

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы	
Подготовка линейной части трубопроводной системы " [REDACTED] " к устойчивой работе в осенне-зимний период на участке МН 467-625 км	

УДК 622.692.4.004(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Т01	Шихирдин Р.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А. А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные знания для создания и обработки <i>новых</i> материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий машиностроительного производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные</i> задачи <i>инженерного анализа</i> , связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения
P4	Разрабатывать технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке машиностроительного производства
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания <i>новых</i> материалов в <i>сложных</i> и <i>неопределенных</i> условиях
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Универсальные компетенции</i>	
P7	Использовать <i>глубокие знания</i> по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	<i>Активно</i> владеть <i>иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

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



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Нефтегазовое дело» профиль Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

в форме

дипломной работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
32Т01	Шихирдин Р.А.

Тема работы

Подготовка линейной части трубопроводной системы " [REDACTED] [REDACTED] " к устойчивой работе в осенне-зимний период на участке МН 467- 625 км	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.04.2016 №2615/С

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический

Технологическая схема участка.
Ситуационный план участка.
Технический отчёт дефектоскопического контроля.
Научно-техническая литература.

анализ и т. д.).	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	условия работы; техническая характеристика МН; внутритрубная диагностика; анализ существующих технологий; разработка плана производства работ; гидроиспытания трубы для «катушки»; алгоритм расчета толщины стенки «катушки»; мероприятия по безопасному проведению работ; расчет финансовых потерь. Экология и промышленная безопасность.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Вазим А.А.
Социальная ответственность	Доцент Гуляев М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент;

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Шихирдин Р.А.		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
ИЛ	- измерительная линия
ИТ	- информационные технологии
КП	- контрольный пункт
КППСОД	- камера приема пуска средств очистки и диагностики
ЛПДС	- линейная производственно-диспетчерская станция
ЛЭП	- линия электропередачи
МА	- магистральный агрегат
МН	- магистральный нефтепровод
НБ	- нефтебаза
НПС	- нефтеперекачивающая станция
ПА	- подпорный агрегат
ПКУ	- пункт контроля и управления
РД	- регулятор давления
РНУ	- районное нефтепроводное управление
САР	- система автоматического регулирования
СОУ	- система обнаружения утечек
ТМ	- телемеханика
ФГУ	- фильтр-грязеуловитель

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 91 с., 10 рис., 8 табл., 20 источников, 3 прил.

Ключевые слова: капитальный ремонта, нефтепровод, безопасность, экология, конструкция.

Цель работы - подготовка линейной части трубопроводной системы " [REDACTED] " к устойчивой работе в осенне-зимний период на участке МН 467-625 км. Объект - технология подготовки линейной части трубопроводной системы.

Объект: технология подготовки линейной части трубопроводной системы.

Предмет исследования: организация строительных работ при подготовке линейной части трубопроводной системы " [REDACTED] " к устойчивой работе в осенне-зимний период на участке МН 467-625 км

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

В результате исследования был произведен расчет капитального ремонта магистрального нефтепровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж трубопровода, сварочно-монтажные работы стального трубопровода и т.д.

Степень внедрения: полученные результаты используются для мониторинга эффективности проведения работ по подготовке линейной части трубопроводной системы к устойчивой работе в осенне-зимний период.

Экономическая эффективность работы выражена в экономическом обосновании ремонтных работ.

В будущем планируется применить предложенные мероприятия на практике.

ABSTRACT

Graduation thesis 91 pages, 10 figures, 8 tables, 20 references, 3 applications.

Keywords: capital repairs, oil pipeline, safety, environment, design.

Purpose – preparation of the linear part of the pipeline system "██████████" for stable operation in autumn-winter period on a plot of MN 467-625 km. Object – technology training of the linear part of the pipeline in system.

The object: the technology of preparation of the linear part of the pipeline in system.

Subject of research: organization of construction works during the preparation of the linear part of the pipeline in system "██████████" for stable operation in autumn-winter period on a plot of MN 467-625 km. In the process of research was conducted hydraulic calculations, calculation of pipe wall thickness, based on strength and stability. Examines the questions of development of trenches, laying, installation of the pipeline, conducting hydraulic tests. Given events on labor protection and building safety, environmental, technical and economic part.

The study was the calculation of capital repairs of the oil pipeline. The basic constructive, technological and technical performance: technology and organization of implementation of works, preparatory work, excavation, piping, welding and Assembly work of steel tubing, etc.

Level of implementation: there are used to monitor the effectiveness of the work on the preparation of the linear part of the pipeline system for stable operation in autumn-winter period.

Economic efficiency expressed in the economic justification of repairs. In the future replants apply the proposed measures in practice.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	11
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	15
2.1 Общие сведения о трубопроводной системе.....	15
2.2. Краткая информация о структуре организации и управления деятельностью подразделения	18
.....	21
2.3 Общая характеристика мероприятий по подготовке линейной части магистрального нефтепровода к осенне-зимнему периоду	22
3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	29
3.1 Организационные мероприятия.....	29
3.2 Подготовительные работы	31
3.3 Земляные работы	33
3.4Подъем и укладка нефтепроводов	37
3.5 Очистка наружной поверхности нефтепровода	40
3.6 Сварочные работы.....	40
3.7 Испытание отремонтированного участка МН.....	43
3.8 Порядок сдачи и ввод отремонтированного участка в эксплуатацию ...	45
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	47
4.1 Расчет толщины стенки нефтепровода	47
4.2 Выбор толщины стенки трубы.....	48
4.3 Гидравлический расчет нефтепровода.....	49
4.4 Расчет и программирование ЭВМ	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	8
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	9

ВВЕДЕНИЕ

Поддержание механотехнологического оборудования нефтеперекачивающих станций и линейной части в работоспособном состоянии для обеспечения безопасной, надежной и эффективной работы магистральных нефтепроводов является основной задачей ответственных лиц и подразделений линейной службы.

