроводная система ВСТО» на участке производства работ соответствуют изначально принятым параметрам. Толщина стенки 11 мм по сортаменту завода изготовителя. Поверочный гидравлический расчет показал ,что подобранное насосное оборудование ЦНС 300-540 в количестве 3 штук обеспечивает производительность перекачки 4,5 млн т/год.

					Расчет трубопровода при строительстве	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Технология строительно-монтажных работ

3.1 Общие положения

Раздел “Строительно-монтажные работы” разработан в соответствии с требованиями СНиП 12-01-2004 “Организация строительства”.

При разработке проекта организация строительства использованы следующие нормативные документы:

- СНиП 3.02.01-87 “Земляные сооружения и фундаменты”
- СНиП 2.05.06-85* “Магистральные трубопроводы”
- ВСН 31-81 “Производство работ в охранных зонах магистральных трубопроводов”

“Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных трубопроводов”

- ВСН 012-88 “Контроль качества и приемка работ”
- СНиП 12-03-2001, часть 1 “Безопасность труда в строительстве”
- СНиП 12-03-2002, часть 2 “Безопасность труда в строительстве”
- СП 12-136-2002 “Безопасность труда в строительстве”
- ППБ 01-03 “Правила пожарной безопасности в Российской Федерации”
- РД 39-00147105-015-98 “Правила капитального ремонта магистральных трубопроводов”

Строительно-монтажные работы выполняют в два этапа: подготовительные работы и основные работы.

3.2 Подготовительные работы:

- 1) геодезическую разбивку полосы участка строительства ;
- 2) расчистку полосы строительства от леса и кустарника, включая корчевку пней;
- 3) снятие плодородного слоя почвы;
- 4) погрузочно-разгрузочные работы;
- 5) устройство вдоль трассового проезда;

					Строительство нефтепровода «СБ НГКМ - ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск			
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	ПодписьП	Дата				
Разраб.		Татулин М.В.			Технология строительно-монтажных работ	Лит.Лит.	Лист/Лист	Листов/Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.						
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б14		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- 6) доставку труб на площадку складирования и трассу ;

Геодезическая разбивка полосы участка строительства

Геодезические работы, являются неотъемлемой частью работ в основной период строительства.

Порядок создания геодезической основы и требования к точности ее построения регламентируются СНиП III-42-80* и СНиП 3.01.03-84.

До начала строительно-монтажных работ на трассе трубопровода , производят контроль геодезической разбивочной основы, устанавливают реперы и створные знаки ;

знаки закрепления углов поворота трассы;

1) створные знаки углов поворота трассы в количестве не менее двух на каждое направление угла в пределах видимости);

2) створные знаки на прямолинейных участках трассы, установленные попарно в пределах видимости;

3) створные знаки закрепления прямолинейных участков трассы на переходах через реки, овраги, дороги и другие естественные и искусственные препятствия в количестве не менее двух с каждой стороны перехода в пределах видимости;

4) высотные реперы, установленные по 2 на каждом берегу;

Контроль геодезической разбивочной основы выполняют теодолитными ходами и техническим нивелированием. Относительная погрешность линейных измерений в теодолитных ходах не менее $1/500$ от длины измеряемой линии, точность угловых измерений $2'$. Техническое нивелирование выполняют с точностью 50 мм на 1 км трассы.

Рекомендуемые марки геодезических приборов по выполняемым работам представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Марки геодезических приборов применяемых при проведении геодезических работ

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование	Марка	Количество, шт.
Теодолит	ЗТ5КП	1
Рулетка	50 м	1
Нивелир	2Н-10КЛ	1
Электронный тахеометр	7ТА5, Trimble 3300DR	1

Геодезические работы выполняются сертифицированными геодезическими приборами, прошедшие в установленном порядке метрологическую поверку и имеющие заводские паспорта.

При геодезической разбивке трассы необходимо выполнить следующие работы:

- 1) -закрепить пикеты и плюсовые точки;
- 2) проверить отметки имеющихся реперов - восстановить сбитые и установить дополнительно необходимое количество реперов;
- 3) проверить продольное нивелирование точек трассы и при необходимости снять поперечные профили.

Расчистка полосы и снятие плодородного слоя земли

До начала работ по строительству нефтепровода необходимо выполнить:

- 1) -расчистку строительной полосы от снежного покрова бульдозером;
- 2) -подсыпку из привозного минерального грунта (песка) толщиной, достаточной для выравнивания поверхностей (при наличии неровных поверхностей).

Планировка микрорельефа для устройства технологического проезда путем срезки грунта не допускается, а производится только за счет устройства насыпей из привозного грунта. Промораживание плохо замерзающих грунтов осуществляем проминкой мохо- растущего покрова гусеничной техникой с давлением на грунт не более 0,25 кгс/см² и удалением оседающего на полосе отвода снежного покрова. При этом убираемый снег необходимо разравнивать.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Снежные отвалы высотой более 1,0 м рекомендуется осуществлять с откосами 1:6. Минимальная глубина промерзания, обеспечивающая безопасность движения строительной техники - 45-50см.

Для расчистки снега могут быть использованы бульдозеры D-9.

На участках мелколесья и кустарников срезку пней производим заподлицо с землей бензопилами «Дружба 4М», а корчевка самих пней не производится.

Пни используем для усиления основания технологического вдоль трассового проезда.

В процессе эксплуатации технологического проезда происходит его разрушение: образуются колеи, ухабы, трещины, выбоины. Эти дефекты устраняем постоянно, не допуская их нарастания. Дефекты устраняются путем подсыпки снега, их орошения и уплотнения с помощью бульдозера Т-170. Движение автомобилей допускается, если снежное полотно плотностью 0,5г/см³ и более выдержано при температуре воздуха минус 10°С – не менее 24 часов, ниже минус 10° – не менее 15 часов.

Погрузочно-разгрузочные работы

До начала погрузочно-разгрузочных работ необходимо выполнить комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных внутрассовых работ:

-согласовать с администрацией речного пункта разгрузки (г.Ленск) режим выполнения погрузочно-разгрузочных работ в зависимости от сроков и количества одновременно получаемой продукции;

-заключить договор с владельцами причалов на организацию накопительной площадки для приемки грузов в период навигации;

-выполнить планировку и уплотнение поверхности грунта бульдозером со срезкой бугров и засыпкой впадин, устройством уклонов и других мероприятий, обеспечивающих отвод поверхностных вод. Уклоны для площадок

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

складирования труб должны быть не более 1,5-2°. На площадках складирования должен быть предусмотрен водоотвод.

К площадке складирования необходимо:

-подготовить подъездные пути для автотранспорта, обустроив их дорожными знаками «въезд», «выезд», «разворот», «ограничение скорости» и т.п., согласно ГОСТ Р52290-2004;

-разместить в зоне производства работ необходимые механизмы, такелаж, инвентарь, инструменты и приспособления;

-обустроить площадку бытовыми помещениями;

-обеспечить работающий персонал телефонной связью, средствами первой доврачебной -помощи, а также спецодеждой и спец.обувью по установленным нормам;

проинструктировать рабочих по охране труда и промышленной безопасности (инструктаж на рабочем месте с росписью в журнале).

Схема расположения механизмов при погрузочно-разгрузочных работах представлена на рис. 3.1.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

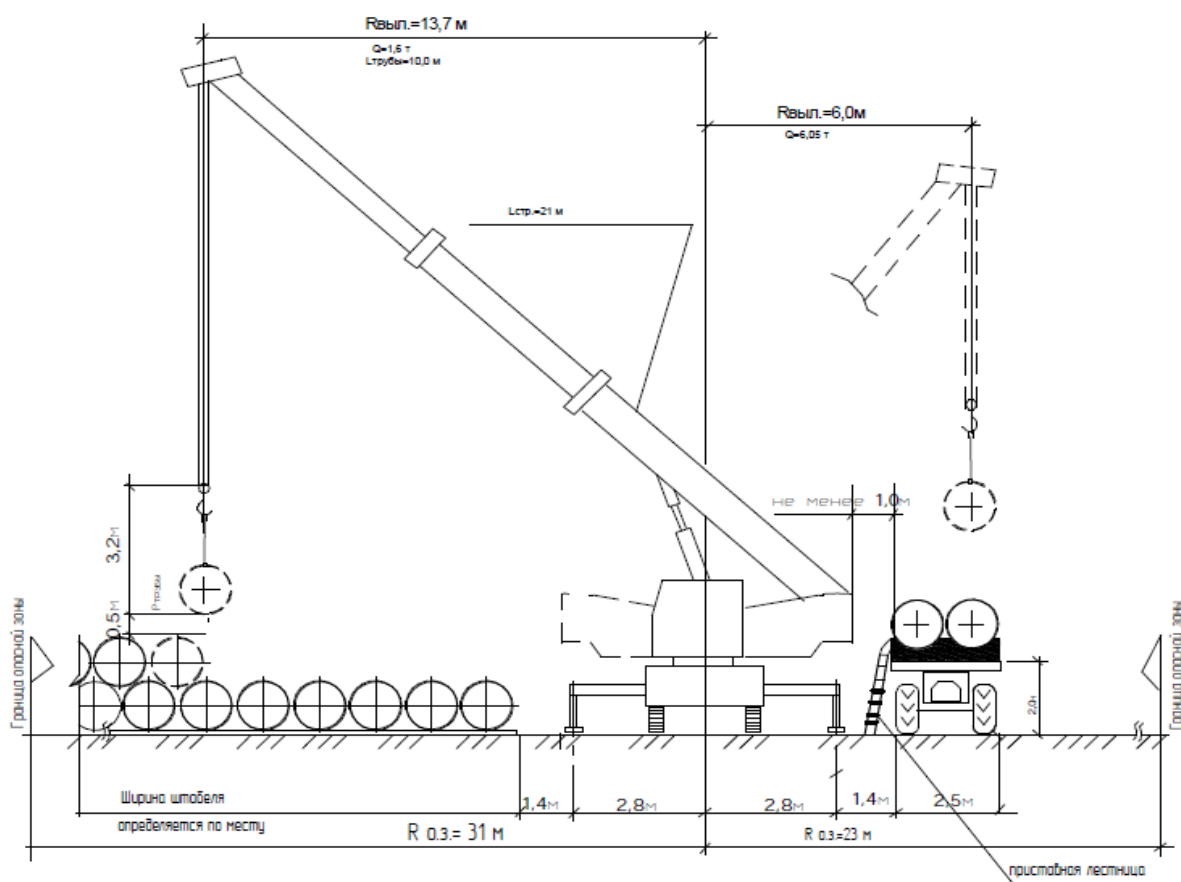


Рис. 3.1 - Схема расположения механизмов при погрузочно-разгрузочных работах

При выполнении погрузо-разгрузочных работ применяют различные типы и конструкции грузоподъемных средств и техники кран автомобильный КС 4536.

Для подъема, перемещения и укладки труб применяют специальные грузозахватные приспособления (клещи, мягкие полотенца), для подъема плети стального трубопровода кранами-трубоукладчиками при ее прокладке, троллейные подвески, позволяющие осуществлять подъем трубопровода для его очистки и изоляции при одновременном поступательном передвижении кранов-трубоукладчиков вдоль траншеи.

Выбор грузозахватных приспособлений для подъема и укладки трубопроводов осуществляют с учетом того, что приспособления должны обеспечивать

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимую грузоподъемность, прочность, надежное зацепление (строповку) трубы, недопустимость повреждений теплоизоляционного покрытия трубы, простоту конструкции и применения. Для подъема и укладки в траншею изолированного стального трубопровода следует использовать мягкие полотенца. Важнейшим показателем грузозахватных приспособлений является их грузоподъемность, которая зависит от диаметра прокладываемого трубопровода и толщины стенки. Троллейные подвески на полиуретановых катках предназначены для подъема, перемещения и непрерывной укладки в траншею изолированного трубопровода при его отдельном строительстве. Технические характеристики троллейных подвесок представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Технические характеристики троллейных подвесок для изолированного трубопровода

Характеристика	ТПП-631
Диаметр, поднимаемой трубы, мм	290 мм – 630 мм
Грузоподъемность (максимальная), т	12,5
Число катков	4
Размеры, мм:	
длина	1114
ширина	1360
высота	1550
Масса, кг	650

Мягкие полотенца предназначены для подъема, перемещения и укладки в траншею изолированного трубопровода методом периодического перехвата, а также для подъема, перемещения, стыковки и сварки в «нитку» стальных труб и секций с заводской и базовой изоляцией длиной до 36 м на строительстве магистральных трубопроводов и на обустройстве промыслов при температуре окружающего воздуха от минус 50°С до плюс 50°С. Технические

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

характеристики мягких полотенец на основе капроновых и прорезиненных тканей представлены в таблицах 3.3.

Таблица 3.3 - Техническая характеристика капроновых мягких полотенец

Показатели	ПМ-524
Грузоподъемность, т	16
Диаметр поднимаемых труб, мм	377-530
Число лент	1
Размеры ленты, мм: ширина	400
толщина	10
длина	2360
Масса, кг: ленты	8
полотенца	54

Примечание: материал ленты – капроновая ткань СТС3-1, пропитанная дивинилстирольным термоэластопластом на основе полимера ДСМСТ-35.

Устройство вдоль трассового проезда

Для организации перевозок труб, строительных грузов вдоль трассы нефтепровода, перебазировки строительных подразделений к месту строительства, перевозки рабочих и оперативного контроля над ходом строительства и для прохода технологического потока. На участке км 16 - 17 км протяженностью 1000 м на период строительства сооружается вдоль трассовый технологический проезд шириной 8 м.

Строительство вдоль трассового проезда представляет собой комплекс следующих работ:

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 1) устройство съездов с существующих и временных подъездных дорог на вдоль трассовый проезд;
- 2) сооружение лежневых дорог на заболоченных участках трассы;
- 3) устройство технологического проезда (вдоль трассовой дороги).

Доставка труб на площадки складирования и трассу

Доставка труб на площадки складирования и трассу выполняется плетевозами по существующим подъездным дорогам и по вдоль трассовому проезду.

Для доставки труб на участок строительства, потребуется 1 плетевоз ПВ- 204 (тип тягача КрАЗ 255Б) г/п 19т. На рис. 3.2 представлена схема укладки труб на плетевозе ПВ 204.



Рис. 3.2- Схема укладки труб на плетевозе ПВ 204.

Требования к укладке труб с заводским изоляционным покрытием в штабели:

- нижний ряд укладывать на три обрезиненные деревянные подкладки из бруса 150х150мм с дугообразными вырезами под трубы, глубиной не менее 100 мм. Толщина резины (резинотканевых прокладок) должна быть не менее 10 мм, а ширина не менее 100 мм; между рядами труб в 3-ех местах (по концам и в середине) укладываются прокладки из прорезиненной ткани шириной не менее 100 мм и толщиной не менее 10 мм.

					<i>Технология строительно-монтажных работ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-не допускается складирование и хранение продукции в местах, подверженных затоплению водой;

-в отдельный штабель укладываются трубы с одной технической характеристикой (отдельно по каждой толщине стенки труб).

Грузы для строительства будут поступать в порт города Ленска. Площадки складирования труб размещаются на 0 км для участка км 16 - 17км . В таблице 3.4 показано распределение автомобильной техники для перевозки труб по строительным участкам.

Таблица 3.4- Распределение автомобильной техники для перевозки труб по строительным участкам

	Участок 16-17 км
Места расположения площадок складирования по трассе, км	0
Протяженность обслуживаемого участка (а), км	1
Средняя дальность возки по участкам трассы (l), км	16
Средневзвешенная дальность возки труб от накопительной площадки на трассу по потокам $L=K \cdot \Sigma M / \Sigma a$, км	16
Количество рейсов в смену	3
Количество плетевозов, шт	1

Расчет потребности автотранспорта для перевозки труб

Расчет потребности в автотранспорте производится по формуле:

$$T_1 = \left(\frac{S_r}{V_{ср гр}} + \frac{S_{п}}{V_{ср п}} + t_{погр} + t_{разгр} \right) \cdot k_1, \text{ где}$$

T_1 – время одного полного рейса (туда и обратно);

k_1 – коэффициент, учитывающий простои, $k_1=1,3$;

S_r и $S_{п}$ – средневзвешенная дальность возки (табл. 2.10);

$V_{\text{ср гр}}$ и $V_{\text{ср п}}$ – средняя скорость груженого и порожнего автотранспорта, принята 30 км/час;

$t_{\text{погр}}$ – время, затрачиваемое на погрузку, равное 0,3 часа;

$t_{\text{разгр}}$ – время, затрачиваемое на выгрузку, равное 0,2 часа;

Число рейсов N_1 , которое может сделать одно автотранспортное средство

$$N_1 = \frac{T}{T_1}$$

T – продолжительность рабочей смены;

Общее число необходимых рейсов для перевозки грузов в смену

$$N = \frac{Q_{\text{ср}}}{q_1}$$

$Q_{\text{ср}}$ – общий объем перевозимого груза;

q_1 – объем перевозимого груза за один рейс;

Необходимое количество автотранспортных средств:

$$n_{\text{ср}} = \frac{N}{N_1}$$

Произведем расчет потребности в автотранспорте для двух строительных участков в таблице 3.5, и в таблице 3.6 укажем количество труб, перевозимых плетевозом в зависимости от грузоподъемности и диаметра труб.

Таблица. 3.5 - Расчет потребности в автотранспорте

Участок 16 - 17 км	
$T_1 = \left(\frac{4}{30} + \frac{4}{30} + 0,3 + 0,2 \right) \cdot 1,3 = 1,7$	
$N_1 = \frac{8}{1,7} = 4,7$	
$N = \frac{5}{5} = 1$	
$n_{\text{ср}} = \frac{1}{1,022} = 0,9 \approx 1$	
Всего: 1	

Таблица. 3.6- Количество труб, перевозимых плетевозом в зависимости от грузоподъёмности и диаметра труб

Диаметр мм	Толщина стенки, мм	Расчётная длина труб, м	Расчётная масса трубы, т	Количество одиночных Труб на плетевозе, шт.			
				Тип плетевоза			
						ПВ-204	
				Расчётная грузоподъёмность, т			
						19.0	
530	11	11.5	1.49			9	

3.3 Основные линейные работы:

Основные работы по строительству участка МН « Среднеботуобинское НГКМ – трубопроводная система ВСТО.»

- 1) земляные работы (срезка грунта, рытье и засыпка траншей, включая устройство подсыпки и присыпки трубопровода, восстановление плодородного слоя почвы, при необходимости);
- 2) контроль качества выполнения земляных работ;
- 3) раскладку труб на трассе;
- 4) сварочно-монтажные работы на трассе;
- 5) контроль качества сварных соединений;
- 6) изоляцию трубопровода с последующим контролем качества;
- 7) балластировка участка трубопровода;
- 8) гидроиспытания.
- 9) укладку трубопровода в траншею.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3.1 Земляные работы

Разработка траншей

Земляные работы при строительстве нефтепровода производятся в соответствии с проектом, требованиями СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» (внесена замена в части пунктов 5.7, 5.8, 5.50 на основании требований ГОСТ Р 12.3.048-2002), ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация», СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы».

Разработка траншей осуществляется одноковшовым экскаватором ЭО 4225.

Грунт, вынутый из траншеи, укладывать в отвал с одной стороны траншеи на расстоянии не ближе 1 м от её бровки. Другая сторона остается свободной для передвижения транспорта и производства монтажно-укладочных работ. Траншеи и котлованы должны разрабатываться с откосами. Грунт, вынутый из котлована, должен укладываться в отвал на расстоянии не ближе 1 м от бровки. При рытье траншей и котлованов состав контролируемых показателей, допустимые отклонения и методы контроля принимаются в соответствии со СНиП 3.02.01 (п.3.29, таблица 4).

Рыхление сезонно-мерзлых грунтов должно осуществляться механическим способом, бульдозером рыхлителем D-355

Во избежание заноса траншеи снегом и смерзания отвала грунта при работе зимой темп разработки траншей должен соответствовать темпу изоляционных и укладочных работ при минимальном технологическом заделе.

Размеры траншеи устанавливаются проектом в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий. Ширина траншей по дну должна быть не менее $(D+300)$ мм для трубопроводов диаметром до 700 мм, но не меньше режущей кромки ковша землеройной техники (где D – условный диаметр трубопровода). Ширина траншеи по дну составит 1,0 м .

Если прокладка ведется в талых глинистых, песчано-глинистых грунтах с включением гравия и гальки до 30%, то ширина траншеи составит по верху 2,5

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

м., по низу 1 м., откосы 1: 0,5. На рис. 3.3 показаны параметры траншеи на необводненном участке.



Рис. 3.3- Параметры траншеи на необводненном участке.

Если прокладка ведется на заболоченных участках трассы в талых глинистых, песчано-глинистых грунтах с включением гравия и гальки до 20%, то ширина траншеи составит по верху 2,9 м., по низу 1,2 м., откосы 1:0,7. На рис.3.4 показаны параметры траншеи на заболоченном участке.