Подготовка объектов магистральных трубопроводов к устойчивой работе в осенне-зимний период проводится ежегодно с 01 апреля по 30 августа. Для решения оперативных вопросов, связанных с выполнением сезонных мероприятий по подготовке объектов трубопроводного транспорта к устойчивой работе в осенне-зимний период в ОАО «АК «Транснефть», ОСТ, их филиалах и структурных подразделениях приказом назначается рабочая группа под руководством первого заместителя руководителя предприятия. В состав рабочей группы включаются руководители отделов и служб: эксплуатации, товарно-транспортного, производственного, главного механика, главного энергетика, автоматизированных систем управления, промышленной, пожарной безопасности, охраны труда и экологической безопасности.

Обеспечение надежной и безотказной работы крупных транспортных систем, к которым относятся МН, представляет задачу государственной важности, при решении которой значительное место отводится вопросам подготовки линейной части МН к осенне-зимнему периоду.

Исходя из вышесказанного, целью работы является подготовка линейной части трубопроводной системы " [REDACTED] " к устойчивой работе в осенне-зимний период на участке МН 467-625 км

Объект: технология подготовки линейной части трубопроводной системы.

Предмет исследования: организация строительных работ при подготовке линейной части трубопроводной системы " [REDACTED] "

■" к устойчивой работе в осенне-зимний период на участке МН
467-625 км

Практическая значимость результатов работы заключается в возможности использования материалов дипломной работы в практической деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Надежность МН имеет очень большое значение в обеспечении непрерывного функционирования большинства отраслей народного хозяйства, поэтому необходимо, выявить и устранить дефекты до того как МН разрушится, а особенно важно подготовить МН к устойчивой работе в осенне-зимний период. Это объясняется трудностью устранения неполадок, учитывая специфику климатических условий нашей страны. К сожалению, как показывают статистические данные, на нефтепроводах нередко имеют место различные отказы. Отказы происходят, в основном, из-за коррозионного износа и старения МН, несовершенства проектных решений, заводского дефекта труб, брака строительно-монтажных и ремонтных работ, по вине производственного персонала и по другим причинам. Отказы на МН, связанные с разрывом стенок труб, происходят относительно редко, но могут наносить огромный ущерб, связанный с загрязнением окружающей среды, возможными взрывами и пожарами, человеческими жертвами, нарушением снабжения нефтью, газом и нефтепродуктами потребителей. Поэтому сохранение работоспособности линейной части МН является одной из основных проблем нефтепроводного транспорта. В этом плане большое значение имеет своевременное и качественное проведение профилактических мероприятий, направленных на сохранение, восстановление и повышение несущей способности линейной части МН.

В настоящее время для обеспечения надежной работы МН, имеющего участки с уменьшенной несущей способностью относительно проектной, применяют ряд способов: перекачку продукта производят при давлении ниже проектного, на отдельных участках или по всей длине МН прокладывают лупинги, производят ремонт стенок МН путем заправки коррозионных язв, приваркой ремонтных конструкций. Если коррозионный износ превышает предельную величину, то трубы или их участки вырезают и заменяют на новые. Иногда нефтепровод полностью демонтируют, производят тщательную отбраковку с целью выявления качественных труб и повторного

их использования. Эти методы требуют больших затрат, связанных с остановкой перекачки, опорожнением нефтепровода, выходом перекачиваемого продукта на землю и значительной его потерей. Возросшие требования к охране окружающей среды и к методам безопасного ведения ремонтных работ делают эту проблему особенно актуальной. Известным и широко апробированным методом повышения надежности МН является гидравлическое испытание повышенным давлением. Линейная часть и лупинги должны подвергаться циклическому гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность. При этом, количество циклов должно быть не менее трех, а величины испытательного давления в каждом цикле должны изменяться от давления, вызывающего в металле трубы напряжение 0,9–0,75 предела текучести. Участок МН, выдержавший испытательное давление, считается пригодным к дальнейшей эксплуатации. Однако сроки последующей эксплуатации или переиспытаний назначаются, в основном, экспертным путем без учета фактического состояния металла и реальных условий эксплуатации.

Испытания нефтепроводов следует рассматривать как метод активной диагностики и обеспечения фактического запаса прочности, равного $1,1 \dots 1,5$. При определенных условиях эти запасы прочности могут обеспечивать безопасность нефтепроводов. Однако действующие в настоящее время нормативные документы (НД) не дают ответа на основной вопрос количественного установления безопасного срока службы МН, испытанных при конкретно заданных режимах.

Недостаточное совершенство НД по нормированию остаточного ресурса нефтепровода объясняется тем, что они базируются, в основном, на критериях статической прочности бездефектного металла. Между тем, при эксплуатации в металле труб происходят необратимые повреждения, снижающие ресурс нефтепроводов. Процессы накопления повреждений в металле усиливаются в зонах концентрации напряжений (дефектах).

Следует отметить, что в ряде случаев диагностическая информация, необходимая для количественной оценки остаточного ресурса МН, является недостаточной или необъективной. В этом случае целесообразно использовать априорную информацию. В последнее время в литературе появилось достаточно большое количество научно-технических работ, посвященных оценке остаточного ресурса нефтепровода. Это, очевидно, объясняется возрастным составом МН и повышением требований к экологической безопасности объектов нефтепроводного транспорта.

Развитие на Севере нефтяной и газовой промышленности, транспортных нефтепроводов, изготовление землеройных механизмов для работы в зонах с низкими температурами, а также химическая промышленность, нуждаются в хладостойкой листовой стали. Использование таких сталей делает конструкции надежней, расход материала уменьшается, а следовательно экономятся и денежные средства. На Томской железной дороге установили, что в январе – феврале месяце по сравнению с июлем – сентябрем выход рельс из строя по трещинам возрастал в 7–15 раз. Так как температуры от –30 до –50 градусов встречаются на большей территории России, то проблема использования и изготовления подходящих сталей очень актуальна и важна. Для большинства металлов способность к пластической деформации в значительной степени зависит от температуры. С понижением температуры эта способность для большинства металлов и сплавов уменьшается. При критических температурах резко возрастает сопротивление сдвигу, металл переходит в хрупкое состояние и разрушается без признаков пластической деформации. Сопротивление такому разрушению называется хрупкой прочностью, а свойство металлов хрупко разрушаться со снижением температуры называется хладноломкостью. Обратное понятие хладноломкости – хладнотойкость. Результаты исследований показали, что металлы с объемно-центрированной кубической решеткой (железо, хром, вольфрам), а также некоторые металлы с гексагональной решеткой (титан, цинк, кадмий) при снижении температуры

быстро охрупчиваются. У металлов с более плотно упакованной решеткой гранецентрированного куба (медь, никель, алюминий, магний, свинец) с понижением температуры вязкость сохраняется, а иногда даже повышается. Подобные закономерности имеют и многокомпонентные сплавы, имеющие соответствующие кристаллические решетки. Явление охрупчивания с точки зрения природы кристаллических решеток объясняется отсутствием плоскостей скольжения у металлов с объемно-центрированной кубической и гексагональной решеткой.

Общие вопросы применения вероятностных методов к анализу надёжности ресурса строительных конструкций и сооружений получили развитие на основе трудов В.В. Болотина, А.Р.Ржаницына, Г.Аугусти, А.Баратти, Ф.Кашиати.

Проблемы расчёта оболочек с геометрическими нарушениями рассмотрены в работах Х.М. Муштари, А.П. Гайдученко, А.Ф. Деменкова, В.С. Гудрамовича.

Развитие науки о механике разрушения, в частности, в работах отечественных учёных В.В. Болотина, Н.А. Махутова, Г.П. Черепанова, В.З. Партон послужило основой для исследований поведения оболочек, в том числе цилиндрических, с дефектами стенок, что отразилось в большом количестве работ, основополагающими из которых являются работы Секлера Е.Е., Вильямса М.Л., Фолиаса Е.С., Копли Л.Г., Сандерса Ж.Л., Дункана М.Е., а из отечественных работ В.В. Панасюка, М.П. Саврука, А.П. Дацышина, И.В. Орыняка и др.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Общие сведения о трубопроводной системе

Трубопроводная система [REDACTED] строилась для транспортировки нефти на российский Дальний Восток и на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Система технологически соединена с существующими магистральными трубопроводами Транснефти и позволила создать единую сеть, обеспечивающую оперативное распределение потоков нефти по территории России в западном и восточном направлениях.

Проект строительства трубопроводной системы [REDACTED] разработан в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 31.12.2004 № 1737-р поддержано предложение Минпромэнерго России и ОАО АК Транснефть о реализации проекта строительства трубопроводной системы [REDACTED].

Приказом Минпромэнерго России от 26.04.2005 № 91 определены два этапа реализации Проекта. Распоряжением Правительства РФ от 27.02.2008 № 27 определен конечный пункт [REDACTED] — Спецморнефтепорт в бухте Козьмино на побережье Тихого океана.

Во исполнение поручения Президента Российской Федерации В.В. Путина от 10.08.2007г. № Пр-1465 ОАО АК Транснефть выдано ОАО Гипротрубопровод задание на разработку Декларации о намерениях (ДОН) строительства и Технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта.

Основными районами Западной Сибири, обеспечивающими ресурсную базу [REDACTED], являются Томская область и Ханты-Мансийский округ. Намечается использование месторождений Иркутской области и Республики Саха (Якутия) – Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского, Среднеботуобинского, Верхнечонского, Ярактинского, Талаканского.

Пропускная способность ████████ – 80 млн тонн нефти в год. Протяженность трассы свыше 4 700 километров, конечным пунктом которой является новый специализированный морской нефтеналивной порт в бухте Козьмино в Приморском крае.

Новая трубопроводная система создана с учетом самых лучших достижений в проектировании, строительстве и эксплуатации нефтепроводов и обладает высоким уровнем надежности и минимальным воздействием на окружающую среду.

Большая протяженность и сложность прохождения трассы – скальные и песчаные породы, болота, тайга, зоны вечной мерзлоты, сейсмичность, значительное количество водных препятствий, низкие температуры зимой и т.д. – потребовали применения особых технических решений.

Проектом заложен комплекс таких технических и природоохранных мероприятий, которые свели к минимуму возможное негативное влияние на окружающую среду. В их числе:

- комплексное решение проблемы очистки хозяйственных и бытовых стоков, препятствующее загрязнению водных объектов;

- высокоэффективные способы утилизации отходов, направленные на минимизацию загрязнения почв, грунтов и подземных водных источников;

- передовые методы рекультивации нарушенных земель, способствующие сохранению и восстановлению природного слоя почвы;

- организация службы наблюдения за изменением состояния трубопровода и местности вдоль трассы (технический мониторинг);

- использование труб особого класса прочности и повышенной эксплуатационной надежности с особыми показателями химического состава, структуры металла, ударной вязкости, стойкости к растрескиванию, требованиями к сварным швам;

- расстановка задвижек на малых реках, пересекаемых трубопроводом: сокращение расстояния между отсекающими задвижками против нормируемого;

установка датчиков системы обнаружения утечек нефти с интеграцией ее в общую схему автоматизации и управления трубопроводом;

использование на участках максимального приближения к рекам и водохранилищам труб с толщиной стенок 16-24 мм, а на подводных переходах – 22-27 мм;

широкое применение средств автоматики, телемеханики, информатики и связи;

создание аварийно-спасательных подразделений на всем протяжении трассы и соответствующей инфраструктуры для оперативного реагирования в случае гипотетических чрезвычайных ситуаций:

строительная непрерывная система профессиональной подготовки персонала.

Строящийся трубопровод подвергался 100% контролю сварных стыков радиографическим методом. В местах соединения швов приварки арматуры и захлестов дополнительно применялся контроль ультразвуковым методом.