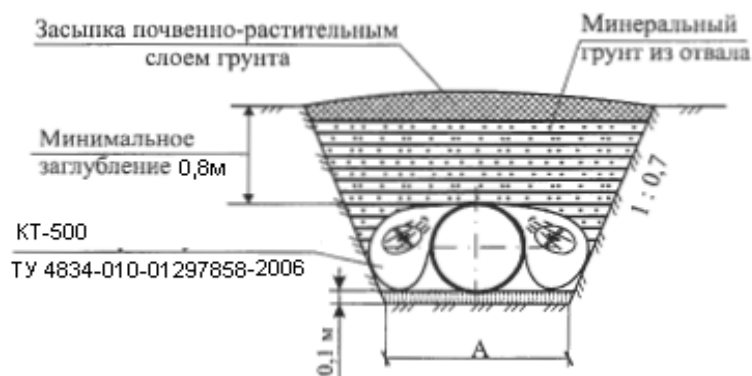


Рис. 3.4 - Параметры траншеи на заболоченном участке.

Засыпка траншеи

Засыпка грунтом уложенного нефтепровода в траншею производится после выполнения следующих работ:

- откачка воды и удаление снега из траншеи;
- проверка проектного положения нефтепровода и плотного его прилегания к дну траншеи;

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проверка качества изоляционного покрытия и при необходимости ремонт изоляционного покрытия;
- устройство присыпки не менее 0,2 м над нефтепроводом (по проекту);
- получение письменного разрешения на засыпку уложенного трубопровода.

Засыпка трубопровода ,на болотах в летнее время , осуществляется: бульдозерами Д325 на болотном ходу и одноковшовым экскаватором на уширенных гусеницах, перемещающихся вдоль трассы.

Во избежание повреждения трубопровода крупными камнями засыпка должна производиться с разгрузкой ковша в траншее на высоте не более 1,0 м от поверхности присыпки.

На участках захлестов во избежание смещения трубопровода засыпка выполняется одноковшовым экскаватором, причем сначала засыпается место захлеста.

Контроль качества выполнения земляных работ

При производстве земляных работ необходимо соблюдать требования СНиП 3.02.01-87, СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-2002.

Способы производства земляных работ на строительстве определяются проектными решениями и должны выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов.

Земляные работы должны производиться с обеспечением требований качества и с обязательным инструментальным контролем, который заключается в систематической проверке соответствия выполняемых работ требованиям проектной и нормативной документации. По мере выполнения земляных работ проводится контроль качества, в соответствии с требованиями ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I». После завершения засыпки траншеи должны

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

быть составлены исполнительные чертежи с привязкой к стационарным геодезическим знакам. Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектов, требований строительных норм и правил или технологических инструкций должны быть исправлены до начала следующих операций (работ). Контроль над выполнением земляных работ осуществляет производитель этих работ. По мере выполнения земляных работ составляются документы на их приёмку.

3.3.2 Раскладка труб на трассе

Разгрузку и раскладку труб необходимо производить трубоукладчиком D 85С-21 или автокраном КС- 3577 по одной трубе в следующем технологическом порядке:

- трубоукладчик или автокран устанавливают в рабочее положение;
- крюк автокрана или трубоукладчика с навешенным грузозахватным приспособлением подают на середину выгружаемой трубы и стропуют ее;
- середина трубы должна быть определена стропальщиком и отмечена маркером;
- трубы выгружают с плетевоза и укладывают на раскладочные опоры под углом 15° к оси трубопровода;
- в качестве опор применяются инвентарные деревянные лежки с мягкими накладками высотой 0,15 - 0,25 м, разложенные вдоль оси трассы на расстоянии 1,5 м от проектируемой бровки траншеи;
- концы труб должны быть снабжены заглушками;
- заглушки допускается снимать только непосредственно перед монтажом трубопровода;
- для удобства последующего монтажа, размещение труб должно производиться по схеме «елочка».

Если смотреть по направлению хода монтажа со стороны технологического проезда, ориентация труб должна быть организована как бы «по шерсти». Для

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предотвращения скатывания труб с раскладочных опор применяются инвентарные фиксирующие клинья, которые устанавливают под трубы с обеих сторон. Инвентарные клинья изготавливают из дерева (сосны), габаритами: 200×150×80 мм.

3.3.3 Сварочно-монтажные работы

В соответствии с гидравлическим расчетом принята труба стальная электросварная прямошовная хладостойкого исполнения 06ГФБАА, III класса для магистрального нефтепровода наружным диаметром 530 мм.

Характеристика труб:

-температура эксплуатации от минус 60°С до плюс 50°С.

Класс прочности материала трубы – К54 с характеристиками:

- временное сопротивление разрыву 530 Н/мм²,

- предел текучести 360 Н/мм²

- эквивалент углерода % $\leq 0,43$.

Сварные соединения трубопровода должны выполняться в соответствии с ВСН 006-89 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка".

Все применяемые технологии сварки и сварочные материалы должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-615-03 "Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов".

Все сварщики и специалисты сварочного производства, занятые на объектах строительства должны быть аттестованы в соответствии с РД 03-613-03 и ВСН 006-89.

Все монтажные сварные соединения на линейной части подвергаются неразрушающему контролю. Методы и объемы неразрушающего контроля

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

монтажных сварных соединений трубопроводов принимаются в соответствии с ВСН 012-88 (1990 г.) и СНиП III-42-80* (2004 г.).

Сварочные материалы:

- электроды типа Э50А по ГОСТ 9467(E7016 по AWS A5.1) диаметр 2,5/3,2 мм;
- для корневого слоя шва ОК 53.70, LB 52U диаметр 2,5;
- для заполняющего и облицовочного ОК 74.70, LB 62D 3,0/3,2.

Сварочное оборудование, включая источники сварочного тока, сварочные агрегаты (Invertec V350 PRO либо Lincoln DC-400), должно быть аттестовано в соответствии с положениями РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов».

Предварительный подогрев:

-с помощью пропановых горелок для труб с толщиной стенок 11 мм-подогрев до 60+30 0С при температуре воздуха ниже 50С или наличии влаги на концах труб.

Форма разделки кромок и сварного шва представлена на рис.3.5.

Минимальное количество слоев $p=3$ для толщин стенок 7...11 мм.

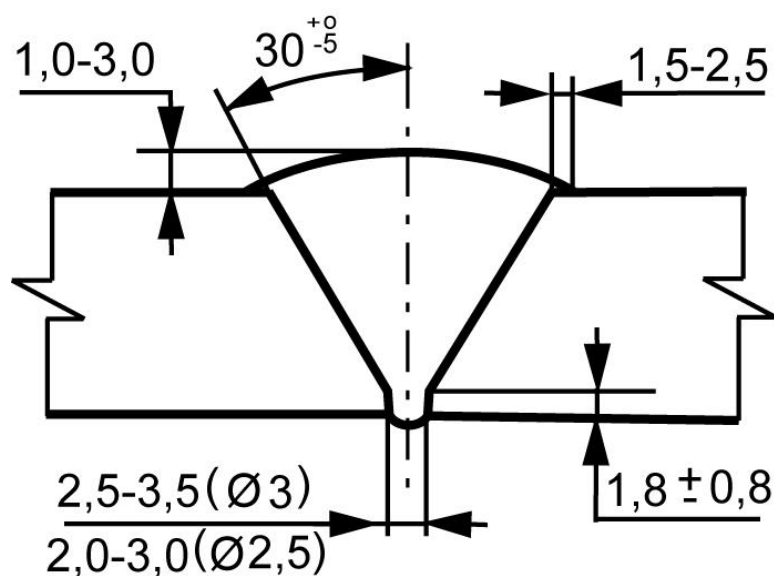


Рис. 3.5 Форма разделки кромок и сварного шва.

Требования и рекомендации:

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-для выполнения сварных соединений следует использовать трубы с одинаковой толщиной стенки. Допускается непосредственное соединение (без специальной обработки) труб с разностью толщин стенок не более 2 мм;

-Сварочные работы на трассе выполняются ручной электродуговой и полуавтоматической сваркой с использованием сварочного выпрямителя от передвижной электростанции.

-сборку следует осуществлять без прихваток. В случае технической невозможности сборки без прихваток их количество должно быть не менее четырех, а длина каждой 100 - 150 мм Прихватки выполнять на расстоянии не менее 100 мм от заводских швов. Режим сварки – как для корневого слоя шва;

-направление сварки всех слоев шва - на подъем;

-сварка каждого слоя шва выполняется одновременно не менее чем двумя сварщиками;

-освобождать жимки внутреннего центризатора разрешается после завершения сварки 100% периметра корневого слоя шва. Удаление наружного центризатора после сварки 60% периметра корневого слоя шва;

-температура на кромках труб перед сваркой корневого слоя шва (выполнением прихваток) должна быть не ниже установленного для каждой толщины стенки номинального значения;

-межслойная температура должна составлять не менее +50 оС и не более +250 оС;

-допускается использование труб с V-образной разделкой кромок после механизированной газовой резки и последующей обработки шлифмашинкой. При этом угол скоса кромки должен составлять 30 град;

-при проведении работ не должна нарушаться целостность заводской изоляции труб;

-конкретные марки аттестованных марок сварочных электродов следует выбирать в соответствии с РД «Сварка при строительстве и капитальном

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ремонте магистральных нефтепроводов». Электроды перед использованием должны быть прокалены при температуре 350-380 0С в течение 1,5-2 час;

-маркировку сварных стыков следует производить маркерами на расстоянии 100-120 мм от сварного шва.

Последовательность операций сборки и сварки

1) Очистка труб:

- внутреннюю и наружную неизолированную поверхности труб очистить от земли и других загрязнений.

В качестве оборудования используем скребок и щетку.

2) Подготовка кромок:

- осмотреть поверхность и кромки труб;

-устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб царапины, риски, задиры глубиной до 0,4 мм для стенки толщиной 11 мм, глубиной до 0,45 мм для стенки толщиной 12 мм и глубиной до 0,5 мм для стенки толщиной 13 мм;

-забоины и задиры фасок глубиной до 5 мм ремонтировать электродами с основным видом покрытия типа Э60 (Е8018) диам. 3,0/3,2 мм с предварительным подогревом до 100+30 0С;

-зачистить отремонтированные поверхности кромок труб шлифованием, при этом должна быть восстановлена заводская разделка кромок, а толщина стенки трубы не должна быть выведена за пределы минусового допуска;

-вмятины на концах труб глубиной до 25 мм выправить безударным разжимным устройством с обязательным местным подогревом изнутри трубы до 100 – 150 0С независимо от температуры окружающего воздуха. В случае повреждения изоляционного покрытия оно должно быть отремонтировано;

-концы труб с забоинами и задирами фасок более 5 мм или вмятинами более 25 мм следует обрезать с восстановлением заводской формы разделки кромок;

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-зачистить до чистого металла прилегающие к кромкам внутреннюю и наружную поверхности трубы на ширину не менее 15 мм.

В качестве оборудования используем шаблон сварщика УШС-3, линейку, штангенциркуль, шлифмашинку, сварочный источник, газовую горелку, контактный термометр, термокарандаш.

3) Сборка труб:

- осуществлять сборку труб на внутреннем центраторе. При невозможности применения внутреннего центратора, сборку производить при помощи наружного центратора;

-смещение наружных кромок должно быть равномерно распределено по периметру стыка и не должно превышать 2,0 мм;

-при сборке заводские швы следует смещать относительно друг друга не менее чем на 100 мм;

-величина зазора между стыкуемыми кромками труб должна составлять;- 2,5-3,5 мм.

В качестве оборудования используем наружный звеньевой центратор, шаблон сварщика УШС-3, линейку.

4) Подогрев стыка:

- осуществить предварительный подогрев;

-замер температуры торцов труб осуществлять не менее, чем в 4-х точках по периметру стыка на расстоянии 10-15 и 60-75 мм от торцов труб;

-средства нагрева должны обеспечивать равномерный подогрев торцов по периметру стыка в зоне шириной 150 мм (75 мм на сторону).

В качестве оборудования используем кольцевой подогреватель, контактный термометр, термокарандаш.

5) Сварка стыка:

-выполнить сварку прихваток равномерно по периметру стыка;

-зачистить прихватки и обработать шлифовальным кругом начальный и конечный участки каждой из них;

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- выполнить сварку корневого слоя шва электродами с основным видом покрытия типа Э50А;
- тщательно зашлифовать абразивным кругом корневой слой шва;
- выполнить сварку заполняющих и облицовочного слоев шва электродами с основным видом покрытия типа Э60А;
- производить послойную зачистку слоев от шлака и брызг;
- выравнивать шлифмашинкой или напильником видимые грубые участки поверхности облицовочного слоя шва и зачистить прилегающую поверхность трубы.

В качестве оборудования используем сварочный источник ВД-306 ДК, шлифмашинка, металлическая щетка, контактный термометр, термо карандаш, шаблон сварщика УШС-3, напильник, молоток, зубило.

Контроль качества сварных соединений

Сварочные материалы проходят аттестацию в соответствии с требованиями РД 03-613-03 "Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов", сварочное оборудование - в соответствии с требованиями РД 03-614-03 "Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов".

Для обеспечения требуемого качества работ необходимо проводить:

- аттестационные испытания технологии сварки и аттестацию сварщиков;
- контроль исходных сварочных материалов;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль (внешний осмотр), обмер готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими физическими методами.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Визуальный контроль и обмер производят работники службы контроля качества.

Контроль стыков на трассе неразрушающими методами, в соответствии с проектом, выполняется в объеме:

100% визуально-измерительный;

10% радиографический;

90% ультразвуковой.

В процессе выполнения сварочных работ должна постоянно вестись следующая исполнительная документация:

- Журнал сварки труб и металлоконструкций;
- Журнал резки труб и металлоконструкций;
- Список сварщиков и операторов сварочных машин;
- Копии удостоверений сварщиков и операторов сварочных машин;
- Акты аттестации сварочных технологий и сварщиков;
- Технологические инструкции, операционные и технологические карты на сварку;
- Приказ с номерами клейма сварщиков и операторов сварочных машин;

Сертификаты, паспорта на сварочные материалы, трубы и фасонные изделия.

Визуальный контроль состояния металла и сварных соединений, выполняется невооруженным глазом или с помощью лупы в соответствии с "Картами визуального и измерительного контроля".

Все измерения проводятся после визуального контроля с целью подтверждения соответствия геометрических размеров изделий и допустимости повреждений, выявленных при визуальном контроле. К работам по визуальному и измерительному контролю допускаются специалисты, которые прошли теоретическую и практическую подготовку на специальных курсах при учебно-аттестационных центрах.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3.4. Изоляция трубопровода

Согласно ВСН 008-88 нефтепровод необходимо подвергнуть теплоизоляции как для избежание воздействия грунта на трубу с перекачиваемой средой (в случае перекачки в скальных грунтах), так и для избежание воздействия трубы на грунт. Так как температура перекачиваемого нефтепродукта по МН «Среднеботуобинского НГКМ» составляет около 400С, необходимо избегать как охлаждения трубопровода под действием мерзлого грунта, так и растапливания грунтового льда теплом перекачиваемой среды. В качестве теплоизолирующего элемента были выбраны полуцилиндры ПЕНОПЛЕКС 35 из экструдированного полистирола. Толщина цилиндра составляет 100 мм, что было обосновано расчетом.

Расчет производится в соответствии с СП-41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов»

Для цилиндрической поверхности диаметром менее 2 м определяют величину $\ln B$,

R_{nL} – линейное термическое сопротивление теплоотдаче наружной изоляции, м².оС/Вт. По таблице 3 (СП-41-103-2000) $R_{nL} = 0,01$ м².оС/Вт;

$d_{нст}$ – наружный диаметр нефтепровода, м;

K – коэффициент дополнительных потерь, учитывающий теплотери через теплопроводные включения в теплоизоляционных конструкциях, обусловленных наличием в них крепежных деталей и опор (таблица 1 СП-41-103-2000) $K = 1,6$;

t_v – температура среды внутри изолируемого оборудования, $t_v = 40$ оС;

t_n – температура окружающей среды, $t_n = -2$ оС;

q_{Ln} – нормативная линейная плотность теплового потока через цилиндрическую теплоизоляционную конструкцию, Вт/м. (Таблица 2 СНиП 41-03-2003), т.к $t_v = 40$ оС, тогда $q_{Ln} = 40$ Вт/м;

$\lambda_{из}$ – коэффициент теплопроводности теплоизоляционного материала в конструкции для поверхности с температурой выше 20оС, для пенополиуретана с плотностью 70 кг/м³, Вт/м.оС (Приложение А, СП-41-103-2000);

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $t_m = t_w / -2$ – температура окружающей среды, где $t_w = 40$ оС температура среды внутри изолируемого трубопровода, тогда

Принимаем $\delta_{из}$ из ПЕНОПЛЕКС 35 = 100 мм.

Применение полуцилиндров ПЕНОПЛЕКС 35 целесообразно на участках МН, а также на участках скальных грунтов, которые обладают высокой по сравнению с суглинками и другими осадочными породами теплопроводностью.

Изоляция трубопровода принята трехслойное полиэтиленовое покрытие специального исполнения толщиной не менее 2,5 мм по ГОСТ Р 52568-2006.

Трехслойное полиэтиленовое покрытие состоит из:

- адгезионного подслоя на основе эпоксидных порошковых или жидких красок. Минимальная толщина сухой пленки: не менее 60мкм – для порошковых красок, 20 мкм – для жидких красок;

- клеящего подслоя на основе термоплавких полимерных композиций. Минимальная толщина: не менее 150 мкм – при порошковом нанесении, не менее 200 мкм – при нанесении методом экструзии;

- наружного слоя на основе экструдированного полиэтилена.

Концы труб на длине 120 ± 20 мм или, по требованию потребителя, на длине 140 ± 20 мм свободны от изоляционного покрытия и на них нанесено защитное консервационное покрытие.

Изоляция сварных соединений трубопровода предусмотрена термоусаживающимися манжетами усиленного типа.

При изоляции стыков нефтепровода необходимо соблюдать требования соответствующих инструкций фирм-изготовителей и технологических правил, предъявляемых к данному виду работ.

Изоляцию сварных стыков труб с заводской изоляцией выполнять термоусаживающимися манжетами ТЕРМОРАД-МСТ по технологическим картам, разработанным согласно паспортам, представленным заводом-изготовителем.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Манжета термоусаживающаяся ТЕРМОРАД-МСТ, предназначена для наружной антикоррозионной защиты сварных стыков подземных нефтепроводов с наружным заводским полиэтиленовым покрытием. Манжета представляет собой отрезок двухслойной термоусаживающейся ленты определенной длины, состоящей из термосветостабилизированной сшитой и ориентированной полиэтиленовой основы и термоплавкого адгезионного слоя.

Манжета правильно установлена когда:

- она целиком соприкасается с поверхностью трубы и имеет гладкую поверхность;
- по обоим краям манжеты виден клей;
- обеспечен нахлест на заводское покрытие.

На основании пункта 4.6 ГОСТ Р 51164- 98 изоляция сварных стыков труб с заводской изоляцией должна соответствовать по своим характеристикам изоляции труб .

Контроль качества изоляционных работ

Качество изоляционных и укладочных работ, в процессе которого визуально и инструментальными методами проверяются:

- условия хранения, состояния и качество изоляционных материалов;
- подготовка изоляционных материалов к нанесению на поверхность трубопровода;
- качество очистки труб, сушки и подогрева;
- качество огрунтования поверхности труб;
- технология нанесения антикоррозионного покрытия в зависимости от конструкции и типа;
- параметры изоляционного покрытия (адгезия, толщина, число слоев, сплошность);

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-качество изоляции сварных швов термоусадочными муфтами.

Тип исполнения указанных покрытий - заводское, соответствующее требованиям ГОСТ Р 51164-98.

Сплошность покрытия смонтированного трубопровода контролируется перед укладкой искровым дефектоскопом в соответствии с требованиями ГОСТ Р51164-98. Контролю подлежит вся поверхность трубопровода.

К проверке качества изоляционного покрытия дефектоскопом допускаются лица, окончившие специальные курсы дефектоскопистов, имеющие квалификационные удостоверения, обученные безопасным способам работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

3.3.5. Укладка трубопровода в траншею

Перед укладкой трубопровода необходимо проверить состояние траншеи, обвалившийся грунт очистить механизированным способом. В случае крайней необходимости разрешается уборка обвалившегося грунта вручную под непосредственным руководством прораба или мастера. При этом перед спуском рабочих в траншею следует устраивать откосы.

Перед укладкой трубопровода в траншею необходимо проверить надежность стальных канатов, блоков и тормозных устройств трубоукладчиков, мягких полотенец и др. приспособлений.

Во время опускания плети обвалившийся грунт разрешается удалить только после того, как под плеть поперек траншеи будут подведены специальные стальные или деревянные лежки, надежно удерживающие ее над траншеей.

Заглубление трубопровода до верха трубы принимается не менее 0,8 м.

Укладка изолированного трубопровода в траншею выполняется:

- циклическим способом, с использованием монтажных полотенец.

Стрелы трубоукладчиков должны быть обрезинены.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перед укладкой трубопровода в траншею проводится контроль сплошности покрытия с применением искрового дефектоскопа.

Повреждения изоляционного покрытия трубопроводов, допущенные в процессе укладки, устранить до засыпки.

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 – 150 мм.

Расчет напряженного состояния при укладке трубопровода в траншею

Рассчитаем напряженное состояние при укладке трубопровода диаметром 530 мм с заводской изоляцией при средней глубине траншеи 1,5 м.