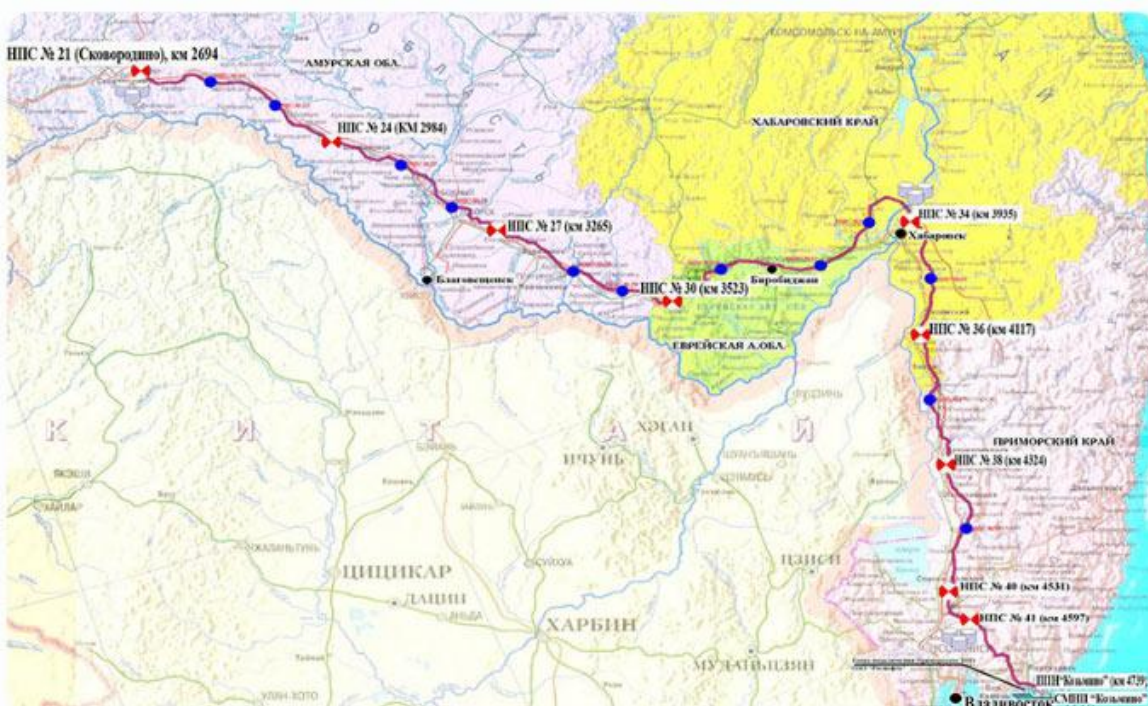


Рис. 2.1 – Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО)

Также в объекты строительства второй очереди ТС ВСТО входит:

внешнее электроснабжение НПС:

общая протяженность линий сетей внешнего электроснабжения составляет более 471 км.

система связи:

оптико-волоконная связь (ВОЛС) протяженностью более 2230 км.

Прокладка линии ВОЛС осуществлялась параллельно следованию линейной части нефтепровода.

2.2. Краткая информация о структуре организации и управления деятельностью подразделения

ЛАЭС «Усть-Кут» является структурной единицей нефтеперекачивающей станции (НПС) № 8 филиала «Ленское районное нефтепроводное управление» ООО «Транснефть-Восток» ОАО «АК Транснефть».

Основными задачами участка являются: выполнение плановых работ и необходимого комплекса профилактических мероприятий, обеспечивающих надёжную и безопасную эксплуатацию, сохранность и работоспособность оборудования и сооружений линейной части (ЛЧ) магистрального нефтепровода и технологических нефтепроводов нефтеперекачивающей станции на участке ТС «XXXXXXXXXX» с 467 по 625 км; обеспечение бесперебойной эксплуатации объектов энергообеспечения и средств электрохимзащиты (ЭХЗ) на линейной части, разработка и выполнение мероприятий по предупреждению отказов и аварий электрооборудования и электросетей, контроль их выполнения; обеспечение бесперебойной эксплуатации оборудования систем линейной телемеханики, выявление и устранение повреждений и отказов; организация и проведение технического обслуживания, диагностического обследования и ремонта указанных объектов, своевременное формирование заявок на выполнение работ на линейной части и технологических нефтепроводах НПС подразделениями Ленского РНУ, ЦРЭС и подрядными организациями; подготовка участков магистрального и технологического нефтепроводов, оборудования и

сооружений ЛЧ и НПС к проведению ремонтных работ, обеспечение качества выполнения ремонтных работ, их приёмка по окончании выполнения; разработка перспективных и текущих планов работ участка и отчётность по их выполнению; плановое и аварийное обследование трассы нефтепроводов; участие в ликвидации аварий.

В соответствии с основными задачами на участок возложены следующие функции:

- техническое обслуживание ЛЧ МН, вдоль трассовых высоковольтных линий электропередач, установок электрохимической защиты нефтепроводов, систем телемеханики на ЛЧ, технологических и вспомогательных трубопроводов ЛАЭС;

- разработка и осуществление мероприятий по подготовке нефтепроводов к работе в осенне-зимний и паводковый периоды;

- систематическое плановое патрулирование и обследование объектов ЛЧ согласно утверждённым действующим регламентам и графикам, своевременное выявление отказов на объектах ЛЧ, технологических нефтепроводах, других нарушений в охранной зоне;

- проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с отработкой планов аварийных обследований нефтепроводов и локализации возможных аварийных разливов с целью проверки готовности персонала и техники к выполнению возложенных на ЛАЭС задач;

- выполнение технического обслуживания и ремонта оборудования на закреплённом участке ЛЧ;

- выполнение технического обслуживания и ремонта технологических и вспомогательных трубопроводов ЛАЭС;

- выполнение работ по очистке внутренней полости магистрального трубопровода, обеспечение проведения внутритрубной диагностики на ЛЧ и диагностического обследования технологических и вспомогательных нефтепроводов ЛАЭС;

- выполнение работ по подготовке участков трубопроводов к проведению ремонтных работ;
- оформление и ведение в установленном порядке технической документации;
- участие в ликвидации аварий, отказов и последствий аварий на ЛЧ МН;
- проведение мероприятий по устранению последствий аварий на ЛЧ МН;
- проведение периодического контроля работы вдоль трассовых линий электропередач (ВЛ), установок ЭХЗ и линейного электрооборудования с выездом на трассу и по данным линейной телемеханики;
- проведение технического обслуживания ВЛ, установок ЭХЗ и линейного электрооборудования по графику, а также осуществление контроля за проведением текущего ремонта и капитального ремонта, выполняемого подрядными организациями;
- проведение пуска и опробования установок ЭХЗ после окончания ремонтных и строительных работ;
- организация и непосредственное участие в сезонных и внеплановых электрометрических измерениях на МН и коммуникациях НПС, анализ результатов этих измерений;
- обеспечение безопасной эксплуатации, своевременного ремонта и испытаний средств защиты от коррозии подземных коммуникаций;
- составление графиков плановых ремонтов средств ЭХЗ;
- ведение ремонтной документации на все виды оборудования с указанием проведенных видов технического обслуживания и конкретного перечня выполненных работ;
- осуществление контроля качества и объемов выполнения работ, ведение исполнительной документации по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ и ЭХЗ, выполняемых силами сторонних организаций;