Исходные данные: $D_n = 0,53 \text{ м}$; $\delta = 0,0011 \text{ м}$; $q = 1,4 \text{ кН/м}$; $EI = 233,5 \text{ МН} \cdot \text{м}^2$;

$$I = 1,1335 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4; W = 3,15 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3;$$

Проектную глубину траншеи принимаем $h_t = 1,5 \text{ м}$;

Высота подъема трубопровода (в точке 1) $h_1 = 3,5 \text{ м}$;

Высота подъема трубопровода (в точке 3) $h_3 = 0,6 \text{ м}$;

Технологический зазор $c = 0,3 \text{ м}$;

Высота лежек $b = 0,15 \text{ м}$;

1. Найдем безразмерные параметры S и P :

$$S = 0,164 \cdot \frac{h_3 - b}{h_1} = 0,164 \cdot \frac{0,6 - 0,15}{3,5} = 0,0211 \text{ м}$$

$$P = 0,164 \cdot \frac{h_3 + h_t}{h_1} = 0,164 \cdot \frac{0,6 + 1,5}{3,5} = 0,1 \text{ м}$$

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По полученным значениям параметров определяем координаты точек пересечения сплошной кривой с пунктирной:

$$\lambda = 0,55; \eta = 0,13;$$

$$\lambda = 0,13; \eta = 0,63;$$

2. Определим длину пролета l_1 :

$$l_1 = 2,46 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot I \cdot h_1}{q}} = 2,46 \cdot \sqrt[4]{\frac{233,5 \cdot 10^6 \cdot 3,5}{1400}} = 65,44 \text{ м};$$

3. Находим расстояния L_1 и L_2 , характеризующие взаимное расположение групп трубоукладчиков:

$$L_1 = \lambda \cdot l_1 = 0,55 \cdot 65,44 = 36 \text{ м};$$

$$L_2 = \eta \cdot l_1 = 0,13 \cdot 65,44 = 8,5 \text{ м};$$

4. Определим длину пролета l_4 :

$$l_4 = \psi \cdot l_1,$$

$$\text{где } \psi = 0,8;$$

$$l_4 = 0,8 \cdot 65,44 = 52,4 \text{ м};$$

5. Определим нагрузки, приходящиеся на каждую группу трубоукладчиков:
Первая группа:

$$K_1 = (0,586 + 0,5 \cdot \lambda) \cdot q \cdot l_1;$$

$$K_2 = 0,5 \cdot (\lambda + \eta) \cdot q \cdot l_1;$$

$$K_3 = \frac{1}{2 \cdot \psi} \cdot [\psi^2 + \eta \cdot \psi + 0,172] \cdot q \cdot l_1;$$

$$\lambda = 0,55; \eta = 0,13:$$

$$K_1 = (0,586 + 0,5 \cdot 0,55) \cdot 1,4 \cdot 65,44 = 78,84 \text{ кН};$$

$$K_2 = 0,5 \cdot (0,13 + 0,63) \cdot 1,4 \cdot 65,44 = 37,79 \text{ кН};$$

$$K_3 = \frac{1}{2 \cdot 0,8} \cdot [0,8^2 + 0,13 \cdot 0,8 + 0,172] \cdot 1,4 \cdot 65,44 = 52,42 \text{ кН};$$

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Найдем высоту подъема трубопровода в средней части колонны (в точке 2):

$$h_2 = 6,09 \cdot [0,414 \cdot (\lambda + 1)^3 + (0,586 + 0,5 \cdot \lambda) \cdot \lambda^3 - 0,25 \cdot (\lambda + 1)^4] \cdot h_1;$$

$$\lambda = 0,55; \quad h_2 = 6,09 \cdot [0,414 \cdot (0,55 + 1)^3 + (0,586 + 0,5 \cdot 0,55) \cdot 0,55^3 - 0,25 \cdot (0,55 + 1)^4] \cdot 3,5 = 5,16 \text{ м};$$

Сведем полученные результаты в таблицу 3.5:

Таблица 3.7 - Полученные результаты рассчитываемых величин

Параметры								
λ	η	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$K_1, \text{ кН}$	$K_2, \text{ кН}$	$K_3, \text{ кН}$	$h_2, \text{ м}$	$l_4, \text{ м}$
0,55	0,13	36	8,5	78,84	31,13	52,42	5,16	52,4

7. Определим изгибающие моменты, действующие под крюками трубоукладчиков:

$$M_1 = M_2 = M_3 = 0,52 \sqrt{EI \cdot h_1 \cdot q} = 0,52 \sqrt{235,5 \cdot 10^6 \cdot 3,5 \cdot 1400} = 558,6 \text{ кН} \cdot \text{м};$$

8. Определим напряжения изгиба:

$$\sigma_1 = \frac{M_1}{W} = \frac{558,6 \cdot 10^3}{3,15 \cdot 10^{-3}} = 177,3 \text{ МПа};$$

Сопоставим результаты нагрузок ΣK_i

$$\Sigma K = K_1 + K_2 + K_3 = 78,84 + 31,13 + 52,42 = 162,39 \text{ кН};$$

Для укладки трубопровода используется трубоукладчик D 85С-21, для которого момент устойчивости против опрокидывания $M_{уст} = 232,5 \text{ кН} \cdot \text{м}$.

Расчетное значение вылета крюков для каждой группы указаны в табл. 3.6:

Таблица 3.8 - Расчетные значения вылетов крюка трубоукладчика

Группа	Задняя	Средняя	Головная
$a_{расч}, \text{ м}$	7,5	5	1,5

9. Определим количество трубоукладчиков для каждой группы:

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Задняя группа:

$$n_1 = \frac{K_1 \cdot a_{1_{расч}} \cdot k}{M_{уст}},$$

где k - коэффициент запаса устойчивости против опрокидывания;

$$n_1 = \frac{K_1 \cdot a_{1_{расч}} \cdot k}{M_{уст}} = \frac{78,84 \cdot 7,5 \cdot 1,4}{232,5} = 1,6 \approx 2 \text{ трубоукладчика;}$$

Средняя группа:

$$n_2 = \frac{K_2 \cdot a_{2_{расч}} \cdot k}{M_{уст}} = \frac{31,13 \cdot 5 \cdot 1,4}{232,5} = 0,94 \approx 1 \text{ трубоукладчик;}$$

Головная группа:

$$n_3 = \frac{K_3 \cdot a_{3_{расч}} \cdot k}{M_{уст}} = \frac{52,42 \cdot 1,5 \cdot 1,4}{232,5} = 0,47 \approx 1 \text{ трубоукладчик.}$$

По результатам вычислений получаем, что всего необходимо 4 трубоукладчика.

3.3.6 Балластировка участка трубопровода

Необходимость балластировки трубопровода для обеспечения его устойчивого положения, а также конструкция балластировки определяется в зависимости от конкретных условий участка трассы трубопровода, характеристики грунтов, уровня грунтовых вод и схемы прокладки трубопровода с учетом требований по экономному расходованию строительных материалов и полным использованием прочностных характеристик грунта. Выбор типа пригрузов определяется в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*,- ВСН 004-88 по конкретным условиям.

На участках прокладки трубопровода, где отмечено высокое стояние грунтовых вод, на участках болот предусматриваем пригрузку контейнерными устройствами (КТ), заполненными минеральным грунтом.

При балластировке трубопроводов грузами ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Контейнер текстильный (КТ).



Контейнер текстильный (КТ) из технической ткани представляет собой заполненные минеральным грунтом замкнутые тканевые конструкции, соединённые между собой неразъёмно. Заполняется грунтом на трассе или в карьере до монтажа на трубопровод. Комплектуется передвижным бункерным устройством (или его тех.документацией) для заполнения контейнеров. Изготавливаются из высокопрочных, долговечных в грунтовых условиях технических тканей. Используется для баллаستировки трубопроводов диаметром 219-1420 мм на болотах. Емкость из мягкой технической ткани предназначена для насыпки балласта (грунта засыпки). Для заполнения текстильных контейнеров должен использоваться только минеральный грунт без примесей торфа и снега, с плотностью, предусмотренной проектной организацией и указанной в ТУ (не менее, чем 1,6 г/см³). Грузовые ленты изготавливаются из материала контейнера и представляют собой конструктивные элементы, обеспечивающие передачу усилий на КТ от трубопровода.

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- объем грузоперевозок сокращается в 200 ± 50 раз;
- устраняется потребность в железобетонных утяжелителях;
- исключается возможность повреждения изоляционного покрытия трубопроводов при их строительстве и эвакуации, в том числе на участках продольных перемещений трубопроводов.
- стоимость материалов снижается в 2-3 раза;

Расчет трубопровода против всплытия

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выполним расчет количества утяжелителей, применяемых для обеспечения устойчивости участка трубопровода в изоляции с толщиной слоя $\delta=2,2$ мм.

Расчет устойчивости подводных трубопроводов, прокладываемых на переходах через водные преграды, выполняется по формуле:

$$B \geq K_m (K_{нв} q_v + B_r + B_b + B_{изг} + B_{пр.с} - q_{тр} - q_{доп}),$$

Где B – необходимая пригрузка; $K_{нв}$ – коэффициент надежности при расчете устойчивости положения трубопровода против всплытия, $K_{нв}=1,05$; q_v – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод (с учетом изоляции и футеровки),

$$q_v = 0,8 D_{тр}^2 \rho_v g$$

B_r – дополнительная пригрузка, необходимая для компенсации горизонтальной составляющей гидродинамического воздействия потока P_x ,

$$B_r = \frac{P_x}{f_{тр}} = \frac{1}{f_{тр}} c_x \rho_v \frac{v_{ср}^2}{2} D_{тр};$$

$f_{тр}$ – коэффициент трения трубопровода о грунт, $f_{тр}=0,6$;

c_x – коэффициент лобового сопротивления, зависящий от параметра

$$Re = \frac{v_{ср} D_{тр}}{\nu},$$

где $v_{ср}$ – средняя скорость потока; $D_{тр} = D_n + 2\delta_{из} + 2\delta_{фут}$ – наружный диаметр трубопровода с учетом изоляции и футеровки; $\delta_{из}$ и $\delta_{фут}$ – соответственно толщина изоляции и футеровки; ν – кинематический коэффициент вязкости, при 20°C для воды $\nu=10^{-6}\text{ м}^2/\text{с}$; B_b – дополнительная пригрузка, необходимая для компенсации вертикальной составляющей гидродинамического воздействия потока,

$$B_b = P_y = c_y \rho_v \frac{v_{ср}^2}{2} D_{тр},$$

Где c_y – коэффициент подъемной силы при несимметричном обтекании трубы, $c_y=0,55$; $B_{изг}$ – дополнительная пригрузка, необходимая для изгиба

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода по заданной кривой дна траншеи; Бпр.с – дополнительная пригрузка, необходимая для предотвращения подъема трубопровода на криволинейных участках в вертикальной плоскости под действием продольных усилий.

Суммарную величину Бизг+Бпр.с находим по формуле:

$$Б_{изг} + Б_{пр.с} = \frac{8f(T_p + \frac{48EI}{5l_{кр}^2})}{l_{кр}^2}, \text{ где } T_p \text{ – расчетное тяговое усилие при протаскивании трубопровода; } EI \text{ – жесткость при изгибе; } l_{кр}, f \text{ – соответственно протяженность и стрела прогиба криволинейного участка.}$$

Выполним расчет:

1. Диаметр трубопровода:

$$D_{тр} = D_n + 2\delta_{из} = 530 + 2 \cdot 2,2 = 534,4 \text{ мм;}$$

2. Расчетная выталкивающая сила воды:

$$q_v = 0,8 \cdot 0,534^2 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1461,695 \text{ Н}$$

3. Дополнительная пригрузка для компенсации горизонтальной составляющей:

$$Б_r = \frac{1}{0,6} \cdot 1 \cdot 1100 \cdot \frac{0,9^2}{2} \cdot 0,5344 = 381 \text{ Н}$$

4. Дополнительная пригрузка для компенсации вертикальной составляющей:

$$Б_v = 0,55 \cdot 1100 \cdot \frac{0,9^2}{2} \cdot 0,5344 = 130,94 \text{ Н}$$

$$Б_{изг} + Б_{пр.с} = \frac{8 \cdot 1 \cdot (0 + \frac{48 \cdot 106 \cdot 10^9 \cdot 1,335 \cdot 10^{-3}}{200^2})}{200^2} = 101 \text{ Н}$$

$$Б \geq 1,05 \cdot (1,05 \cdot 1461,8 + 381 + 130,94 + 101 - 0) \geq 1,05 \cdot 2100 \geq 2220 \text{ Н}$$

6. Расстояние между пригрузами находим по формуле:

$$l_r = \frac{2(m_r g - \frac{\rho_v m_r g}{\rho_{бет}})}{Б} = \frac{2(1800 \cdot 9,81 - \frac{1100 \cdot 1200 \cdot 9,81}{3600})}{2220} = 12,75 \text{ м}$$

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Примем расстояние между пригрузами, равное 13 м, тогда для балластировки участка трубопровода в изоляции толщиной 2,2 мм и длиной 200 м понадобится 15 комплектов пригрузов типа КТ-500.

3.3.7 Очистка полости, испытание нефтепровода

Очистка полости и испытание трубопровода, являющаяся завершающей технологической операцией комплекса линейных строительно-монтажных работ, выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы;

СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы;

ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытания;

ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I, Часть II;

СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;

СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство;

СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда;

СП 12-136-2002. Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ;

Проведение работ по очистке полости и гидравлическим испытаниям должно осуществляться под руководством специальной комиссии.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Последовательность по очистке полости и испытанию трубопровода

Очистка, гидравлическое испытание, внутритрубная диагностика и освобождение линейной части нефтепровода от опрессовочной воды производиться в следующей последовательности:

- монтаж временных камер СОД для пропуска очистных устройств, профиломера и ультразвукового прибора WM;
- проверка состояния изоляции нефтепровода методом катодной поляризации на соответствие сопротивления проектным значениям;
- очистка внутренней полости нефтепровода;
- проведение профилометрии и диагностики ультразвуковым прибором WM;
- устранение дефектов, выявленных при катодной поляризации и диагностике;
- гидроиспытания линейной части нефтепровода
- освобождение нефтепровода от воды.

Очистку полости, проведение профилометрии, испытание на прочность и проверку на герметичность, а также опорожнение трубопровода от опрессовочной воды следует осуществлять по специальной инструкции. В таблице 3.9 приведены участок испытания, водоисточники и места расположения амбаров.

Таблица 3.9 - Участок испытаний трубопровода, водоисточники и расположение амбаров

Участок испытаний			Водозабор		Объем трубопровода, м ³	Потребность в воде, м ³	Амбар для гидроиспытаний	
от	до	км	Водоисточник	Расположение			Расположение	Объем, м ³
км 0	км 30	30,03			12	13300	км 0; км 30	25500; 35800
Всего:						13300		61300

При заборе воды из реки, для предотвращения размыва донного ила и загрязнения воды, на входе в насос, кроме фильтров на всасывающих трубах, устанавливать специальное ограждающее водозабор устройство. При

					Технология строительно-монтажных работ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

необходимости, для установки устройства, русло водотока углубляется. Скорость забора воды должна быть не более 0,25 м³/сек в соответствии с требованиями СНиП 2.06.07-87 “Подпорные стены, судоходные шлюзы, рыбопропускные и рыбозащитные сооружения“. На рисунке 3.6 приведена схема обустройства водозабора.

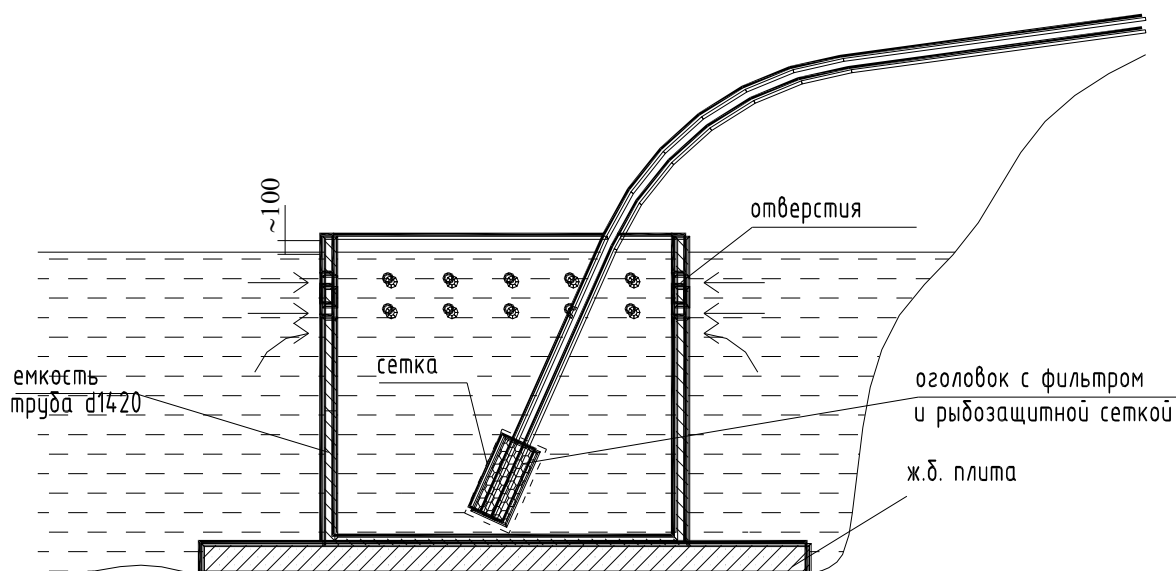


Рисунок 3.6- Схема обустройства водозабора.

Очистка полости трубопровода

Предварительная очистка внутренней полости нефтепровода производится непосредственно в технологическом потоке сварочно-монтажных работ на трассе. В процессе сборки и сварки стыков трубопровода посредством перемещения очистного устройства, синхронно с процессом наращивания трубопровода, с помощью штанги за трубоукладчиком (трактором).

Очистка трубопровода осуществляется последовательным пропуском не менее двух очистных поршней, оборудованных трансмиттером. Впереди первого очистного поршня для смачивания и размыва загрязнений закачивается вода в количестве 10-15% объема полости очищаемого трубопровода.

Для осуществления пуска и приема поршней- разделителей на трубопроводе устанавливаются временные камеры пуска-приема Камера пуска СОД на 0 км, камера приема на 30 км.

Основная часть загрязнения удаляется первым очистным поршнем. Качество очистки контролируется по сливаемой воде, если поршни пришли во временную камеру пуска-приёма поршней не повреждёнными, (что свидетельствует об отсутствии сужений менее 0,85D) и чистота сливаемой воды между первым и вторым поршнем удовлетворительна.

Испытание на прочность и герметичность

После очистки проводится испытание трубопровода на прочность на давление в низшей точке испытываемого участка, равное заводскому испытательному , равное* указанному в технических условиях на применяемые трубы, и в верхней точке – не менее;-1,25 Р рабочее для линейных участков трубопровода.

Общее время выдержки трубопровода под испытательным давлением должно быть

24 часа. После испытания трубопровода на прочность необходимо снизить давление до рабочего и выдержать трубопровод под данным давлением 12 часов для проверки на герметичность.

Испытание трубопровода на прочность и герметичность выполнить в соответствии с СНиП III-42-80*.

На время испытания персонал агрегаты и манометры должны располагаться вне охранной зоны, размеры которой представлены в таблице 3.10

Заполнение трубопровода для испытания производится в соответствии с типовой ТС обвязки наполнительно-опрессовочных агрегатов и Схемами испытаний. В таблице 3.10 приведены размеры охранной зоны.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.10 – Размеры охранной зоны

Вид и диаметр трубопровода, мм	Размеры охранной зоны, м					
	При очистке трубопровода промывкой водой с пропуском очистных устройств			При испытании водой на прочность испытательным давлением свыше 8,25МПа и при опорожнении трубопровода воздухом с поршнями-разделителями		
	В обе стороны от оси трубопровода	От торца в направлении и вылета поршня-разделителя	Угол сектора вылета, град.	В обе стороны от оси трубопровода	От торца в направлении заглушки или поршня-разделителя	Угол сектора вылета, град.
Подземный 530	25	100	60	100	1200	60

Нефтепровод считается выдержавшим испытание на герметичность, если не были обнаружены утечки и изменение давления за время испытаний соответствует расчетным поправкам на изменение температуры.

Нефтепровод считается выдержавшим испытание на прочность, если в течение времени выдержки под испытательным давлением не произошло его разрушение, сопровождающееся резким падением давления, а изменение давления соответствует расчетным поправкам на изменение температуры воды.

Опорожнение трубопровода после испытаний

После окончания испытания на герметичность производится вытеснение воды из трубопровода воздухом от компрессора напрямую с использованием поршней-разделителей.

Вытеснение воды производится сбрасыванием в амбары для слива воды на 0 км и 30 км, при соответствующих противоэрозийных мерах и согласованиях с местными природоохранными органами.

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Удаление воды считается удовлетворительным, если после приема второго разделительного поршня и сброса давления, в начале и в конце участка давление равно атмосферному, а количество воды, поступившей с (перед) поршнем не превышает 10 л на 1 км пробега.

Опорожнение вновь построенного участка считается выполненным, если контрольный поршень-разделитель ПРВ1 пришел неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него нет воды. Опорожнение участка протяженностью до 500 м включительно выполняется 2-мя поршнями-разделителями ПРВ1 в один этап.

Электрохимическая защита

Защита проектируемого нефтепровода от почвенной коррозии осуществляется станциями катодной защиты, работающими в автоматическом режиме поддержания заданной величины защитного потенциала. Катодные станции размещены на площадках линейных сооружений по трассе (задвижки, узлы СОД, регулятор давления). Катодные станции устанавливаются с интервалом порядка 20 -30км.

По результатам геофизических исследований (шаг УЭС -100 м) основная часть трассы проектируемого участка нефтепровода проходит в нормальных грунтах (среднее удельное сопротивление грунтов по трассе не превышает 240 Омм). На участке км 10,5-км 29,5 среднее удельное сопротивление грунта составляет 305 Омм, на участке км 79,5-км 105,5 – 355 Омм (данные по УЭС взяты из отчета изысканий шифр 10-542-ДС-3-ИЗ, выполненного ЗАО «ПИРС» и «Сибгеотехносервис» в августе 2007г).

Анодное заземление на участке км 10,5-км 29,5, км 79,5-км 105,5 ,144,8 км катодных станций выполняются в виде протяженных анодов из провода аноднорастворимого резинового с медной жилой сечением 25 мм², уложенных в одну траншею с трубопроводом

Для контроля состояния защиты от коррозии по трассе нефтепровода устанавливаются контрольно-измерительные пункты (КИПы) с

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

медносульфатными электродами сравнения длительного действия в соответствии с требованиями ГОСТ Р51164-98. В районе катодных станций, в средних промежуточных точках между станциями, а также на водных переходах дополнительно установлены КИПы с датчиками скорости коррозии типа БПИ. При катодной защите магистральных трубопроводов величина наложенного потенциала изменяется от максимально возможного значения $E_{\max}$ в точке подключения станции катодной защиты (СКЗ) до минимального допустимого значения $E_{\min}$ на границе зон действия смежных СКЗ.

Расстояние между СКЗ равно:

$$l_{\text{скз}} = \frac{2}{\alpha} \ln \left(\frac{E_{\max}}{K_B \cdot E_{\min} (1 + \theta)} \right) = \frac{2}{1 \cdot 10^{-4}} \ln \left[\frac{0,55}{0,574 \cdot 0,3(1 + 2,6)} \right] = 29940 \text{ м}$$

где α - постоянная распределения потенциалов и токов вдоль защищаемого сооружения; K_B – коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ; θ - расчетный параметр, равный:

$$\theta = \frac{r_{\text{г.ср}}}{2 \cdot \pi \cdot Z_K \cdot y} = \frac{305}{2 \cdot 3,14 \cdot 53,4 \cdot 10^{-3} \cdot 350} = 2,6$$

$r_{\text{г.ср}}$ – среднее удельное электросопротивление грунта; Z_K – входное сопротивление изолированного трубопровода на конец нормативного срока службы; y – удаление анодного заземления от него.

Соответственно необходимое число СКЗ составляет:

$$N = \frac{L}{l_{\text{скз}}} = 169000 / 29940 = 4,6 \quad \text{принимаем } N=5.0$$

Тип станции EASC- 3,0-48 (мощность 3кВт, номинальное напряжение 48 В).

Телемеханизация работы средств ЭХЗ системой автоматики проектируется по следующим параметрам:

- телеконтроль выходного тока и напряжения;
- телеконтроль защитного потенциала;
- телерегулирование выходного тока;
- отключение выпрямителя с помощью сухого контакта;

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-сигнализация перехода на дистанционное регулирование выходного тока.

Строительство ЭХЗ следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*, ВСН 009-88.

Строительство всех запроектированных установок ЭХЗ ведет специализированная бригада, выполняющая все виды работ (земляные, сварочные, монтажные и наладочные работы).

При монтаже и наладочных работах по устройству, наладке и пуску установок ЭХЗ должны соблюдаться правила по безопасности труда, предусмотренные СНиП 12-03-2001 Часть 1, СНиП 12-04-2002 Часть 2 и ПОТР РМ-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00), а также утвержденными в установленном порядке инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования и аппаратуры.

3.3.8.6 Потребность в оборудовании, изделиях и материалах для очистки полости и испытаний

Для контроля над прохождением разделительных поршней и калибров, и определения их местонахождения при остановке в трубопроводе может быть рекомендовано применение системы обнаружения “Диаскан” (в т.ч. низкочастотные излучатели, установленные на внутритрубных снарядах, и специальные приемники, фиксирующие сигнал на поверхности земли).

Рекомендуемое для гидравлических испытаний участков трассы основное оборудование :

Наполнительное оборудование:

- Марка насоса АН 301
- Тип контейнерный
- Двигатель дизельный
- Мощность, кВт 368
- Насос (тип) центробежный
- Производительность, м3/ч 300
- Высота всасывания,м 6

					Технология строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-Масса,т 7,1

В таблице 3.11 представлено оборудование для опрессовки.

Таблица.3.11- Оборудование для опрессовки

Протяженно сть участка, км	Марка агрегата	Давлени е, МПа	Производительность м3/ч (л/мин)
От 1 до 10	АНО 203	До 20	1,2–2,32 (20-40)

В таблице 3.12 приведено оснащение бригады по испытанию.

Таблица. 3.12 - Оснащение бригады по испытанию

Наименование механизмов	Тип, марка	Количество, шт.
1	2	3
Наполнительный агрегат	АН-301	3
Опрессовочный агрегат	АНО-203	2
Компрессорная установка	Atlas Copco или аналогичный	1
Экскаватор (емк. ковша 0,65 - 1,0 м3)		1
Бульдозер	ДЗ-27	1
Оборудование для резки труб	Спутник ,Орбита	2

Вывод:

Разработанный комплекс строительно-монтажных работ обеспечивает надежную прокладку участка МН «Среднеботуобинское НГКМ-трубопроводная система ВСТО» Обеспечена электрохимзащита трубопровода от почвенной коррозии станциями катодной защиты. Катодные станции расположены на 10,5 км, 29,5 км, 79,5 км, 105,5 км.

					Технология строительно-монтажных работ Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ) для очистки внутренней полости трубопроводов

4.1 Общие сведения о внутритрубной очистке

Важнейшим направлением повышения надежности, безопасности и экономической эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов является внедрение новых средств автоматизации мониторинга и контроля технического состояния трубопровода. Развитие этого направления особенно актуально в условиях неравномерной перекачки, при значительном износе и физическом старении некоторых участков нефтепроводов. Повышение надежности, безопасности и эффективности эксплуатации нефтепроводов достигается различными способами, например, использованием внутритрубной диагностики с последующим устранением обнаруженных дефектов, очисткой внутренней поверхности трубопроводов от отложений, что снижает затраты на транспортировку нефти, применением разделителей потока при транспортировке партий нефти с различными физико-химическими свойствами, использованием герметизирующих устройств при ремонте нефтепроводов. Перечисленные способы объединяет использование внутритрубных снарядов, движущихся с потоком нефти :диагностических устройств, скребков, разделительных поршней, герметизаторов и др , при этом ,процедура пропуска очистных устройств (ОУ) и автономных приборов диагностики является ответственным техническим мероприятием. Основная проблема, связанная с использованием внутритрубных объектов (ВТО),определение их точного местоположения при движении в трубопроводе в реальном времени или, другими словами, проблема сопровождения ВТО. Знать положение устройства необходимо также в случае его остановки или застревания, чтобы целенаправленно и с наименьшими затратами организовать его извлечение либо проталкивание. Внедрение на трубопроводном транспорте различных систем ВТО вызвало необходимость

					<i>Строительство нефтепровода «СБ НГКМ - ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>		<i>Татурин М.В.</i>			<i>Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>								
<i>Консульт.</i>										
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						<i>ТПУ гр.3-2Б14</i>		

создания специальных устройств для их поиска и обнаружения при остановке или застревании в подземных трубопроводах. Такие остановки и застревания ВТО довольно часты, особенно в трубопроводах, только вводимых эксплуатацию, и в трубопроводах, давно эксплуатируемых, но по которым специальные разделяющие и очистные устройства ранее не пропускались. ВТО движутся в потоке воды, нефти или газа и накапливают перед собой пробку, строительный мусор и посторонние предметы, которые не были удалены перед вводом трубопровода в эксплуатацию. Такие скопления могут вызвать остановку ВТО. То же самое может произойти, если в трубопроводе окажется какое-нибудь устойчивое препятствие низко опущенный штырь, задвижка, крупные металлические предметы и др. Более редки случаи остановки разделителей и скребков в трубопроводах вследствие накопления перед движущимся устройством большого количества парафиновых или полимерных отложений. Такое случается, например, когда скопление парафина перед шаровым резиновым разделителем не смогло преодолеть поворот нефтепровода под углом 90°. Проблему сопровождения ВТО пытаются решить по-разному. Так, например, в заданных контрольных точках устанавливают сигнализаторы, фиксирующие проход внутритрубного снаряда. Расстояние между сигнализаторами составляет, как правило, несколько десятков километров.

4.2 Очистка трубопроводов

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности трубопроводов, в связи с накоплением отложений парафина, с повышением шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии и накопления продуктов коррозии и механических примесей, а также скопления в низких местах трубопроводов воды, а в верхних точках трубопроводов воздушных пробок. Уменьшение пропускной способности ведет к резкому снижению эффективности работы трубопроводов, существенному увеличению затрат на прокачку нефтесодержащей жидкости. Накопление отложений в

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

продуктопроводах, кроме этого, приводит к ухудшению качества перекачиваемых продуктов из-за загрязнения их механическими примесями.

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также для подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости магистрального нефтепровода пропуском очистных устройств.

Существуют следующие виды очистки:

периодическая - для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;

целевая - для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;

преддиагностическая - для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

Очистка производится в соответствии с разработанными и утверждёнными главным инженером эксплуатирующей организации инструкциями для каждого участка магистральных нефтепроводов.

Периодическая и преддиагностическая очистка трубопровода осуществляется пропуском не менее двух очистных устройств в соответствии с положением о проведении работ по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов. Время между пуском очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями на нём и очистного устройства с открытыми байпасными отверстиями не должно превышать 24 часа. Целевую очистку допускается проводить пропуском одного очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями.

Планирование работ по очистке нефтепровода проводится путём формирования годового и на его основе месячных планов работ с учётом:· требований периодической очистки; годового плана внутритрубной диагностики; необходимости проведения целевой очистки после проведения

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ремонтных работ в соответствии с планом остановок нефтепровода. При наличии на участках нефтепроводов резервных ниток подводных переходов через реки и болота, лупингов и обводных линий сначала планируется их очистка, а потом очистка непосредственно участка. Лупинги, резервные нитки и перемычки между параллельными трубопроводами должны быть отключены от основного трубопровода на период прохождения очистных устройств, калибров и диагностических приборов. Для восстановления качества нефти (содержание солей, механических примесей, воды и пр.), ухудшающегося в процессе очистки, разрабатываются мероприятия по исправлению качества некондиционной нефти. Мероприятия должны предусматривать выделение свободных резервуаров для локализации некондиционной нефти, организацию дополнительного контроля качества нефти, компаундирование и другие работы до доведения качества нефти до установленных норм. Очистка нефтепроводов должна выполняться очистными устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации, в том числе, сертификат соответствия государственным стандартам; разрешение Госгортехнадзора России на применение, заключение о взрывобезопасности, паспорт, формуляр, руководство по эксплуатации, инструкция по монтажу, ведомость запасных принадлежностей, ведомость эксплуатационных документов. Очистные устройства рекомендуется оборудовать низкочастотными передатчиками во взрывозащищённом исполнении, которые в комплекте с наземными переносными детекторами позволяют контролировать прохождение очистных скребков по участку нефтепровода и обнаруживать места их возможной остановки (застревания). Периодичность очистки определяется индивидуально для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже одного раза в квартал. При снижении пропускной способности в нефтепроводах в промежутках между периодическими очистками на 2 % и более необходимо проводить внеочередные очистки. Для освобождения от воды внутренней полости нефтепровода, работающих на сниженных режимах, рекомендуется 1 раз в неделю вести

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перекачку нефти по схеме «через резервуары» со скоростью более 1,5 м/с в течение не менее 2 часов.

4.3 Виды очистных устройств

Рассмотрим несколько видов очистных устройств(ОУ), применяемых для очистки внутренней полости трубопровода.

1. Поршень комбинированный манжетно-дисковый ПКМД

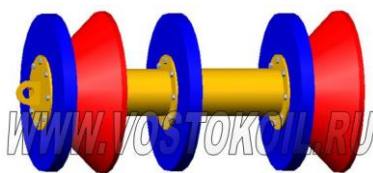


Рис. 4.1 - "ОУ-П-КП"



Рис. 4.2 - "ОУ-П-КП"

Предназначены для очистки трубопроводов от асфальтосмолистых и грязепарафиновых отложений строительного мусора, мягких (в т.ч. нефтяных) и частично твердых отложений, удаление конденсата ;для проведения работ по продувке, промывке, испытанию или консервации строящихся и эксплуатируемых магистральных, промысловых трубопроводов, в т.ч. трубопроводов с запорной арматурой имеющих равнопроходное внутреннее сечение, показанные на(рисунке 4.1) и рисунке 4.2

2. Поршень повышенной проходимости (ОУПП)



Рис. 4.3 - Поршень повышенной проходимости

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предназначен для очистки трубопроводов диаметром 89....530 мм от асфальто-смолистых и грязепарафиновых отложений. Каркас устройства изготовлен из гибкого элемента (стального троса), на котором смонтированы чистящие манжеты и диски."ОУ-ПП" способно изгибаться по оси устройства при прохождении поворотов и крутоизогнутых отводов, проходить дефекты геометрии трубопровода до 30% от Dн и 90° отводы с радиусом поворота 1,5 Dн и более, а также равнопроходные тройники без решётки. В качестве очистных элементов используются полиуретановые и резиновые диски и манжеты. Первая конусная манжета является ведущей, в 3-х последующих дисках или манжетах очистного устройства выполнены цилиндрические отверстия для выравнивания давления перекачиваемого продукта между ними. Показан на(рисунке 4.3)

3. Очистной полиуретановый поролоновый поршень (ОУПор)

Поролоновые поршни "ОУ-Пор" предназначены для очистки полости трубопровода с различным внутренним проходным сечением, от значительных мягких отложений, удаления конденсата, проверки проходимости трубопровода, проведения работ по продувке, испытанию и консервации строящихся и эксплуатируемых магистральных и промысловых трубопроводов, предварительного удаления жидкости из них. (Рисунок 4.4)

Поролоновые поршни способны проходить дефекты геометрии трубопровода до 45% от Dн и 90 - градусные отводы с радиусом поворота 1,5 Dу и более.



Рис. 4.4 - Поршень (ОУ-Пор)

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Сферические очистные устройства (Пули,Шары)

Предназначены для очистки поверхности нефтепромысловых труб от АСПО, для вытеснения продукта. (Рисунок 4.5). Шары выполнены из полиуретана (плотность 1,1-1,2 г/см³), имеют разные категории твердости по Шору А45-55 ед.- особо мягкий с (О)деформацией до 30% по диаметру;55-65 ед. мягкий - (М) деформацией до 30% по диаметру;65-75 ед. полутвердый - (П)деформацией до 20%;> 75 ед. - твердый (Т) деформацией до 15%.

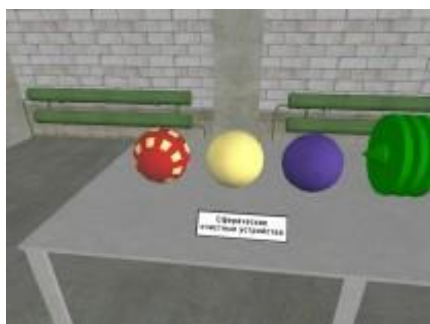


Рис. 4.5 - Очистные устройства пули,шары

5. Очистные устройства (Скребки-калибры).

Предназначены для очистки трубопроводов от асфальтосмолистых и грязепарафиновых отложений, для вытеснения продукта, сводят к минимуму вероятность смешивания различных перекачиваемых продуктов. (Рисунок 4.6). Используются для трубопроводов диаметром от 114 до 530 мм. Способны проходить дефекты геометрии трубопровода до 25% от Дн и 90-градусные отводы с радиусом поворота до 1,5 Дн(Дн - номинальный диаметр трубы) и более, а также равнопроходные тройники без решётки. Рекомендуются при очистке трубопроводов, по которым перекачивается мультифазная жидкость (с газовым фактором 5 - 10 % и более).



Рис. 4.6- Скребок-калибр

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.4 Требования, предъявляемые к очистным устройствам

К очистным устройствам для трубопроводов предъявляются следующие требования:

1) Внутритрубная очистка и контроль геометрических параметров МН выполняется разрешенными к применению ОУ. При выполнении внутритрубной очистки МН пропуском двух и более очистных устройств интервал составляет не более 24 часов, со следующим порядком пропуска: первое ОУ с открытыми байпасными отверстиями, второе (третье) ОУ – с закрытыми байпасными отверстиями. Минимальный интервал между пусками двух ОУ определяется технологическими возможностями узла СОД.

2) Очистка и контроль геометрических параметров МН должна выполняться устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации: разрешение Ростехнадзора России на применение; заключение о взрывобезопасности; - паспорт, формуляр, руководство по эксплуатации, инструкция по монтажу , ведомость ЗИП , ведомость эксплуатационных документов.

3) При эксплуатации очистных устройств ОУ необходимы следующие требования:

- производить эксплуатацию и обслуживание устройств в соответствии с Руководством по эксплуатации;

- к проведению очистки допускать очистные устройства с исправными манжетами, щётками, чистящими, ведущими и щёточными дисками, геометрические размеры которых соответствуют требованиям "Руководства по эксплуатации";

- своевременно выполнять замену быстроизнашиваемых комплектующих устройств в зависимости от износа и длины очищаемого участка в соответствии с требованиями Стандарта ЗАО «Роснефть» №П2-05.01 С-0004 ЮЛ-054, версия 1.00 «Очистка внутренней полости магистрального нефтепровода и нефтесборных трубопроводов»;

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проводить техническое обслуживание устройств перед пуском и после извлечения;
- заполнять формуляр на устройство перед каждым пуском очистного устройства по нефтепроводу;
- заносить в формуляр устройства сведения об установленных расходных материалах при замене комплектующих материалов;
- Перед началом работ по запасовке устройств, мастер ЦЭРТ обеспечивает проверку технического состояния, наличие и заполнение формуляров на используемые устройства.

4) Проверка производится на площадке камеры пуска, непосредственно перед началом работ по запасовке устройств. По результатам проверки мастер ЦЭРТ обеспечивает оформление "Акта готовности оборудования к пропуску".

5) Мастер обеспечивает проверку исправности и технического состояния устройств в соответствии с "Руководством по эксплуатации":

- измерение размеров манжет, чистящих и ведущих дисков, (диаметр, остаточную толщину, износ рабочей кромки), чистящих пластин (износ рабочей кромки), щеточных пластин (высоту пластин), щёток и щёточных дисков (высоту пучка щёток) и записывает измеренные значения размеров в формуляр; размеры чистящих дисков, манжет, щёток, пластин, ведущих и щёточных дисков должны быть не менее указанных в "Руководстве по эксплуатации"; запрещается производить запасовку устройства с комплектующими, размеры которых не соответствуют указанным в "Руководстве по эксплуатации";

- проверку по нанесённой маркировке соответствие типа, заводских номеров используемых устройств; запрещается производить запасовку устройства, если тип, заводские номера не соответствуют указанным в формуляре;

- проверку правильности сборки устройства на соответствие требованиям конструкторской документации - последовательность установки ведущих и чистящих дисков; запрещается производить запасовку устройств собранных с неправильной последовательностью установки ведущих и чистящих дисков;

- проведение визуального контроля устройства; запрещается производить запасовку устройства, не очищенного от загрязнений, оставшихся после

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предыдущего пропуска, с наличием трещин в сварных швах, механических повреждений (вмятин, забоин, и т.д.) корпусных деталей, фланцев и бамперов, влияющих на эксплуатационные характеристики устройства;

- проверку состояния крепежных деталей; запрещается производить запасовку устройства, имеющего смятие, износ, вытягивание резьбовых поверхностей, искривление болтов (шпилек), смятие шестигранников;

- проверку надежности контровки крепежных деталей; запрещается производить запасовку устройства с незаконтренными крепежными деталями, контровка которых предусмотрена «Руководством по эксплуатации»;

- проверку наличия и работоспособности установленного на устройство передатчика для скребка (в соответствии с руководством по эксплуатации передатчика); запрещается производить запасовку устройства с неисправным передатчиком или без передатчика;

- проверку полноты и правильности заполнения формуляра; запрещается производить запасовку устройства с не полностью или неправильно заполненным формуляром.

При отсутствии замечаний по проведенной проверке мастер подписывает "Акт готовности оборудования к пропуску".

"Акт готовности оборудования к пропуску", подписанный мастером, является основанием для начала проведения работ по запасовке устройств в камеру пуска.

Запрещается запасовка устройств в камеру пуска при наличии в "Акте готовности оборудования к пропуску" каких-либо замечаний к предъявленным для проверки оборудованию и документации.