- проведение проверки работоспособности и технического обслуживания оборудования линейной телемеханики в соответствии с утверждёнными графиками, планами работ и требованиями нормативной и технической документации;
- определение причин повреждений и отказов оборудования телемеханики и их устранение;
- оформление документов на списание оборудования, инструментов и материалов;
- обеспечение технического обслуживания и ремонта закрепленных за участком автотранспорта, спецтехники, оборудования, приспособлений, зданий и сооружений;
- оформление и ведение в установленном порядке технической документации, своевременная и качественная подготовка и предоставление необходимых отчётов, сведений, информации;
- подготовка перспективных и текущих планов работ участка и составление отчётности по их выполнению;
- проведение занятий с персоналом ЛАЭС по вопросам совершенствования методов работы, повышения квалификации, участие в аттестации и проверке знаний правил и инструкций у работников участка в соответствии с установленными требованиями по их проведению;
- осуществление экспериментальной отработки и внедрения новых технологий, технических средств и приспособлений, предназначенных для специальных видов работ по предупреждению и ликвидации аварий на ЛЧ МН и технологических трубопроводах.

2.3 Общая характеристика мероприятий по подготовке линейной части магистрального нефтепровода к осенне-зимнему периоду

На объектах линейной части основной объем работ по подготовке включает сезонное обслуживание запорной арматуры с проверкой готовности задвижек к безотказной работе в условиях сибирской зимы.

Проверку проходят системы автоматики нефтеперекачивающих станций, системы теплоснабжения зданий и сооружений, оборудование котельных и тепловых сетей. Проводятся регламентные работы на вдольтрассовых ЛЭП 6-10 киловольт, а также подготовка резервуарных парков НПС, опробование системы обнаружения утечек нефти, обследование готовности к зимней работе защитных сооружений. Проверяется готовность технических средств и персонала к локализации и ликвидации возможных аварий.

В рамках данной работы осветить подробно полный механизм подготовки линейной части магистрального нефтепровода к осенне-зимнему периоду не предоставляется возможным, поэтому нами будет рассмотрена подготовка нефтепровода, включающая диагностику дефектов и работы по их устранению.

Под диагностикой понимается получение и обработка информации о состоянии технических систем в целях обнаружения их неисправностей, выявления тех элементов, ненормальное функционирование которых привело (или может привести) к возникновению неисправностей.

С технологической точки зрения техническая диагностика нефтепроводов включает в себя:

- 1) обнаружение дефектов на нефтепроводе;
- 2) проверку изменения проектного положения нефтепровода, его деформаций и напряженного состояния;

3) оценку коррозионного состояния и защищенности нефтепроводов от коррозии;

4) контроль за технологическими параметрами транспортируемой среды;

5) оценку теплового воздействия нефтепроводов на вечную мерзлоту, влияние нефтепроводов на гидрологию трассы, учет результатов экологического и технологического мониторинга;

6) оценку результатов испытаний и диагностики нефтепроводов, целесообразность проведения новых испытаний и повторной диагностики;

7) интегральную оценку работоспособности нефтепроводов, прогнозирование сроков службы и остаточного ресурса нефтепровода.

Дефекты линейной части магистральных нефтепроводов подразделяются по виду:

- дефекты изоляционных покрытий;
- дефекты трубы;
- дефекты, связанные с изменением проектного положения нефтепровода, его деформаций и напряженного состояния.

Дефекты трубы по степени опасности классифицируются по двум категориям:

- дефекты подлежащие ремонту;
- дефекты первоочередного ремонта.

По назначению диагностирование можно разделить на текущее и прогнозное. При текущем диагностировании определяют состояние нефтепровода в какой-то определенный момент времени функционирования. Цель текущего диагностирования – определение правильности и возможности выполнения объектом определенных функции до следующего диагностического воздействия. При прогнозном диагностировании необходимо получить исходные данные для прогнозирования неисправностей, которые могут возникнуть при работе. Поэтому прогнозное диагностирование всегда выполняют в большем объеме, чем текущее.

Функциональное диагностирование дает возможность на работающем нефтепроводе выявить нарушения правильности функционирования отдельных узлов и немедленно реагировать путем включения резерва, повторного выполнения операций, перехода на другой режим и т.п. Функциональное диагностирование во многих случаях обеспечивает нормальное или частичное выполнение нефтепроводом возложенных на него функций даже при наличии неисправности в нем. Недостаток функционального диагностирования в том, что оно выявляет правильность функционирования только в данный момент и только в данном режиме. При этом могут быть не выявлены неисправности, мешающие работе в другом режиме.

Тестовое диагностирование дает возможность получить полную информацию о техническом состоянии МН, дать оценку его работоспособности и исправности, однако его применение возможно только при проведении профилактики или ремонте объекта.

Комбинированное диагностирование представляет собой сочетание функционального и тестового и дает наиболее точное представление о техническом состоянии объекта как при эксплуатации, так и ремонте. При комбинированном диагностировании проверяют не только правильность функционирования, но и исправность и работоспособность объекта.

И тестовые, и функциональные методы применяют при текущем диагностировании, например, при температурном контроле за режимом металла. Для прогнозного диагностирования используют тестовые методы, например: осмотры, проверки, испытания и исследования в период ремонта объекта. Следует отметить, что для получения правильного прогноза, кроме данных диагностирования, следует учитывать ретроспективные данные.

По режиму работы методы диагностирования можно разделить на постоянно действующие (непрерывные), периодически действующие и разовые. Постоянно действующие методы характеризуются постоянным контролем за выбранными параметрами в процессе работы объекта, поэтому

этими методами выполняется только функциональное диагностирование. При периодически действующих методах контроль рабочих параметров при функциональном или тестовом диагностировании осуществляется через определенные, строго повторяющиеся промежутки времени, определенные производственными инструкциями. Разовые методы применяют только при необходимости получения дополнительной информации, когда информация от постоянного и периодического контроля недостаточна.

Неавтоматизированное диагностирование отдельных элементов нефтепроводов, основанное на правилах эксплуатации, инструкциях, на интуиции обслуживающего персонала, существует и функционирует давно, например: проверка механической прочности элементов оборудования, дефектоскопия и др.