4.5 Подготовительные работы перед запуском очистных устройств

В соответствие с Руководством по эксплуатации подготовить ОУ КПП СОД и другое оборудование к запуску. Провести проверку исправности и технического состояния очистных устройств в соответствии с разделом "Подготовка скребка к использованию" "Руководства по эксплуатации скребка". Оформить акт готовности оборудования к пропуску и другие документы, необходимые при пропуске ОУ. Ознакомить персонал, обеспечивающий пропуск СОД, с порядком

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работы передатчика "Трансммиттер" и низкочастотного локатора. Обеспечить оснащение передатчиком всех ОУ, пропускаемых по нефтепроводу для определения местоположения ОУ. Запрещается пропуск по нефтепроводу ОУ, не оснащённых передатчиком. 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 на камере пуска непосредственно перед запасовкой скребка в камеру пуска. Запрещается установка передатчика на очистные устройства и запасовка очистных устройств в камеру пуска при наличии по результатам проверки каких-либо замечаний к предъявленному передатчику. Замена элементов питания передатчика низкочастотного ПН производится только комплектом. Запрещается замена отдельных элементов питания из комплекта. Произвести установку элементов питания в ПН в соответствии с «Руководством по эксплуатации ПН». После установки элементов питания в ПН необходимо проверить работоспособность передатчика для скребка на открытой местности при помощи низкочастотного локатора (далее - ЛН) и пульта дистанционного управления (далее ПДУ) в соответствии с «Руководством по эксплуатации ПН и ЛН»:

- установить локатор на открытой местности на расстоянии 5 м от передатчика;
- установить антенну локатора параллельно оси передатчика для скребка;
- включить локатор;
- убедиться в обнаружении сигнала ПН локатором по наличию прерывистого сигнала и высвечиванию разрядов светодиодного индикатора уровня сигнала.

После получения положительных результатов проверки работоспособности ПН, установить передатчик на очистное устройство в соответствии с «Руководством по эксплуатации ПН и ОУ». В случае отсутствия звукового и светового сигнала низкочастотного локатора произвести замену комплекта элементов питания ПН на новый. В случае повторного отсутствия сигнала передатчика при исправных элементах питания заменить ПН. После запасовки

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

очистного устройства в камеру пуска следует произвести повторную проверку работоспособности передатчика скребка при помощи низкочастотного локатора, расположенного на расстоянии 2-5 м от стенки камеры пуска.

Ознакомить персонал, обеспечивающий пропуск СОД, с порядком работы с передатчиком "Трансммиттер", ПДУ и низкочастотным локатором.

Подготовить технику, задействованную при работе, инструменты, материалы. Проверить работоспособность средств и каналов связи с бригадами. Проверить сроки аттестации персонала, занятого при работах, наличие паспортов на оборудование и технику. Подготовить линейную часть (ЛЧ) участка МН к пропуску ОУ :

при необходимости, по согласованию с центральной инженерной технической службы ЦИТС, провести проверку задвижек на полное открытие:

Проверить исправность всех узлов отбора давления на участке МН, манометров на камере пуска СОД;

Проверить исправность всех сигнализаторов прохождения скребка на участке МН, выставить сигнализаторы на контроль прохождения ОУ.

4.6 Обязанности персонала, обеспечивающего запуск очистного устройства

Возложить на персонал следующие обязанности :операции по подготовке камеры к пуску и приему ОУ , операции по запасовке и извлечению ОУ из камеры выполнять под руководством мастера в соответствии с инструкциями по организации и проведению работ по очистке внутренней полости нефтепровода, утвержденные главным инженером. ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», работы по очистке должны проводится с применением исправных инструментов, приспособлений, аппаратуры и аттестации средств измерений; в процессе работы через каждый час вести контроль состояния воздушной среды на площадке узла СОД с помощью газоанализатора, запасовку ОУ производить плавно, без рывков, осуществлять пуск, сопровождение по трассе нефтепровода и прием ОУ, выход ОУ из камеры пуска СОД, сопровождение по трассе нефтепровода и вход ОУ в камеру приема СОД осуществлять при помощи

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

низкочастотного локатора, производить погрузочно-разгрузочные работы при помощи ГПМ в соответствии с требованиями правил устройства и безопасной эксплуатации ГПМ, при проведении работ иметь при себе соответствующие удостоверения.

4.7 Состав оборудования КПП СОД

Очистные поршни эксплуатируются на всех видах магистральных трубопроводов с целью очистки внутренней полости. В сложный состав такого устройства входят: узлы пуска и приема очистных поршней, система автоматического управления и контроля за процессом очистки. В самый начальный участок магистрального трубопровода монтируют узел пуска очистных поршней, на последнем участке - узел их приема, а на промежуточных пунктах - совмещённые узлы приема и запуска. Для монтажа камеры приема и пуска очистных устройств необходимо найти и приготовить площадку ее размещения, потом остановить перекачку на участке трубопровода от места установки камеры пуска до места установки камеры приёма. Далее участок трубопровода опорожняется, труба разрезается холодным способом, к концам привариваются фланцы, монтируется линейная задвижка. После устанавливается камера пуска и приема очистных устройств. Так же существуют устройства для очистки полости трубопровода на более сложных участках трассы, к примеру, переходы через водные препятствия. В этом случае на одном берегу устанавливается узел пуска очистных поршней, а на противоположном приёмный узел. В состав пускового узла входят такие устройства, как: система контроля и управления процессом запуска поршня, площадка хранения поршней, устройство для запасовки поршней в пусковую камеру, камера пуска очистных поршней, которая подключается с помощью запорного устройства к основной магистрали, с тех.обвязкой. Приёмный узел содержит: устройство для выемки поршня из приёмной камеры, систему контроля и управления процессом приема очистных поршней, площадку для хранения использованных очистных поршней, камеру для приема поршней, которая подключается через запорное устройство к основной магистрали, с тех.обвязкой и технологические трубопроводы и

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ёмкости для приёма загрязненного конденсата. В зависимости от конструкции они могут позволять параллельно запускать и принимать одно или более очистных устройств с определенным интервалом времени.

4.8 Технология запуска очистного устройства (ОУ) в МН «Среднеботуобинского НГКМ» (с 0 по 169 км)

По получению разрешения начальника смены ЦИТС на запуск ОУ (КУ) произвести пуск ОУ (КУ). Руководство переключениями производит мастер ЦЭРТ.

В период пуска необходимо следить:

- 1) За показаниями манометра, установленного на камере пуска СОД.
- 2) Сообщить начальнику смены ЦИТС время пуска ОУ (КУ) и подтвердить проход ОУ (КУ) за задвижку № 5 и задвижки №13 на 80 км МН «Среднеботуобинского НГКМ»
- 3) Аварийной бригаде следует осуществлять сопровождение ОУ (КУ) по контрольным точкам (см. табл. 1).

Таблица 1 Контрольные точки

№ контр. точки	КМ МН	Ориентир
1	0	Камера пуска СОД
2	25	За задвижкой № 5
3	45	Линейная задвижка № 6
4	55	Линейная задвижка № 7
5	80	Линейная задвижка № 13
6	140	Линейная задвижка № 14
7	169	Камера приема СОД

Перед началом запуска ОУ нужно стравить остаточное давление из камеры, путем открытия вентиля дренажной системы и вентиля газовоздушной системы. Все действия производить в средствах индивидуальной защиты (СИЗ), замерить газоанализатором VENTIS MX загазованность, замеры производить каждый час.

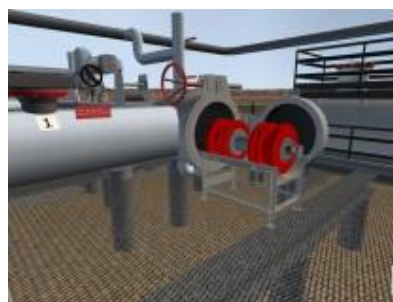
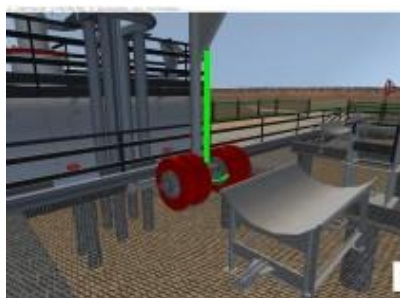
					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заполнить камеру приема СОД ДУ500 мм на 0 км нефтью, приоткрыв ручную задвижку №4, одновременно выпуская газовоздушную смесь через вентиль, установленный на камере приема СОД. Открытие задвижки №4 в ручном режиме производится на величину – 25 мм. При появлении нефтяной эмульсии закрыть вентиль. Напрессовать камеру до транзитного давления, открыть задвижку №1 . Полное открытие задвижки №1 при помощи электрического привода допускается производить только после заполнения камеры приема СОД нефтью и выравнивания давления до и после задвижки №1 .Произвести осмотр камеры на наличие возможных утечек нефти. При обнаружении утечек принять меры к их устранению, визуальным осмотром проверить камеру на герметичность. Откачать нефть из дренажной емкости узла СОД .Начальнику ЦЭРТ сообщить информацию о готовности трассы к пропуску ОУ начальнику смены ЦИТС. Перед началом работ по запасовке ОУ проверить устойчивую связь между местом производства работ и начальником смены ЦИТС, согласовать порядок работ. Получить разрешение начальника смены ЦИТС на вскрытие камеры пуска СОД и работы по запасовке ОУ. Оформить наряд-допуск на производство газоопасных работ. На месте производства работ выставить первичные средства пожаротушения: кошму, лопаты, огнетушители в местах, удобных для быстрого применения. Открыть затвор камеры пуска СОД. Провести контроль состояния воздушной среды на площадке камеры пуска СОД с помощью газоанализатора. Не допускать производство работ и нахождение людей на площадке камеры пуска СОД без СИЗ при уровне загазованности, превышающем ПДК более 300мг/м³. При необходимости выждать время необходимое для естественной вентиляции места работ. Технология запуска ОУ показана на рисунке 4.7

В процессе работ через каждый час вести контроль за состоянием воздушной среды газоанализатором, а также после перерыва в работе и при возникновении у работающих подозрения о поступлении паров нефти. Запасовать ОУ (КУ). Запасовку проводить плавно, без рывков специальными механизмами . Проверить целостность уплотнительной прокладки крышки затвора камеры пуска СОД, при необходимости заменить. Закрыть камеру. Заполнить камеру

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтью, для чего приоткрыть вручную задвижку № 4, одновременно выпуская газовоздушную смесь через вентиль, установленный на камере пуска СОД. Открытие задвижки № 4 в ручном режиме производится на величину – 25 мм. При появлении нефтяной эмульсии закрыть вентиль на камере. Напрессовать камеру до транзитного давления, открыть задвижку №1. Полное открытие задвижки №1 при помощи электрического привода допускается производить только после заполнения камеры пуска СОД нефтью и выравнивания давления до и после задвижки № 4-1. Закрыть задвижку №2. После прохода поршня к условной отметки (маркера). Произвести открытие задвижки №2 и одновременное закрытие задвижек № 1-2. Произвести осмотр камеры на наличие возможных утечек нефти. При обнаружении утечек принять меры к их устранению, визуальным осмотром проверить камеру на герметичность. Откачать нефть из дренажной емкости КППСОД. Для контроля движения или поиска ОУ (КУ) организовать группы сопровождения, оснащенные мобильными и носимыми радиостанциями, низкочастотным локатором. В случае пропуска ОУ (КУ) с сопровождением аварийная бригада регистрирует прохождение ОУ (КУ) по точкам сопровождения, примерно через каждые 2 – 5 км МН и в контрольных точках с помощью низкочастотного локатора «Поиск М», в случае пропуска ОУ (КУ) с "Трансммиттером".



- а) очистное устройство ОУ ПКМД ,
- б) лоток для очистного устройства,
- в) камера СОД ДУ500мм.

Рис. 4.7- Технология запуска очистного устройства

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.9 Технология приема очистного устройства (ОУ)

За 4-5 часов до прихода поршня на ПСП камеры СОД ,открыть задвижки № 36,№39

Заккрыть задвижку №37,поток нефти будет проходить через камеру СОД

Установить приемник сигнализатор «Поиск- М» на камеру СОД.

Подтвердить с места производства работ вход ОУ в камеру и сообщить начальнику смены ЦИТС время приема ОУ.

После захода ОУ в камеру приема СОД последовательно:

открыть задвижку №37, на 169 км камеры СОД

заккрыть задвижки №36 и №36 на 169 км камеры СОД.

Руководство переключениями задвижек производит мастер.

Клиновые задвижки подтянуть вручную. На месте производства работ выставить первичные средства пожаротушения: кошму, лопаты, огнетушители в местах, удобных для быстрого применения.

3) Открыть дренажные задвижки камеры приема СОД, сбросить избыточное давление в дренажную емкость. Технология приема очистного устройства показана на рисунке 4.8.



а) лоток;

б) очистное устройство (ОУ);

в) зацепное устройство с крюком;

г) камера СОД ДУ500мм.

Рис. 4.8- Технология приема очистного устройства

					Технология запуска и приема очистных устройств (ОУ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Экономический расчет эффективности инвестиционного проекта по строительству МН «Среднеботуобинского НГКМ»

В данной главе рассчитывается экономическая эффективность инвестиционного проекта строительства магистрального нефтепровода «Среднеботуобинское НГКМ- трубопроводная система ВСТО» участок длиной 1 км, диаметром 530 мм. Также будет произведен финансово-экономический расчет на ПК с использованием программного продукта "Alt-Invest-Prime" и будут проанализированы полученные диаграммы. Исходные данные, принятые к расчету экономической эффективности представлены в табл.5.1

Таблица 5.1- Основные технико-экономические показатели проекта

Наименование данных	Условное обозначение	Значение	Единицы измерений
Дополнительный годовой грузооборот	ΣP	4500	тыс.ткм
Средняя дальность перекачки одной тонны нефти	L_T	1	км
Суммарные капитальные вложения в ЛЧ	ΣKB	930	тыс.руб.
Удельные затраты на эксплуатационные материалы	ΔZ_M	0,45	руб./ 1000 ткм
Удельная величина расхода топлива на автомобильный транспорт	$\Delta T_{\text{млн ткм}}$	0,1	т/млн. ткм
Удельная величина расхода газа на собственные нужды	$\Delta Q_{\text{газ}}$	0,1	1000м ³ /млн.ткм
Удельная величина расхода электроэнергии (покупной)	$\Delta Q_{\text{ээ}}$	10,3	кВт-час/1000 ткм
Средняя заработная плата эксплуатационно-обслуживающего рабочего	$Z_{\text{ПМ}}$	20000	руб./месяц
Ставка страховых взносов (СВ)	СВ	30	% от $Z_{\text{ФОТ}}$
Средняя норма годовой амортизации ОПФ	H_A	4	% от ΣKB
Удельная величина расхода тепловой энергии (покупной)	$\Delta Q_{\text{тэ}}$	0,42	Гкал/млн.ткм
Удельные затраты на техническое обслуживание и ремонт ОПФ	$\Delta Z_{\text{ТОР}}$	4,45	% от Z_A
Затраты на техническую диагностику ОПФ	ΔZ_D	0,35	% от ΣKB
Прочие эксплуатационные затраты	$\Delta Z_{\text{ПРОЧ}}$	24,4	%
Ставка налога на прибыль	$CN_{\text{П}}$	20	%
Штатный коэффициент эксплуатационно-обслуживающих рабочих	$K_{\text{ЭР}}$	5,2	чел./100 млн.ткм
Ставка дисконтирования	E_H	10	%
Расчетный период (срок жизни) проекта	$T_{\text{РАСЧ}}$	25	лет

					Строительство нефтепровода «СБ НГКМ - ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Татурин М.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.								
Консульт.		Белозерцева О.В.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.								
					ТПУ гр.3-2Б14					

5.1 Расчет коммерческой эффективности инвестиционного проекта

Капитальные вложения $\Sigma KB = 930$ тыс.руб.

Дополнительная годовая транспортная работа рассчитывается из формулы

$$\Sigma P = \Sigma Q_T \cdot L_T, \text{ где:}$$

ΣP - дополнительная годовая транспортная работа, тыс. ткм;

ΣQ_T - дополнительный годовой объем перекачки, тыс. т;

L_T -средняя дальность перекачки тонны нефти, км

$$\Sigma P = 4500 \cdot 1 = 4500 \text{ тыс. ткм.}$$

Таблица 5.2 Калькулирование годовых эксплуатационных расходов (текущих затрат) на участке нефтепровода

Основные статьи калькуляции.				
Виды затрат	Формула	Вычисления	Результат	Единица измерения
1. Материальные затраты:	$\Sigma Z_M = Z_M + Z_T + Z_{га}$	2,03+17+3	22	тыс.руб.
Затраты на материалы	$Z_M = \Delta Z_M \cdot \Sigma P / 1000$	0,45 · 4500/1000	2,03	тыс.руб.
где: ΔZ_M – удельная величина потребности в материалах, руб/1000 ткм.				
ΣP - дополнительный годовой грузооборот, тыс. ткм.				
Затраты на топливо	$Z_T = T \cdot Ц_T$	0,5·34,0	17	тыс.руб.
Годовой расход топлива	$T = \Delta T_{млн} \cdot \Sigma P / 10^3$	0,1·4500/1000	0,5	т.
где: $\Delta T_{млн ткм}$ –удельная величина потребности в топливе, тонн/млн.ткм;				
ΣP - дополнительный годовой грузооборот, тыс. ткм.;				
T - годовой расход топлива (ГСМ), тонн;				
$Ц_T$ - цена одной тонны топлива, тыс. руб./тонна				
Затраты на газ	$Z_{газ} = Q_{газ} \cdot Ц_{газ}$	0,5·4,25	2	тыс.руб.
Годовое потребление газа	$Q_{газ} = \Delta Q_{газ} \cdot P / 1000$	0,1·4500/1000	0,5	1000 м ³ .
где: $\Delta Q_{газ}$ – удельная величина потребности в газе, тыс. м ³ /млн. ткм.;				
ΣP -дополнительный годовой грузооборот, тыс. ткм.;				
$Q_{газ}$ - годовой расход газа, тыс.м ³ .;				
$Ц_{газ}$ - цена тыс. м ³ газа, тыс.руб./1000м ³				
Затраты на энергию (покупную):	$\Sigma Z_{эн.} = Z_{ээ.} + Z_{тэ}$	109,9+6,8	115,8	тыс. руб.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лист

Затраты на электроэнергию	$З_{ээ.} = Q_{ээ.} \cdot T_{ээ.}$	46,3·2,375	109,9	тыс.руб.
Годовое потребление электроэнергии	$Q_{ээ.} = \Delta Q_{ээ.} \cdot \Sigma P$	10,3·4500/1000	46,3	тыс.кВт-час
где: $\Delta Q_{ээ.}$ – удельная величина потребности в электроэнергии, кВт-час/тыс. ткм.;				
ΣP - дополнительный годовой грузооборот, тыс. ткм.;				
$Q_{ээ.}$ - годовой расход электроэнергии, тыс. кВт-час.;				
$T_{ээ.}$ - тариф кВт-час, руб./кВт-час.				
Затраты на тепловую энергию	$З_{тэ} = Q_{тэ} \cdot T_{тэ}$	1,89·3,6	6,8	тыс.руб.
Годовое потребление тепловой энергии	$Q_{тэ} = \Delta Q_{тэ} \cdot \Sigma P / 1000$	0,42·4500/1000	1,89	Гкал.
где: $\Delta Q_{тэ}$ - удельные затраты на тепловую энергию, Гкал./млн.ткм.;				
ΣP - дополнительный годовой грузооборот, тыс. ткм.;				
$Q_{тэ}$ - годовой расход теплоэнергии, тыс. руб.;				
$T_{тэ}$ - тариф за Гкал. тепловой энергии, тыс. руб./Гкал.,				
Затраты на тех. обслуживание и ремонт ОПФ	$\Sigma З_{тор} = \Delta З_{тор} \cdot З_A \cdot 0,01$	4,45·37.2·0,01	1,6	тыс. руб.
где: $\Delta З_{тор}$ - удельные затраты на техническое обслуживание и ремонт ОПФ, % от ΣKB ; $З_A$ – затраты на амортизацию ОПФ				
Затраты на тех. диагностику ОПФ	$З_д = \Delta З_д \cdot \Sigma KB \cdot 0,01$	0,3·930·0,01	3,2	тыс. руб.
где: $\Delta З_д$ - удельные затраты на техническую диагностику ОПФ, % от ΣKB ; ΣKB – величина капитальных вложений, тыс.руб				
2.Затрата на оплату труда эксплуатационно-обслуживающих рабочих	$З_{фот} = З_{П.м} \cdot K_{ЭР} \cdot \Sigma P / 12 / 10^5$	20,0·5,4·4500·12/10 ⁵	56,1	тыс. руб
где: $З_{П.м}$ – средне-месячная заработная плата рабочего, тыс. руб./чел.;				
$K_{ЭР}$ -штатный коэффициент эксплуатационно-обслуживающих рабочих, чел./100 млн. ткм				
ΣP - дополнительный годовой грузооборот, тыс. ткм.;				

12- число месяцев в году.				
3. Начисления страховых взносов(СВ)	$Z_{CB} = Z_{\text{фот}} \cdot CB \cdot 0,01$	$Z_{CB} = 56,1 \cdot 26 \cdot 30 \times 0,01$	43,75	тыс. руб.
где: $Z_{\text{фот}}$ - затрата на оплату труда, тыс. руб.;				
CB - ставка страховых взносов, %				
4. Амортизация ОПФ	$Z_A = H_A \cdot \Sigma KB \cdot 0,01$	$4 \cdot 930 \cdot 0,01$	37,2	тыс. руб.
где: H_A - средняя норма годовой амортизации ОПФ, ΣKB – величина капитальных вложений, тыс. руб. ;				
5. Прочие затраты	$\Sigma Z_{\text{проч}} = \Delta Z_{\text{проч}} (\Sigma Z_M + Z_{\text{эн.}} + Z_{\text{фот}} + Z_{\text{тор}} + Z_D) \cdot 0,01$	$24,4 \cdot (15,53 + 110,6 + 56,1 + 1,6 + 3,2) \cdot 0,01$	45,6	тыс. руб.
где: $\Delta Z_{\text{проч}}$ – удельная величина прочих эксплуатационных расходов, % от $(\Sigma Z_M + 35_{\text{эн.}} + Z_{\text{фот}} + Z_D + Z_{\text{тор}})$				

Таблица 5.3 Итоговая величина годовых эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Условное обозначение	Значение (тыс.руб.)
1. Материальные затраты	ΣZ_M	22
2. Затраты на энергию (покупную)	$\Sigma Z_{\text{э}}$	115,8
3. Затраты на оплату труда эксплуатационно-обслуживающих рабочих	$Z_{\text{фот}}$	56,1
4. Начисления СВ	Z_{CB}	43,75
5. Амортизацию ОПФ	Z_A	37,2
6. Затраты на техническое обслуживание и ремонт ОПФ	$\Sigma Z_{\text{тор}}$	1,6
7. Затраты на техническую диагностику ОПФ	Z_D	3,2
8. Прочие затраты	$\Sigma Z_{\text{проч.}}$	45,6
Итого	$\Sigma Z_{\text{год}}$	707,3
Дополнительный годовой объем перекачки	ΣQ_T	4500 тыс. т.
Дополнительная годовая транспортная работа	ΣP	4500 тыс. ткм.