В настоящее время разработано значительное число методов технического диагностирования.

По степени автоматизации методы диагностирования можно разделить на автоматические, автоматизированные, ручные. Автоматические обеспечивают диагностирование, включая и выдачу заключения, без участия человека. В этих случаях автоматически реализуется весь алгоритм технического диагностирования, задающий совокупность элементарных проверок, последовательность их реализации, правила обработки и анализа информации. При решении задач диагностирования автоматизированными методами человек не исключается из процесса диагностирования – он реализует часть алгоритма, например, обработку или анализ результатов элементарных проверок, контроль за выдерживанием параметров работающего энергоблока, когда средства контроля только дают информацию об отклонении параметров от заданных, а анализ информации и поиск дефекта должен выполнять оперативный персонал. К таким методам относят, например, виброакустический, предусматривающий диалог «человек – машина». При ручном методе диагностирования весь алгоритм технического диагностирования выполняет человек.

Накопленную и постоянно поступающую информацию о состоянии эксплуатируемого оборудования следует систематизировать. Информация должна характеризовать такие параметры, которые в максимальной мере определяют состояние диагностируемых элементов.

Средства технической диагностики можно использовать как во время ремонтов для проверки его качества, так и в оперативном режиме, они, выполняя роль предвестников отказа, позволяют более эффективно использовать необходимое оборудование и сократить потери.

Необходимо совмещать анализ, причины появления дефектов с контролем технологических режимов эксплуатации и другими компонентами, нарушение которых приводит к дефектам.

Для оценки технического состояния МН необходимо провести следующие мероприятия:

- выявить наиболее опасные участки в отношении:
 - а) внешней коррозии;
 - б) внутренней коррозии;
 - в) напряженного состояния;
- осуществить ревизию наиболее опасных участков нефтепровода;
- осуществить ревизию запорной арматуры, установок электрохимзащиты (ЭХЗ), защитных противопожарных средств, линий технологической связи, сооружений линейной производственно–диспетчерской службы;
- провести испытания на прочность и проверку их на герметичность в соответствии с [5];
- принять решение по отбраковке труб и деталей и ремонту МН.

Выявленные наиболее опасные участки нефтепровода подвергаются ревизии. Для этого производят: шурфование, осмотр нефтепровода, контроль изоляционного покрытия, толщины стенки трубы и качества сварных швов принятыми способами контроля.

Обнаруженные неисправности заносятся в рабочие журналы и оформляются в виде сводных таблиц и актов.

По результатам ревизии опасных участков производят оценку технического состояния и отбраковку труб и деталей.

Критериями оценки технического состояния труб при их отбраковке является следующее:

- если в результате ревизии окажется, что толщина стенки не удовлетворяет расчету на прочность по [7];
- если в результате коррозии до планового срока капитального ремонта толщина стенки выйдет за пределы, допускаемые по расчету на прочность;
- если во время ревизии обнаружатся дефекты в стенке труб в виде сферических, цилиндрических язв, трещин, свищей, пробоин, вмятин, гофр, рисок, царапин, наличие которых по критериям [8], требует отбраковки и ремонта элемента МН;
- если механические свойства материала изменились и не удовлетворяют требованиям проекта;
- если при обследовании сварных швов обнаружены следующие дефекты, не подлежащие исправлению:
 - трещины длиной более 50 мм в сварном шве или околошовной зоне основного металла;
 - непровары размером более 10% толщины стенки.

На основе анализа данных проведенных обследований по указанным выше критериям оценки технического состояния нефтепровода технические службы эксплуатирующей организации осуществляют:

- уточнение местоположения дефектного участка;
- планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы МН;
- выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;

– разработку перспективного и текущего планов ремонта МН.

На магистральных нефтепроводах, проложенных по территории городов, населенных пунктов, ПС и нефтебаз, выполняются следующие виды капитального ремонта:

- с заменой труб;
- с заменой изоляционного покрытия с восстановлением или без восстановления стенки трубы;
- с заменой труб на участках МН, проложенных внутри защитного кожуха или футляра.

Ремонт с заменой труб производится следующими способами:

- путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка нефтепровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего (ввиду значительной опасности выполнения работ этот способ может применяться в виде исключения);
- путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка нефтепровода с последующим демонтажем заменяемого;
- путем демонтажа заменяемого нефтепровода и укладки вновь прокладываемого нефтепровода в прежнее проектное положение.

Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия производится:

- с подъемом нефтепровода в траншее;
- с подъемом и укладкой нефтепровода на лежки в траншее.

Капитальный ремонт участков МН, проложенных внутри защитного кожуха или футляра, выполняется следующими способами:

- с заменой дефектного участка нефтепровода перехода на новый внутри эксплуатируемого защитного кожуха (футляра);
- с полной заменой перехода (дефектного нефтепровода и кожуха (футляра) в старой траншее);

- путем строительства нового перехода параллельно действующему (при невозможности замены дефектного участка).

Выбор вида и способа капитального ремонта зависит от диаметра МН, технического состояния, конкретных условий его пролегания и других требований, предъявляемых к обеспечению безопасности и сохранности, а также технических условий сторонних и других организаций.

3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Организационно-техническая подготовка линейной части МН включает организационные мероприятия и подготовительные работы.

3.1 Организационные мероприятия

Организационные мероприятия, поэтапно выполняемые заказчиком:

- проведение комплексной диагностики технического состояния МН;
- определение участков, подлежащих ремонту на основании анализа результатов обследования технического состояния МН;
- составление перспективного и текущего планов ремонта МН;
- проведение изыскательских работ на участках, планируемых к ремонту;
- уточнение положения в плане вантузов, задвижек, сооружений и сетей в техническом коридоре по проектной и эксплуатационной документации;
- составление ведомости пересечений или приближений сооружений и сетей с указанием пикетов пересечений или приближений, глубины заложения, владельцев и других данных, имеющихся в документации и, при необходимости, уточнение на месте мест пересечений совместно с представителями владельцев коммуникаций;
- получение технических условий на проведение работ по ремонту от владельцев сооружений и сетей, пересекающих МН или проходящих в одном

техническом коридоре, местных органов власти и других заинтересованных организаций;

- разработка и утверждение задания на проектирование ремонта;
- выполнение проектных работ в соответствии с заданием, экспертиза и утверждение проекта в установленном порядке;
- оформление документов по отводу земель с согласованием условий рекультивации;
- определение субподрядной организации и заключение договора на выполнение капитального ремонта переходов через естественные и искусственные преграды;
- оформление финансирования;
- передача всей технической и проектной документации на капитальный ремонт РСУ или подрядной организации, с которой заключен договор.

При ремонте нефтепровода применяется одностадийное проектирование–рабочий проект. Рабочий проект разрабатывается проектной организацией с привлечением в необходимых случаях специализированных организаций. Все организации должны иметь соответствующую лицензию.

Рабочий проект должен состоять из следующих разделов:

- общая пояснительная записка;
- план и профиль ремонтируемого участка МН;
- расчет технологических параметров ремонтной колонны;
- проект организации строительства (ПОС);
- проект рекультивации земель;
- мероприятия по охране водоемов, почвы и атмосферного воздуха от загрязнений;
- сметная документация;
- рабочие чертежи.

В приложении к общей пояснительной записке рабочего проекта должны быть представлены копии технических условий на проведение работ

по ремонту от владельцев сооружений и сетей, пересекающих МН или проходящих в одном техническом коридоре, и других организаций.

Состав рабочего проекта может отличаться от приведенного выше, если это оговорено в договоре на проектирование или в особых условиях задания на проектирование.

Проект рекультивации земель должен определять порядок восстановления земель, предоставленных во временное пользование, для сельскохозяйственных, лесохозяйственных и других целей или предусматривать выполнение требований технических условий землевладельцев на проведение нарушенных земель в состояние, пригодное для их последующего использования, и соответствующих объемов работ.

Работы по ремонту МН выполняются согласно проекту производства работ (ПНР), который разрабатывается организацией, производящей ремонт (РСУ или сторонней организацией) и согласовывается заказчиком. ПНР в целом или отдельные его разделы могут быть разработаны подрядными организациями.

Исходными документами для разработки ПНР являются:

- задание на разработку ПНР;
- рабочий проект на капитальный ремонт;
- сведения о количестве и типах намечаемых к использованию ремонтных машин и механизмов, а также о рабочих кадрах по профессиям;
- материалы топографо–геодезических изысканий по трассе ремонтируемого нефтепровода;
- сведения об условиях использования существующих дорог;
- ведомость пересечений ремонтируемого участка МН с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями;
- сведения об условиях безопасного производства ремонтных работ.

3.2 Подготовительные работы

Подготовительные работы, выполняемые генеральным подрядчиком (РСУ или сторонней организацией), включают:

- обследование дорог, мостов для выяснения возможности перебазировки машин и механизмов;
- оборудование пунктов погрузки и выгрузки;
- перебазировка ремонтных колонн к месту работы;
- организация пунктов хранения горюче–смазочных материалов;
- строительство временных складов;
- оборудование пунктов технического обслуживания машин и механизмов;
- сооружение вдольтрассовых дорог;
- подготовка трассы нефтепровода;
- обеспечение связью РСУ с диспетчерской службой и ближайшей ПС.

Подготовка трассы включает:

- определение оси трассы и глубины заложения МН;
- обозначение на местности километража и пикетов трассы и всех пересечений МН с инженерными коммуникациями, места установки вантузов, а также всех параллельно пролегающих коммуникаций;
- планировку трассы;
- восстановление вдольтрассовых дорог;
- другие условия, оговоренные в технических условиях и других согласующих документах.

Положение МН определяют трассоискателями и шурфованием.

Результаты измерений фактической глубины заложения нефтепровода (от поверхности земли или дорожного или иного покрытия до нижней образующей трубы) наносят на вешки высотой 1,5–2,0 м, забиваемые по оси нефтепровода через 50 м, а при неровном рельефе через 25 м.

Вешки следует также установить в местах изменений рельефа, в вершине углов поворотов трассы и в местах пересечения с другими подземными коммуникациями, а также на границах разработки грунта вручную, перед началом и концом вскрышных работ, у линейных задвижек и в опасных местах (недостаточное заглубление и т.д.).

Планировочные работы заключаются в срезке валика, бугров, неровностей, подсыпке низинных мест, удалении растительности и валунов.

Сдача трассы МН производится заказчиком, подрядчику (РСУ или сторонней организации) с оформлением акта передачи до начала ремонтных работ.

Производство ремонтных работ разрешается начинать после завершения организационно–технической подготовки и получения письменного разрешения от руководства на право производства работ.

Перед началом ремонтного сезона исполнитель работ должен поставить в известность местные органы исполнительной власти, Госгортехнадзора и ГПС МВД о сроках проведения работ по капитальному ремонту МН.

3.3 Земляные работы

Земляные работы при ремонте МН выполняются в соответствии с требованиями действующей НТД.

Земляные работы в пределах охранных зон линий и сооружений технологической связи, телемеханики и электрических сетей должны выполняться с соблюдением требований.

Разработка грунта в местах пересечения нефтепровода с другими подземными коммуникациями допускается лишь при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти подземные коммуникации (нефтепроводы, линии связи и др.). Вызов представителя возлагается на исполнителя работ. К разрешению должен быть

приложен план (схема) с указанием расположения и глубины залегания коммуникаций, составленный на основании шурфовки.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в проектной документации, исполнитель работ должен поставить в известность заказчика и принять меры по защите обнаруженных коммуникаций и сооружений от повреждений.

Вантузы, задвижки и другие узлы должны быть предварительно открыты и обозначены.

Способы выполнения земляных работ и типы используемых механизмов определяются проектом с учетом физико-механических свойств грунта и напряженного состояния ремонтируемого участка МН.

Земляные работы при КР МН в условиях городов, населенных пунктов, ПС и нефтебаз следует выполнять по технологическим картам, входящим в состав ППР.

В технологических картах приводятся последовательность выполнения земляных работ и указания по организации и методам труда ремонтников, технико-экономические показатели и особенности применяемых машин, другие указания в соответствии с конкретными условиями и выбранным применительно к ним способом производства земляных работ.

При ремонте с заменой труб путем укладки в отдельную траншею заглубление нефтепровода до верха трубы, а также ширину траншеи по низу, следует принимать согласно [7].