Постатейная структура себестоимости (S_{100TKM} , S_{100T}) перекачки нефти по магистральному участку трубопровода составит:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$а) S_{100ТКМ} = \left(\frac{\sum z_{МЗ}}{\sum P} + \frac{\sum z_{ЭН}}{\sum P} + \frac{z_{ФОТ}}{\sum P} + \frac{z_{СВ}}{\sum P} + \frac{z_{АМ}}{\sum P} + \frac{z_{ТОР}}{\sum P} + \frac{z_{Д}}{\sum P} + \frac{z_{ПР}}{\sum P} \right) 100$$

$$б) S_{100Г} = \left(\frac{\sum z_{МЗ}}{\sum Q_{ГОД}} + \frac{\sum z_{ЭН}}{\sum Q_{ГОД}} + \frac{z_{ФОТ}}{\sum Q_{ГОД}} + \frac{z_{СВ}}{\sum Q_{ГОД}} + \frac{z_{АМ}}{\sum Q_{ГОД}} + \frac{z_{ТОР}}{\sum Q_{ГОД}} + \frac{z_{Д}}{\sum Q_{ГОД}} + \frac{z_{ПР}}{\sum Q_{ГОД}} \right) 100$$

100

Таблица 5.4 Себестоимость транспортировки нефти по участку

Элементы затрат	Величина	Структура %
	$S_{100ТКМ}$, руб/100ткм	
1. Материальные затраты	0,5	6,94
2. Затраты на энергию (покупную)	2,6	36,1
3. Затраты на оплату труда эксплуатационно-обслуживающих рабочих	1,2	16,5
4. Отчисления СВ	0,97	13,4
5. Амортизация ОПФ	0,83	11,52
6. Затраты на техническое обслуживание и ремонт ОПФ	0,04	0,55
7. Затраты на техническую диагностику ОПФ	0,07	0,97
8. Прочие затраты	1,01	14,02
Итого	$\Sigma S_{100Ткм} = 7,2$	100

Обоснование средней доходной ставки 1000 тонно-километров

Исходя из необходимого уровня рентабельности транспортировки нефти, рассчитывается условная величина доходной ставки в рублях на 100 и 1000 тонно-километров (или для дальнейших расчетов принимается среднее значение тарифа за транспортные услуги на участке). Она рассчитывается по выражениям:

$$d_{1000Ткм} = \Sigma S_{100Ткм} \cdot 10 \cdot 1,4 = 7,2 \cdot 10 \cdot 1,4 = 100,8 \text{ руб./1000 ткм}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.5 Проведение расчета на ЭВМ с использованием программного продукта «Alt- Invest PRIME»

	Показатель	Условное обозначение	Значение	
			Единица измерения	Величина
	Коэффициент пересчета валют			60
	Интервал планирования		дней	360
	Срок жизни проекта		лет	25
	Дополнительный годовой грузооборот	ΣP	тыс. ткм/год	4500
	Выручка от реализации			
	Средний тариф (условная доходная ставка)	$d_{1000\text{ткм}}$	руб/тыс ткм	100,8
	Средняя себестоимость	$S_{1000\text{ткм}}$	руб/тыс ткм	7,2
	Текущие эксплуатационные затраты			
	Затраты на материалы	ΣZ_m	тыс. руб.	22
	Затраты на энергию(покупную)	$\Sigma Z_{\text{эн}}$	тыс. руб.	115,8
	Затраты на оплату труда	$Z_{\text{фот}}$	тыс. руб.	56
	Затраты на техническое обслуживание и ремонт ОПФ	$\Sigma Z_{\text{тор}}$	тыс. руб.	1,6
	Затраты на техническую диагностику ОПФ	Z_d	тыс. руб.	3,2
	Инвестиционные затраты			
	График освоения инвестиций по интервалам планирования		% КВ по годам	
	Постоянные инвестиционные затраты	ΣK_B	тыс. руб.	930
	Средняя норма годовой амортизации	N_a	%	4
	Источники финансирования			
	Оптимальный график кредитования			
	Процент за кредит		%	0
	Отчёт о прибыли			
	До налога на прибыли (средняя налоговая ставка)	$CN_{\text{до}}$	%	0
	Налог на прибыли (налоговая ставка)	$CN_{\text{п}}$	%	20
	Налоги после налогов на прибыль (средняя налоговая ставка)	$CN_{\text{пос}}$	%	0
	Анализ эффективности проекта			
	Коэффициент дисконтирования	E_n	верх. таблица	10
			нижн. таблица	15

Таблица 5.6 Основные итоговые данные эффективности проекта без учета внешнего финансирования по программе «Alt-Invest-Prime»

	Показатель	Усл овное обозна чение	Значение	
			Единица измерения	Велич ина
Для индекса дисконтирования $E_n = 10,0\%$				
	Простой срок окупаемости	$T_{ок}$	год	7,0
	Чистый поток денежных средств нарастающим итогом	ЧД	тыс. руб.	2962
	Внутренняя норма доходности	ВНД	%	17,1
	Рентабельность инвестиций	$R_{и}$	%	57,1
	Дисконтированный чистый поток денежных средств нарастающим итогом	ЧДД	тыс. руб.	527
	Дисконтированный срок окупаемости	$T_{ок}^д$	год	10
Для индекса дисконтирования $E_n = 15,0\%$				
	Простой срок окупаемости	$T_{ок}$	год	7,0
	Чистый поток денежных средств нарастающим итогом	ЧД	тыс. руб.	2962
	Внутренняя норма доходности	ВНД	%	17,1
	Рентабельность инвестиций	$R_{и}$	%	12,3
	Дисконтированный чистый поток денежных средств	ЧДД	тыс. руб.	113
	Дисконтированный срок окупаемости	$T_{ок}^д$	год	15

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

На основе анализа полученных расчетных значений системы оценочных показателей коммерческой эффективности инвестиционного проекта можно сделать следующие обобщения и выводы:

1. Анализируя эффективность проекта без учета внешнего коммерческого финансирования (за счет собственных средств), необходимо отметить, что простой срок окупаемости капитальных вложений, составит 7 лет, а дисконтированный срок окупаемости 10 лет (при внутренней нормы прибыли $ВНД = 17,1\%$ и $E_n = 10\%$);

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) представляет собой разницу между суммой приведенных эффектов (чистого дисконтированного притока денежных средств) и дисконтированной к тому же моменту времени величиной капитальных вложений;

3. Полученное значение ЧДД = 527 тыс. руб. (при $E_n = 10\%$) говорит о том, что ЧДД > 0. Проект является эффективным и может рассматриваться вопрос о его принятии.

4. Расчетное значение оценочного показателя IRR (внутренняя норма прибыли) или внутренняя норма доходности ВНД = 17,1% говорит о том, что при $E_n = 10\%$ сумма дисконтированных эффектов (чистый дисконтированный приток денежных средств) будет равна сумме дисконтированных (к тому же моменту времени) капитальных вложений. ВНД = 17,1% - это предельно допустимая (максимальная) стоимость денежных средств (величина процентной ставки по кредиту, размер дивидендов по эмитируемым акциям и т.д.), которые могут привлекаться для финансирования проекта.

5. Если для реализации проекта потребуется получение банковской ссуды, то значение ВНД = 17,1% показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки, превышение которой делает проект убыточным, т.е. для анализируемого проекта процентная ставка не должна быть выше 17,1%.

6. Расчетное значение рентабельности инвестиций (NPVR = 57,1%) говорит о том, что по проекту ожидается 30,3 копеек чистого дисконтированного притока на каждый рубль дисконтированных инвестиционных расходов. Обычно расчет NPVR дополняют оценочным показателем NPV (или ЧДД).

7. Полученные значения простого срока окупаемости капитальных вложений ($T_{ок} = 7,0$ лет при $E_n = 10\%$) показывает, что 7 лет необходимо для возмещения инвестиционных расходов. Это наглядно отображено на графике изменения накопленного дохода по временным интервалам (точка пересечения кривой накопленного дохода с осью временных интервалов).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Значение дисконтированного срока окупаемости ($T_{ок}^Д = 10$ лет для $E_n = 10\%$) показывает, что сумма эффектов, дисконтированных на момент завершения инвестиций через 15 лет, будет равна сумме инвестиций с начисленными сложными процентами (капитализацией процентов) к моменту окончания графика инвестирования.

9. Необходимо учитывать, что основной недостаток показателя срока окупаемости (как простого, так и дисконтированного) заключается в том, что он не учитывает весь период функционирования инвестиций и, следовательно, на него не влияет вся та отдача, которая лежит за пределами $T_{ок}$. Поэтому показатель срока окупаемости ($T_{ок}$) служит не столько оценочным показателем эффективности инвестиций, сколько ограничением при принятии решения. То есть если срок окупаемости проекта больше, чем принятые ограничения, то он исключается из списка возможных инвестиционных проектов.

10. Финансово–экономический анализ отчета о прибыли наглядно отображает величину прибыли, получаемой предприятием за весь срок жизни проекта.

11. Анализируя полученные диаграммы изменения основных финансово–экономических показателей по годам жизни проекта (диаграмма изменения операционных затрат, себестоимости и выручки от реализации электрической и тепловой энергии; диаграммы формирования накопленной чистой прибыли; диаграмма притока и оттока денежных потоков и их накопление к 25 году жизни проекта: диаграмма накопления чистого и чистого дисконтированного дохода) весьма наглядно выявляются механизмы формирования основных показателей эффективности проектных разработок. Финансово–экономический анализ отчета прибыли наглядно отображает величину прибыли, получаемой предприятием за весь срок жизни проекта.

12. Принятие решения по любому аспекту технико–экономического обоснования проекта в условиях неопределенности всегда связано с риском потери части дохода, а возможно и банкротства. Вопросы, связанные с рисками, их оценки, прогнозированием и управлением ими, являются очень важными, так как инвесторы хотят знать с какими проблемами может столкнуться проект и его руководство предполагает выйти из сложившейся ситуации, а так же как это скажется на расчетах экономической эффективности.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поэтому одной из важных задач анализа проекта является определение чувствительности показателей эффективности к изменениям различных параметров. Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше «запас прочности» проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Исследование чувствительности показателей эффективности к изменению ставки дисконтирования позволяет определить устойчивость проекта по отношению к колебаниям конъюнктуры финансового рынка и возможным изменениям микроэкономических условий деятельности.

По проведенному анализу чувствительности видно что, проект наиболее чувствителен к изменению коэффициента дисконтирования. Проведенный анализ чувствительности показывает высокий «запас прочности» проекта. Проект защищен от колебаний различных экономических факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты проведенного комплексного финансово-экономического анализа позволяют сделать вывод об эффективности инвестиционного проекта и подтвердить предварительную гипотезу.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Социальная ответственность

В данной работе рассматривается строительство нефтепровода Ду 530 мм протяженностью 169 км, в административном отношении проходит по территории в юго-западной части Республики Саха (Якутия) (РС(Я)) в пределах Мирнинского и Ленского улусов.

Проектируемая трасса нефтепровода начинается от Среднеботуобинского НГКМ в Мирнинском районе, проложена по Приленскому плато в восточном направлении до 104 км, затем, после пересечения с автодорогой трасса проложена в южном направлении. Конечная точка нефтепровода – точка подключения к трубопроводной системе ВСТО в районе г.Ленска. [26].

Мирнинский район расположен на западе Республики Саха (Якутия) в пределах Приленского плато и среднесибирского плоскогорья. Рельеф плоскогорный. В целом территория представляет собой пологоволнистую равнину с уплощенными водоразделами и относительно неглубоко врезанными долинами рек и ручьев.

Ленский улус расположен в юго-западной части республики и граничит на севере с Мирнинским, на востоке – с Олекминским и Сунтарским улусами, на юге и западе – с Иркутской областью.

Участок расположен в пределах Бореальной области, таежной зоны, подзоны среднетаежных лесов, Центральнаякутской среднетаежной подпровинции.

Значительную часть территории месторождения занимают болота и заболоченные участки. Низинные, или травяные (эвтрофные), болота встречаются в понижениях рельефа, в поймах рек и по берегам озер. Низинные болота покрыты травяно-кустарниковой растительностью и имеют небольшую мощность торфа. Верховые болота в этом районе имеют небольшое распространение.

В пределах участка работ объектов, представляющих историческую и культурную ценность, и особо охраняемых природных территорий нет.

					«Строительство нефтепровода «СБНГК - ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г.Ленск»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Татурин М.В.			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.								
Консульт.										
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.								
					ТПУ гр.3-2Б14					

6.1 Производственная безопасность

С целью выполнения анализа предварительно опишем источники опасности, т.е. части производственной систем, производственного оборудования и элементы среды, формирующие эти опасности. Для наглядности сведем информацию в таблицу 6.1.

В связи с тем, что строительство участка нефтепровода производится путем прокладки новой трубы, параллельно действующей на расстояние 25м на протяжении всего процесса необходимо соблюдать требования указанные в ВСН 159-83 - Инструкция по безопасному ведению работ в охранных зонах действующих коммуникаций [25].

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Этапы работ	Наименование запроектованных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
		опасные	вредные	
расчистка полосы строительства	- валка деревьев и вырезка кустарника; - погрузка, транспортировка, разгрузка и складирование леса; - корчевка, уборка и захоронение пней;	Физические (механические): движущиеся машины и механизмы;	Физические: (Шум, вибрация) Повышенный уровень шума на рабочем месте;	ГОСТ 12. 2. 003 - 91 ССБТ ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ ГОСТ 12. 4. 125-83. ССБТ ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ СНиП П-12-77 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96
плани- ровка полосы	- срезка косоголов; - подсыпка низинных мест			
устройство проезда	- сооружение переездов через естественные и искусственные преграды - устройство лежневых дорог			
погрузо – разгрузочные работы	- выгрузка труб автомобильным краном, либо трубоукладчиком - складирование на складе; - погрузо-разгрузочные работы - транспортные работы. - выгрузка труб на трассе	Физические (механические) : движущиеся машины и механизмы; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;	Физические: (Шум, вибрация) повышенный уровень шума на рабочем месте; Психофизические: (физические перегрузки) статические и динамические	ГОСТ 12. 2. 003 - 91 ССБТ ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ ГОСТ 12. 4. 125-83. ССБТ ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ СНиП П-12-77 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 Р 2.2.2006 – 05
изготовление гнутых отводов	перемещение трубы к станку трубоукладчиком; - гнутье с передвижками трубы; - снятие, перемещение и укладка отвода в штабель готовой продукции	Физические (механические) : движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	Физические: (Шум, вибрация) повышенный уровень шума на рабочем месте;	ГОСТ 12. 2. 003 - 91 ССБТ ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ ГОСТ 12. 4. 125-83. ССБТ ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ СНиП П-12-77 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96

Продолжение таблицы 6.1

Этапы работ	Наименование запроектованных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
		опасные	вредные	
земляные работы	- разработка новой траншеи; - засыпка траншеи	Физические (механические) : движущиеся машины и механизмы;	Физические: (Шум, вибрация) повышенный уровень шума на рабочем месте	ГОСТ 12. 2. 003 - 91 ССБТ ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ ГОСТ 12. 4. 125-83. ССБТ ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ СНиП П-12-77 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96
сварочно – монтажные работы	- сборка труб в нитку, включая электродугую сварку корневого слоя шва, и подварку шва изнутри. - ручная электродугая сварка заполняющих и облицовочного слоёв шва	Физические (механические): движущиеся машины и механизмы; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; (Состояние воздушной среды) повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; (Электробезопасность) повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; (Освещенность) повышенная яркость света;	Психофизические: (физические перегрузки) статические и динамические Физические: (Шум, вибрация) повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;	ГОСТ 12. 2. 003 - 91 ССБТ ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ ГОСТ 12. 4. 125-83. ССБТ ГОСТ 12. 1. 030 – 81 ГОСТ 12. 1. 038-82 СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Р 2.2.2006 – 05

					Социальная ответственность	Лист/Л
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	ПодписьП	Дата		

Этапы работ	Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
		опасные	вредные	
контроль сварного соединения	- рентгенография		Физические: Повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;	ОСП-72/87 Р 2.2.2006 – 05
изоляция сварных стыков	- очистка и сушка поверхности сварного стыка; - предварительный подогрев сварного стыка; - подготовка и нанесение эпоксидного праймера; - монтаж манжеты и замковой пластины («замка»); - термоусадку манжеты; - визуальный и инструментальный контроль качества проведенных работ	Физические: <i>(Состояние воздушной среды)</i> повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;	Химические <i>(по характеру воздействия на организм человека)</i> токсический	СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12. 1. 007 – 76 ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 Р 2.2.2006 – 05
укладочные работы	- строповка и подъем плети - проверка сплошности изоляционного покрытия - подчистка обвалов траншеи. - опускание плети трубопровода в траншею; - уклада балластирующих устройств	Физические <i>(механические)</i> : движущиеся машины и механизмы; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;	Физические: <i>(Шум, вибрация)</i> повышенный уровень шума на рабочем месте;	ГОСТ 12. 2. 003 - 91 ССБТ ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ ГОСТ 12. 4. 125-83. ССБТ ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ СНиП П-12-77 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96
очистка полости и испытание нефтепровода	- подключение воздушного компрессора - заправка поршня для очистки трубы - нагнетание воздуха в полость трубы - проведения испытаний	Физические <i>(механические)</i> : передвигающиеся изделия, заготовки, материалы		ГОСТ 12. 2. 003 - 91 ССБТ ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ СТО 14-2005 ОАО «Газпром»

6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Физические (Шум, вибрация): повышенный уровень шума на рабочем месте;

При выполнении работ в непосредственной близости от строительной техники работники на протяжении всей смены подвергаются воздействию вредного производственного фактора, а именно шума от работы оборудования, уровень звука выше нормы (80дБ) [9, 18, 19].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.). В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство. Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

Физические: повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;

Источником формирования вредного производственного фактора является оборудование применяемое для выполнения контроля качества сварных соединений рентгеновским методом, оказывает эпизодическое воздействие на дефектоскописта выполняющего операцию.

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

Психофизические: (физические перегрузки) статические и динамические

Вредный производственный фактор возникает при выполнении погрузо-разгрузочных работ, сварочно-монтажных работ сопряженных с перемещением материалов и оборудования. Воздействие на человека эпизодическое, соответствует нормам.

Химические (по характеру воздействия на организм человека): токсический

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Источником возникновения вредного производственного фактора является процесс изоляции сварного соединения термоусаживающей манжетой, воздействие периодическое [23].

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет $1,1-10 \text{ мг/м}^3$, для природного газа ПДК равно 300 мг/м^3 .

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 .
- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан ($\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м^3 .
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой классу опасности).
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

При загазованности траншеи или котлована необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении строительных работ на нефтепроводе, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Физические (механические): выполнения работ вблизи движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;

В процессе проведения работ возможны возникновения травмоопасных ситуаций сопряженных с выполнением работ в непосредственной близости со строительными механизмами. Источниками формирования опасного производственного фактора являются строительные машины: трубоукладчик, экскаватор, бульдозер и автотранспортные механизмы, используемые для перевозки оборудования, материалов и людей. Данный опасный фактор воздействует на работников на протяжении всей рабочей смены [2,3].

Источником формирования опасного производственного фактора является трубогибочный станок ГТ1200, предназначенного для изготовления отводов холодного гнущего. Опасному производственному фактору подвержено только звено непосредственно участвующие в изготовлении отводов на трубосварочной базе [6, 7, 8].

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

Физические (механические): выполнения работ вблизи передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;

Источниками формирования опасного производственного фактора являются строительные материалы, в т.ч. трубная продукция, перемещаемые при помощи грузоподъемной техники, трубная плетть, укладываемая в траншею методом опускания с бровки. Непрерывному влиянию данного фактора подвержены работники непосредственно участвующие в выполнении строительного процесса и находящиеся в зоне выполнения работ [3, 6, 7].

Физические (Состояние воздушной среды): повышенная температура поверхностей оборудования, материалов; повышенная температура воздуха рабочей зоны;

Вышеозначенные опасные производственные факторы возникает при проведении сварочно-монтажных и изолировочных работ, источниками их формирования является поверхность трубы, подвергаемая термической обработке и оборудование, задействованное в производственном процессе. Воздействие ОПФ периодическое [20].

Физические (Электробезопасность): возможное возникновения повышенное значение напряжения в электрической цепи при использовании сварочного оборудования;

Источником формирования опасного фактора является передвижная сварочная установка ДЭС 60, применяемая для выполнения сварного шва ручной электродуговой сваркой и электроснабжения ручного электроинструмента. Возникновения фактора возможно эпизодически [10, 11].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12 - 42 В), защитное заземление (4 - 10 Ом), устройство защитного отключения.

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Пожаровзрывобезопасность;

Места проведения огневых работ должны быть оборудованы в соответствии с проектной документацией или паспортом объекта и приняты комиссией, назначенной приказом руководителя объекта с участием представителя СПО, с оформлением соответствующего акта.

Место производства работ в радиусе 20 м от вскрытой траншеи должно быть ограждено и обозначено предупреждающими знаками, ограждено сигнальной лентой, в ночное время – освещаться световыми сигналами. При

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимости должны быть выставлены посты с целью исключения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа.

На месте проведения огневых работ должен иметь в своем составе следующие первичные средства пожаротушения, представленные в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Наименование средств пожаротушения	Количество	Примечание
1	2	3
Огнетушители: порошковые ОП – 10(3)	3	
Первичные средства пожаротушения: - топор - багор - ведро - лопата штыковая - кошма размером 2х2 п.м. или асбестовое покрывало	1 2 2 2 1	
Газоанализатор (на углеводы нефти)	1	

Указанный перечень является минимально необходимым для комплектации мест проведения огневых работ и не отменяет табель оснащенности механизированных колонн, аварийных подразделений и служб первичными средствами пожаротушения и средств индивидуальной защиты. Все перечисленные средства должны быть окрашены в соответствии с требованиями [30].

6.2. Экологическая безопасность

При строительстве нефтепроводов необходимо строго соблюдаться требования по защите окружающей среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушаться условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.

На всех этапах строительства нефтепроводов следует выполнять мероприятия, предотвращающие:

- Развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Изменение естественного поверхностного стока;
- Загорание естественной растительности и торфяников;
- Захламление территории строительными и другими отходами;
- Разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в не установленных местах и т.п.

Производители работ несут ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Структура природоохранных мероприятий, выполняемых в процессе строительства, предусматривает:

- комплекс мер по снижению или исключению отрицательного воздействия на природную среду в ходе выполнения всех технологических операций строительного процесса;
- мероприятия по восстановлению неизбежных нарушений окружающей среды в процессе строительства нефтепровода;
- компенсационные мероприятия, направленные на воспроизводство растительного и животного мира.
- Согласно СНиП 23 – 01 – 99* (2003) «Строительная климатология» территория относится к климатическому району II - В. Зона влажности - сухая.

Климатическая характеристика рассматриваемого района составлена по материалам наблюдений метеостанций Мирный, Ленск, Нюя и Дорожный гидрометеорологического центра Якутского управления по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная, начинается со второй декады ноября и продолжается около пяти месяцев. Лето короткое, но теплое, малое количество атмосферных осадков, выпадающих главным образом в теплый период года. Переходные сезоны непродолжительны. Исследуемый район проходит в пределах Приленского плато Средне-Сибирского плоскогорья (0-80км) и Лено-Вилуйской возвышенности (80-168км), расположенной в Западной Якутии. Условия циркуляции атмосферы существенно изменяются в зависимости от сезона. В холодный период года (октябрь-апрель) над всей Якутией устанавливается

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

область высокого давления воздуха – мощный сибирский антициклон с преобладанием в нижних слоях атмосферы очень холодного континентального воздуха, который бывает холоднее арктического вследствие выхолаживания суши. Летом, наоборот, над Якутией формируется область пониженного атмосферного давления с большими колебаниями температур дня и ночи. Также летом в Якутию поступают с циклонами сравнительно теплые и влажные воздушные массы с юга и юго-запада и, очень редко, континентальный тропический воздух из Монголии и Северного Китая, резко повышающий температуру воздуха (до +36°С). Направление и скорость ветра зависят от рельефа местности. В течение всего года на рассматриваемой территории преобладающими являются ветры западного направления. В холодный период (с октября по апрель) распределение давления также способствует развитию юго-западных ветров, а в теплый (с мая по сентябрь) – северо-восточных. Средняя годовая скорость ветра колеблется от 2,3 (Нюя) до 3,2 м/с (Мирный). Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 1,8 – 3,7 м/с. Максимальная годовая скорость ветра составляет более 20 м/с (Ленск, Нюя, Дорожный), в районе Мирного - 22 м/с. Средняя годовая скорость ветра составляет 2,2 м/с.

Предоставленные во временное пользование земельные участки после окончания строительства восстанавливаются под те же виды угодий, какими они были до нарушения путем выполнения технической рекультивации.

Линейный поток организации будет выполнять техническую рекультивацию в следующей последовательности:

- снятие плодородного слоя роторными экскаваторами и бульдозерами с полосы рекультивации и его перемещения во временный отвал в границах полосы отвода.
- строительство трубопровода и обратная засыпка траншей минеральным грунтом.
- обратное перемещение плодородной почвы из временного отвала с разравниваем в полосе рекультивации.

При устройстве временных переездов через водотоки для предотвращения размыва земельного полотна и нарушения водного режима будут сооружены водопропуски. Для закрепления поверхности естественного рельефа,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подвергнувшегося воздействию со стороны тяжелой техники, предусматриваются следующие мероприятия:

- защита почвенного покрова от эрозии, включающая работы по организации стока поверхностных вод в местах пересечения оврагов и логов, устройству глиняных и каменных перемычек в траншеях на крутых склонах, устройству нагорных канав;

- полное восстановление до первоначального профиля коренных и русловых берегов, подвергшихся подрезке и перепланировке, путем послойного уплотнения и закрепления поверхности посевом трав быстрой всхожести;

Производство работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов разрешается только в местах, установленных проектом производства работ.

По окончании строительства трубопроводов разборка временных мостов и переездов, в целях избежания под ними завалов, и обеспечение беспрепятственного прохода рыб.

После окончания комплекса работ по сооружению линейной части других внеплощадочных сооружений по всей строительной полосе до возвращения на место удаленного плодородного грунта производится:

- удаление из ее пределов всех временных устройств и сооружений;
- проверка заказчиком совместно с инспектором по использованию и охране земель готовности поверхности к нанесению плодородного слоя почвы и надлежащего качества этой почвы с оформлением соответствующего акта.

По окончании рекультивации земельные участки, отводившиеся во временное пользование, возвращают прежним землепользователям в состоянии, пригодном для хозяйственного использования по их назначению [12,13,14,15,16].

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.3.1 Безопасность при чрезвычайных антропогенных и природных ситуациях

В случае повреждения действующего трубопровода или обнаружения утечки нефти из него в процессе работ производитель работ должен:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- а) производство работ прекратить, весь персонал и технические средства немедленно вывести за пределы опасной зоны на расстояние не менее 300 метров;
- б) сообщить диспетчеру о повреждении нефтепровода;
- в) до прибытия аварийной ремонтно-восстановительной бригады эксплуатирующей организации, принять меры по обеспечению охраны аварийного участка для предупреждения доступа в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств, а по ее прибытию принять участие в быстрой ликвидации аварии, включая выделение рабочей силы и механизмов

Аварийное положение на трубопроводном объекте может быть отменено эксплуатирующей организацией только после создания условий для нормального функционирования трубопроводного объекта

Перед началом работ в глубокой траншее расположенной в охранной зоне МГ, руководитель работ обязан проверить газоанализатором отсутствие паров нефти и только после этого разрешить спуск рабочих. При обнаружении паров нефти работы прекратить и сообщить в эксплуатирующую организацию .

Поскольку строительно-монтажные работы связаны с использованием открытого огня и искрообразованием, способным вызвать воспламенение газа, проводятся в опасной зоне при их выполнении требуется оформление специального Наряда-допуска на выполнение огневых работ (Приложение А СТО Газпром 14-2005 (п.3.3.1 СТО Газпром 14-2005)).

При обнаружении повреждения нефтепровода необходимо принять первоочередные меры по защите работающих от возможных пожаров и взрывов.

При обнаружении подземных коммуникаций, не указанных в документации на проведение работ, необходимо прекратить работы, принять меры по обеспечению сохранности коммуникации и сообщить об этом предприятию, выдавшему разрешение на проведение работ.

Аварийные автомобили, машины, механизмы, средства радиосвязи, а также технические средства , не используемые при работе, следует располагать по отношению к ремонтируемому участку с наветренной стороны на расстоянии не ближе 250м [5, 17,27].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

С целью снижения воздействия опасных производственных факторов руководители организаций обязаны обеспечить обучение и проведение инструктажа по безопасности труда в соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ "Организация обучения рабочих безопасности труда. Общие положения".

Руководители строительно-монтажных организаций обязаны обеспечить рабочих, ИТР и служащих спецодеждой, спец.обувью и другими средств индивидуальной защиты в соответствии с типовыми отраслевыми нормами.

В местах проведения работ должны быть выделены помещения или для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и др средств для оказания первой помощи пострадавшим. В каждой бригаде должен быть ответственный за состояние аптечки, умеющий оказать первую помощь пострадавшим.

Рабочие и ИТР, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установлен Минздравом РФ [29].

Администрация генподрядной организации должна своевременно оповещать все свои подразделения и субподрядные организации о переменах погоды и надвигающихся стихийных бедствий (пурга, ураган ветер, снегопад, сель, наводнение, гроза и т.п.)

При производстве строительно-монтажных работ необходимо соблюдать технологическую последовательность производственных операций так, что предыдущая операция не являлась источником производственной опасности выполнении последующих.

Применяемые при производстве строительно-монтажных работ машины, оборудование и технологическая оснастка по своим техническим характеристикам должна соответствовать условиям безопасного выполнения работ.

Строительная площадка, участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток должны быть освещены в соответствии с нормами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих [21].

Расположение на строительной площадке постоянных и временных сооружений, механизированных установок, складов, сетей энергоснабжения должно соответствовать строительному генплану.

Территория строительной площадки должна быть спланирована так, чтобы общий сток поверхностных вод осуществлялся за счет соответствующих уклонов и устройства водоотводных канав. Застой воды на строительной площадке, подъездных дорогах и в траншеях не допускается [2,3,27].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы

1. СНиП 23-03-2003 Защита от шума
2. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть1. «Общие требования».
3. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть2. «Строительное производство».
4. ГОСТ 12.1.050-86 ССБТ. Методы измерения шума на рабочих местах (с Изменением №1)
5. ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ Организация обучения рабочих безопасности труда. Общие положения
6. ГОСТ 12. 2. 003 – 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
7. ГОСТ 12. 2. 062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1)
8. ГОСТ 12. 4. 125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация
9. ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1)
10. ГОСТ 12. 1. 030 - 81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
11. ГОСТ 12. 1. 038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
12. ГОСТ 17. 4. 3. 04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
13. ГОСТ 17. 1. 3. 06-82 Охрана природы, Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
14. ГОСТ 17. 1. 3. 05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.
15. ГОСТ 17. 1. 3. 13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

16. ГОСТ 17. 2. 1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.

17. ГОСТ 12. 1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92)

18. СНиП II-12-77. Защита от шума

19. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Санитарные нормы. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки

20. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

21. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий

22. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы

23. Р 2.2.2006 – 05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда

24. ОСП-72/87. Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений

25. ВСН 159-83 - Инструкция по безопасному ведению работ в охранных зонах действующих коммуникаций

26. СНиП 23-01-99* Строительная климатология

27. СТО 14-2005 ОАО «Газпром» Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»

28. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003

29. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 12 апреля 2011 г. N 302н "Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда"

30. НПБ-160-97 Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности

31. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Территория расположения проектируемого нефтепровода «Среднеботуобинское НГКМ-трубопроводная система ВСТО» находится в пределах Приленкого плато Средне- Сибирского плоскогорья (0-80) и Лено-Вилуйской возвышенности (80-169), расположенной в Западной Якутии.. Характеризуется наличием участков с термокарстом, пересекает большое количество рек, ручьёв, болот. Однако, геологические условия исследуемого района прокладке трубопровода не препятствуют.

Большая часть МТ относится к III категории, но на переходах через естественные и искусственные препятствия категории участков повышаются до I, II. От 0 км до 169 км выполняется подземная прокладка нефтепровода.

Предусмотренная проектом конструкция МТ включает: линейную часть - 169 км, ГНПС и ПСП. При строительстве МТ приходится преодолевать три крупных водотока, более 30 малых рек и ручьёв, ЛЭП, кабель связи, один газопровод, автомобильные дороги. По трассе равномерно распределены линейные задвижки, вертолётные площадки, станции катодной защиты, камеры пуска-приёма СОД. МТ планируется оснастить средствами автоматизации и телемеханизации.

Загрузка нефтепровода в процессе эксплуатации будет неравномерной: минимальная в первый год (1500 тыс. тонн нефти), а максимальная на третьем году эксплуатации (4500 тыс. т.).

Для технологического расчёта выбран материал (сталь 06ГФБАА), рассчитана толщина стенки труб (11 мм), при заданном значении диаметра (530 мм) и производительности (679 м³/час).

Гидравлическим расчётом установлено, что основным режимом протекания транспортируемой нефти по трубопроводу является турбулентный (зона гладкого трения).

Проверкой на прочность подтверждена достаточность принятого значения

					Строительство нефтепровода «СБ НГКМ - ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Татурин М.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Богданова Ю.В.							
Консульт.						ТПУ зр.3-2514			
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.							

толщины стенки труб; значения напряжений в металле не превосходят заданных значений для принятой стали при температурных условиях, соответствующих разному времени года.

При организации строительных работ выделены комплексы подготовительных, основных и заключительных работ.

В комплекс основных работ входят земляные, сварочные, изоляционные и работы по балластировке трубопровода.

На заключительном этапе проводятся работы по очистке полости и испытания трубопровода, рекультивация земель, очистка и слив воды после испытаний, вывоз техники.

Спец. вопросом была выбрана тема, технология запуска и приема очистных устройств для трубопровода. В целях электрохимической защиты подземной части нефтепровода предусматривается размещение станций катодной защиты и прокладка вдоль трассовой ЛЭП.

Для обеспечения эксплуатационной надёжности объектов и сооружений необходимо организовать эффективный контроль качества выполняемых работ.

В экономической части дипломного проекта представлена оценка его экономической эффективности, выполненная по программе Альт-Инвест-Прим. Для учёта фактора времени, в расчётах применяется дисконтирование ($E_n=10\%$).

Чистый доход от реализации инвестиционного проекта составит 2962 тыс. руб.

ЧДД, характеризующий превышение денежных поступлений суммарных затрат над затратами, с учетом фактора времени составит 527 тыс. руб.

Внутренняя норма доходности данного ИП составляет 17,1%.

Срок окупаемости, при $E_n=10\%$, составит около 7 лет.

В результате можно сделать вывод, что данный инвестиционный проект эффективен.

Характеризуя состояние промышленной безопасности и охраны труда, необходимо отметить, что строительная техника, механизмы и приспособления, используемые при строительстве трубопровода по степени риска относятся к категориям А и В. Для предотвращения аварийных ситуаций, необходимо

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разработать план мероприятий, направленных на снижение риска травматизма и предупреждение профзаболеваний.

В экологическом отношении в проекте предусмотрены меры по охране и рациональному использованию земель, по охране поверхностных и подземных вод.. Разработаны мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы

1. Закон РФ от 22.07.1993г. № 5487-1 «Основы законодательства Российской Федерации об охране здоровья граждан»
2. Трудовой Кодекс Российской Федерации (ТК РФ) от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
3. Земельный кодекс Российской Федерации от 08.11.2007 №257-ФЗ
4. Водный кодекс РФ от 3 июня 2006 г. № 74-ФЗ (с изменениями от 4 декабря 2006 г., 19 июня 2007 г.)
5. Постановление Правительства РФ от 23.05.2000 г. № 399 «О нормативных правовых актах, содержащих государственные нормативные требования охраны труда»
6. Постановление Минтруда России и Минобразования России от 13.01.2003 № 1/29 «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций»
7. «Правила пожарной безопасности в лесах РФ» утв. Постановлением Совета Министров – Правительством РФ от 09.09.1993г. №886 с изм. от 27.12.1994г. № 1428
8. «Правила обеспечения работников специальной одеждой и специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», утв. Постановлением Минтруда России от 18.12.1988г. №51 в ред. на 03.02.2004г.
9. Приказ Минздрава развития России от 06.07.2005г. № 443 «Об утверждении Правил финансирования в 2007 году проведения углубленных медицинских осмотров работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами»
10. «Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», приказ № 525/67 от 22.12.1995г. Минприроды России и Роскомзема
11. ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»
12. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования» с изменением №1
13. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» (с изм. №1)

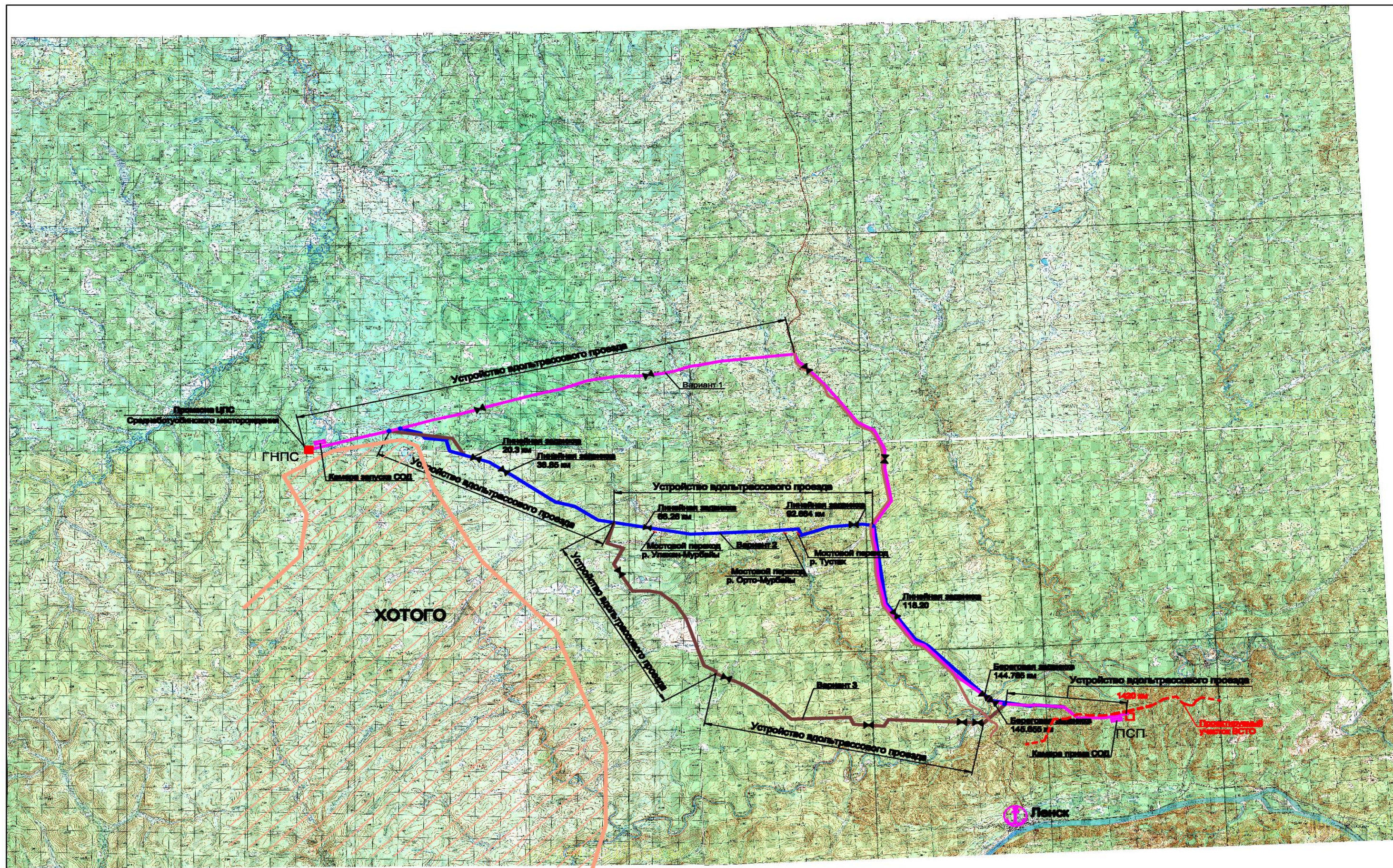
					<i>Строительство нефтепровода «СБ НГКМ - ТС ВСТО» с узлом подключения в районе г. Ленск</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>		<i>Татурин М.В.</i>			<i>Список литературы</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>								
<i>Консульт.</i>										
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>								
								<i>ТПУ гр.3-2514</i>		

14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» с изм. № 1,2
15. ГОСТ 12.1.010-76* ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования» с изменением № 1
16. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»
17. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам»
18. ГОСТ 17.5.3.04-83* «Охрана природы Земли. Общие требования к рекультивации земель»
19. ГОСТ Р 12.0.006-2002 ССБТ «Общие требования к управлению охраной труда в организации» с изменением
20. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
21. ГОСТ Р 52290-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования»
22. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы»
23. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»
24. СНиП 3.02.01-87* «Земляные сооружения, основания и фундаменты»
25. СНиП 22-02-2003 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения»
26. СП 2.1.7.1038-01 «Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов»
27. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания»
28. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»
29. СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов»
30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
31. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»
32. ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация»
33. РД-13.100.00-КТН-196-06 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов»

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

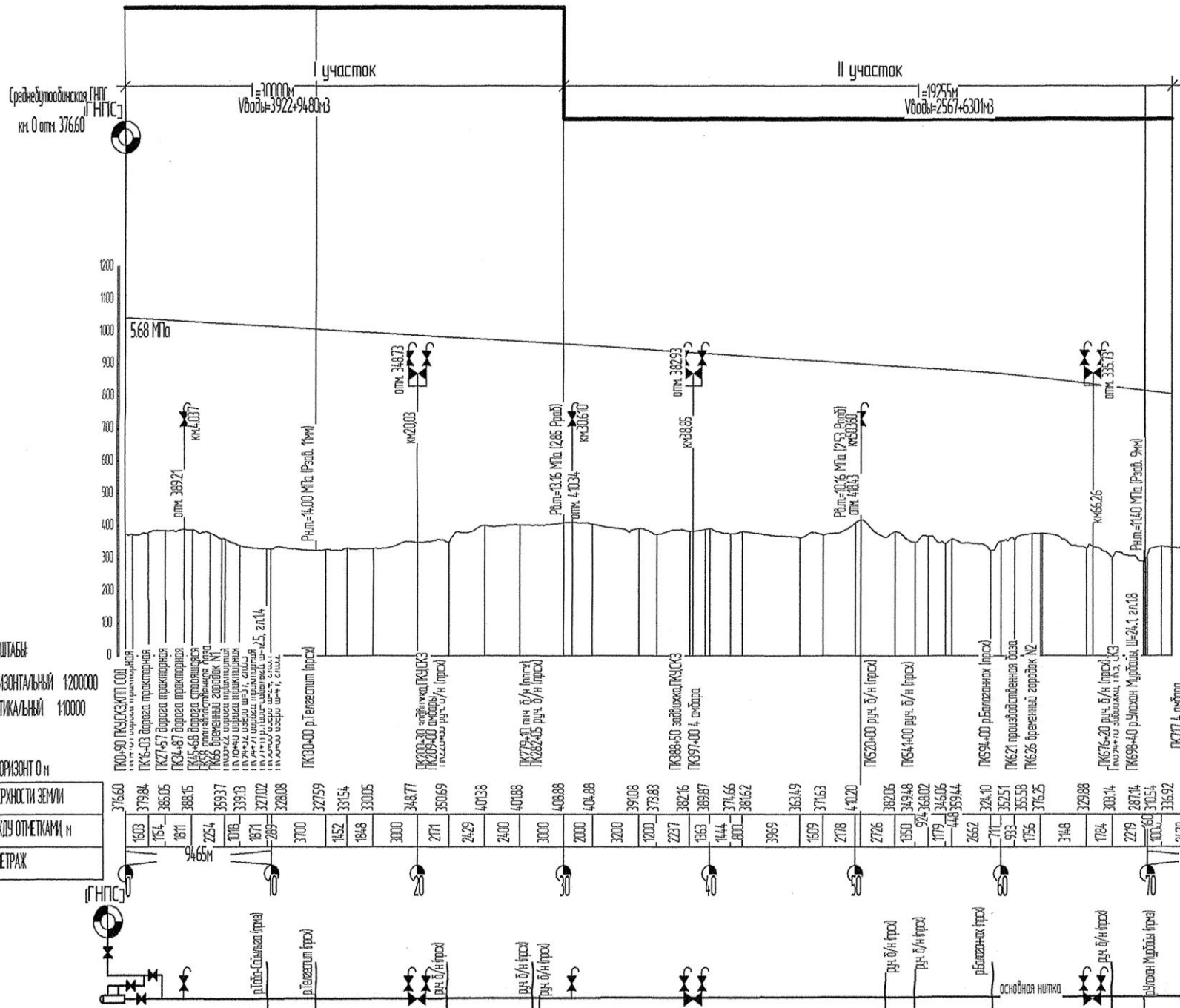
34. РД-16.01-74.20.00-КТН-058-1-05 «Магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан (ВСТО)». Специальные нормы проектирования и строительства»
35. РД -23.040.00-КТН-110-07 «Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования»
36. РД -91.020.00-КТН-149-06 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС»
37. РД-93.010.00-КТН-114-114-07 «Магистральные нефтепроводы. Правила производства и приемки строительно-монтажных работ»
38. РД 102-011-89 «Охрана труда. Организационно-методические документы»
39. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»
40. ОР-19.020.00-КТН-017-08 «Регламент по очистке, гидроиспытанию и профилометрии нефтепровода ВСТО после завершения строительно-монтажных работ»
41. МР 2.2.3.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»
42. ППБ 01-2003 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»
43. Л.А. Бабин, Л.И. Быков, В.Я. Волохов. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов./ М., Недра, 1979.- 287 с.
44. Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, А.Е. Лаврентьев. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учебное пособие/ С.-П., Недра, 2006г.-824 с., ил.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Условные обозначения :

- - ГНПС ;
- - ПСП ;
- ⊙ - Существующий порт или причал ;
- ⌘ - Электроприводная задвижка ;
- - Граница заповедника .



КАТЕГОРИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА ТРУБ

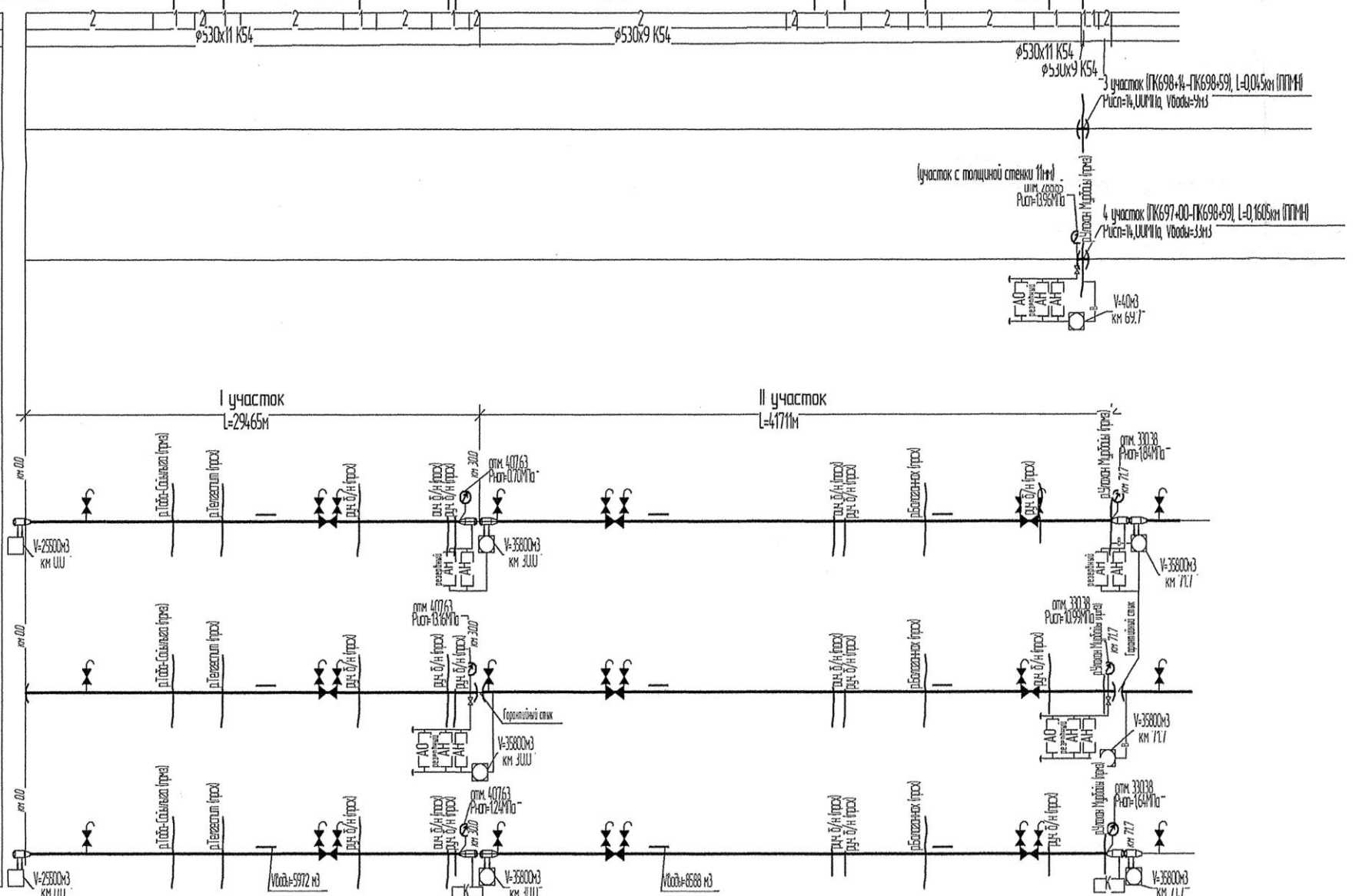
УЧАСТКИ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ I ЭТАП
(на обкаточной площадке)

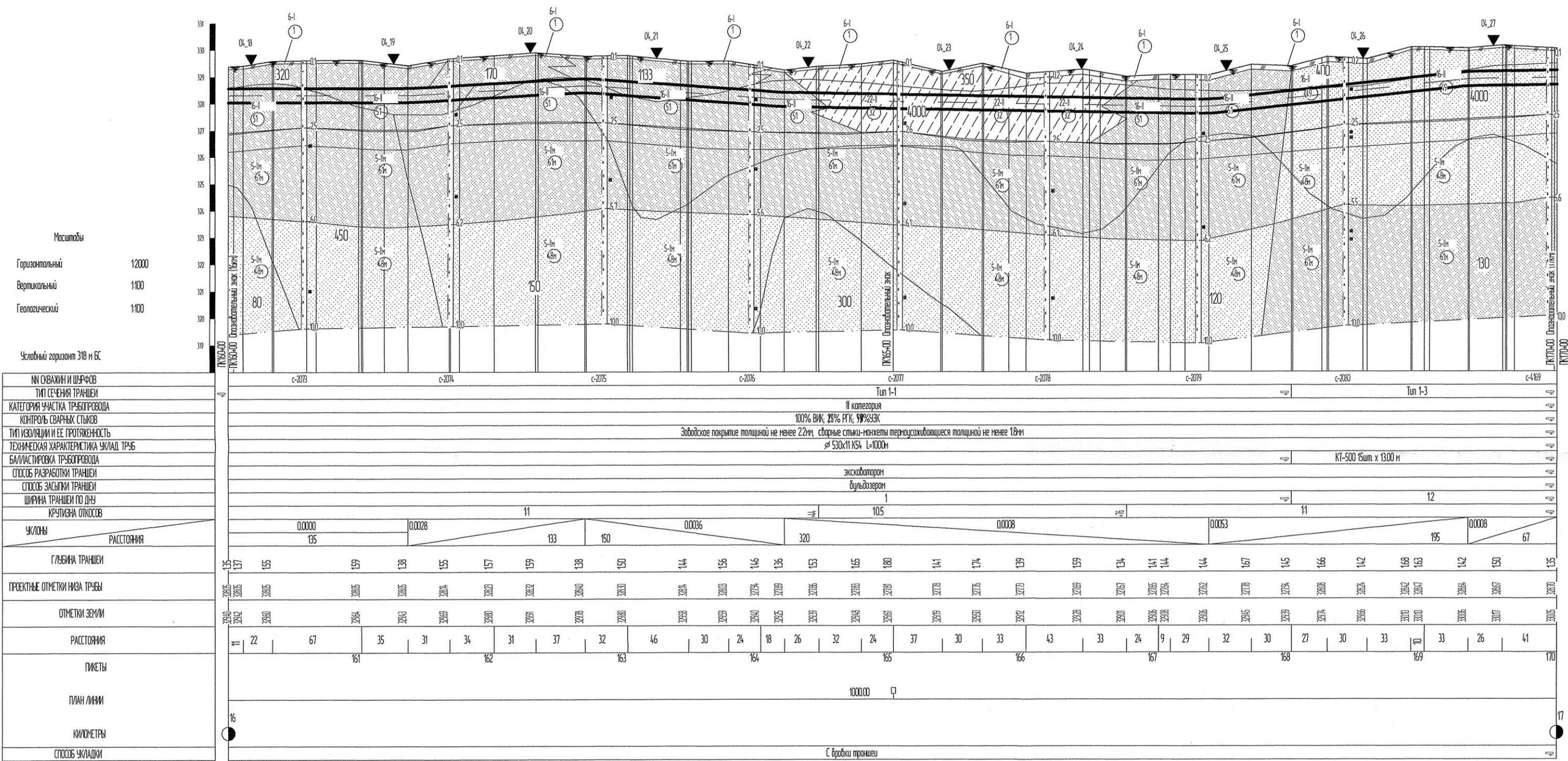
УЧАСТКИ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

УЧАСТКИ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ

УЧАСТКИ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ II ЭТАП

УЧАСТКИ ОПОРОЖНЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА





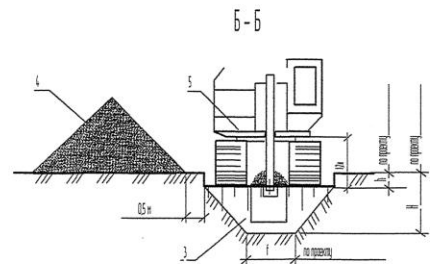
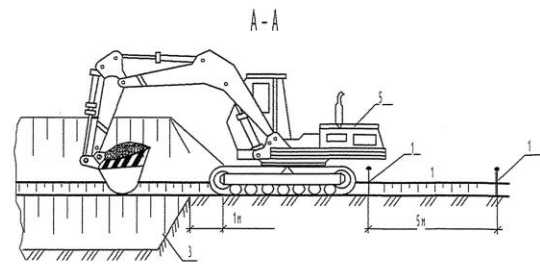
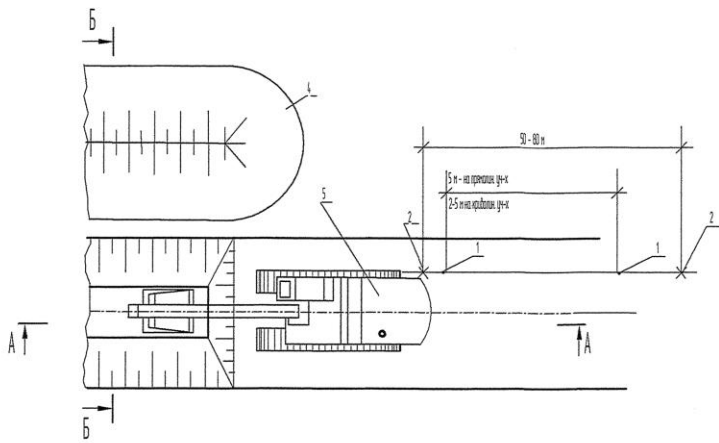
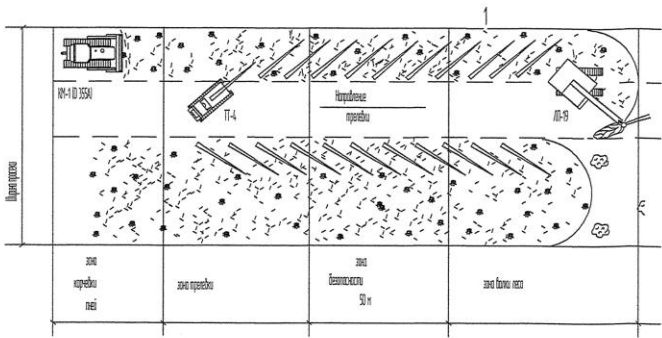


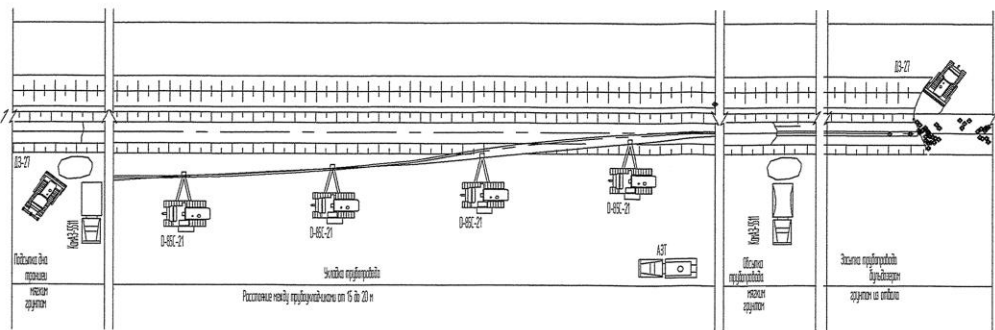
Схема организации работ по рытью траншеи для укладки труб. 1 - котлован, 2 - дренаж, 3 - дренажные трубы, 4 - отвал навозных отходов, 5 - экскаватор. Н - ширина траншеи, а - ширина траншеи по дну, б - высота насыпи.

ПОТРЕБНОСТЬ В МАШИНАХ И МЕХАНИЗМАХ

Наименование	Тип, марка	Краткие характеристики	Количество
Экскаватор гидравлический	Б-350	Мощность 350 л.с.	1
Грузовик-самосвал	ГАЗ-3307	Мощность 120 л.с.	1

СОСТАВ БРИГАДЫ

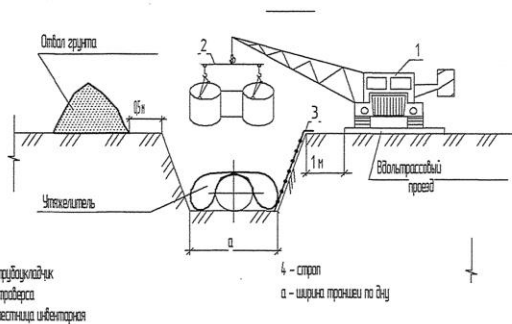
Профессия	Ремонт	Количество
Машинист экскаватора	6	3
Машинист самосвала	5	3
Землекоп	2	3
Машинист бульдозера	6	1
Итого		10



Условные обозначения

- пил, мелкие насыпи, подбитый лес
- разгрузочный пункт
- кустарники
- лесопильная машина
- электрогенератор

- экскаватор
- бульдозер
- экскаватор
- кран на автомобильном ходу
- трубоукладчик



Состав бригады по обслуживанию трубопровода

Профессия	Ремонт	Количество
Машинист трубопровода	6	2
Машинист экскаватора	6	1
Машинист самосвала	5	1
Машинист бульдозера	6	1
Землекоп		1
Машинист крана	4	1
Итого		10

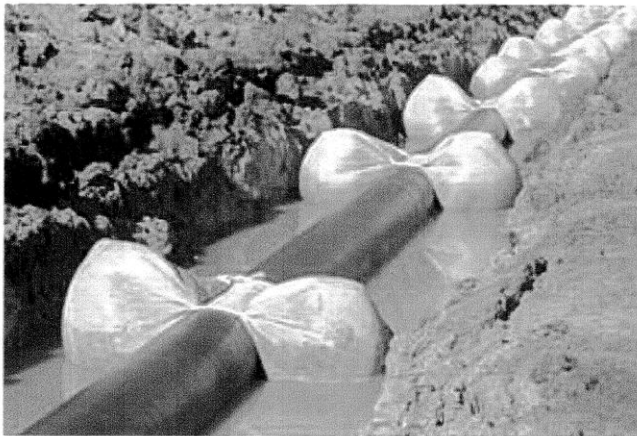
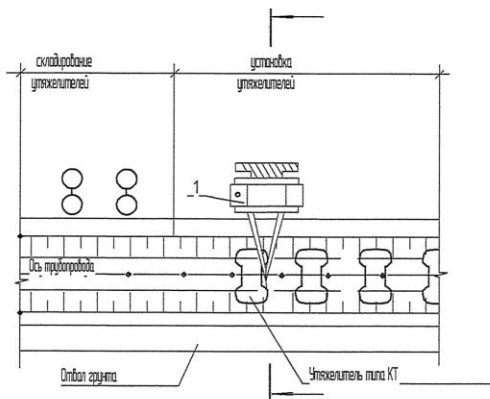


Схема организации и технологии работ по обслуживанию трубопровода



Потребность в машинах и механизмах при обслуживании трубопровода

Наименование	Тип, марка	Количество	Краткие характеристики
Трубоукладчик	Б-350	2	Г/л - 92 л, Г/л - 10 л
Экскаватор гидравлический	Б-350	1	Мощность 350 л.с.
Грузовик-самосвал	ГАЗ-3307	2	Мощность 120 л.с.
Машинист бульдозера	Б-350	1	Мощность 350 л.с.
Машинист крана	Б-350	1	Мощность 350 л.с.
Землекоп	Б-350	1	Мощность 350 л.с.