При ремонте с заменой труб путем укладки в совмещенную траншею существующий нефтепровод вскрывается до верхней образующей. Новая траншея разрабатывается параллельно на безопасном расстоянии от оси существующего нефтепровода. Размеры траншей назначаются исходя из требований [7]. Профиль траншеи показан на рис. 3.1.

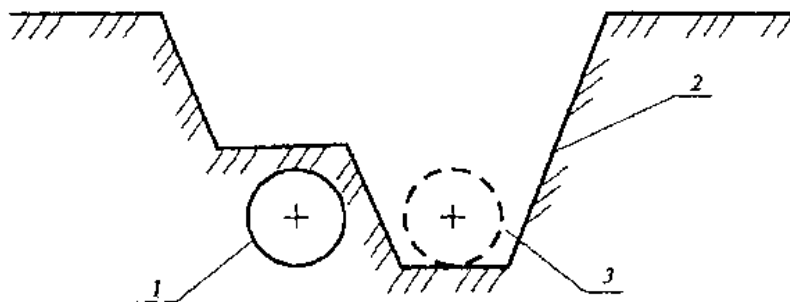


Рис. 3.1. Профиль траншеи при ремонте с заменой труб путем укладки в совмещенную траншею: 1 – заменяемый участок нефтепровода; 2 – траншея; 3 – вновь прокладываемый участок нефтепровода

Если заглубление заменяемого нефтепровода не отвечает требованиям [7] и участок нефтепровода прокладывается ниже существующего, то при ремонте по способу, описанному выше, может произойти сползание существующего нефтепровода в разработанную траншею. Для предотвращения сползания (за исключением болотистых участков) необходимо оставлять перемычки, расстояние между которыми составляет 15–20 м. Длина перемычки – 1 м. Перед укладкой нефтепровода грунт перемычек последовательно разрабатывается до уровня траншеи экскаватором или вручную. После укладки нефтепровода перемычка незамедлительно восстанавливается.

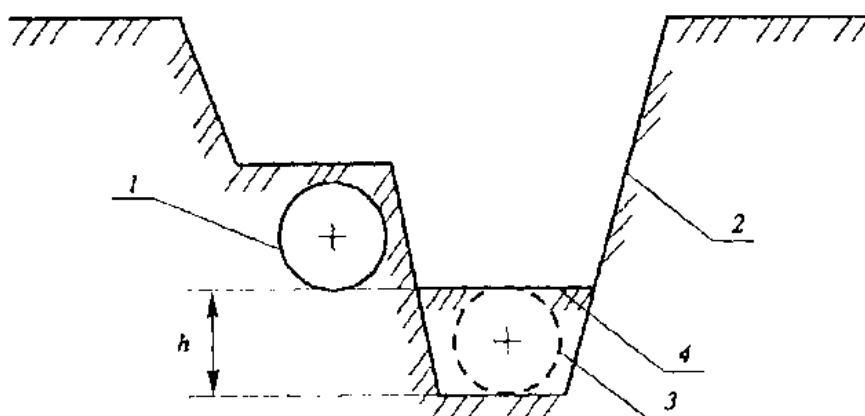


Рис. 3.2. Профиль траншеи при ремонте с заменой труб путем укладки в совмещенную траншею ниже существующего нефтепровода: 1 – заменяемый участок нефтепровода; 2 – траншея; 3 – вновь прокладываемый участок нефтепровода; 4 – перемычка; h – величина заглубления.

При ремонте путем вскрытия и демонтажа заменяемого нефтепровода вскрытие нефтепровода производят до нижней образующей. Размеры траншеи должны быть достаточными для свободного перемещения по трубе очистных и изоляционных машин, ширина траншеи по низу должна быть не менее $D_{гр} \pm 1,0$ м.

При ремонте с заменой изоляционного покрытия с подъемом нефтепровода в траншее, с подъемом и укладкой нефтепровода на лежки в траншее, нефтепровод должен быть вскрыт до нижней образующей и расположен по оси траншеи.

Минимальная ширина траншеи по низу:

$$B = D + 2K + 2\delta, (3.1)$$

где D – диаметр нефтепровода;

K – не менее 0,5 м – ширина режущей кромки рабочего органа машины;

$\delta = 0,15 \div 0,20$ м – минимальное расстояние между стенкой трубы и работающим органом машины.

Траншеи с вертикальными стенками без крепления разрабатываются в грунтах естественной влажности с ненарушенной структурой при отсутствии грунтовых вод на глубину в соответствии с [7].

Таблица 3.1. Глубина траншеи с учетом свойства грунта

В насыпных песчаных и гравелистых грунтах	– не более 1,00
В супесях	– не более 1,25
В суглинках и глинах	– не более 1,50
В особо плотных нескальных грунтах	– не более 2,00

Засыпка траншей

До начала работ по засыпке уложенного нефтепровода необходимо проверить качество изоляционного покрытия и в случае необходимости его отремонтировать, выполнить работы по предохранению изоляционного покрытия от механического повреждения, а также восстановить устройства электрохимзащиты.

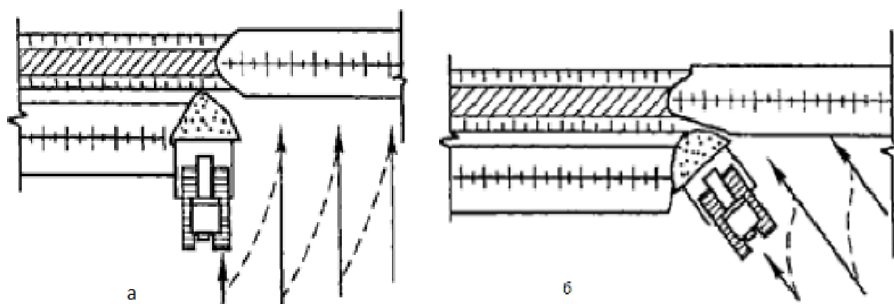


Рис. 3.3. Схемы производства работ по засыпке уложенного нефтепровода бульдозером: *а* – прямолинейными проходами; *б* – косопоперечными параллельными проходами

После завершения технической рекультивации выполняют биологическую рекультивацию, включающую проведение комплекса агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, предусмотренных техническими условиями соответствующих заинтересованных организаций и включенных в проектно-сметную документацию.

Восстановление земельных участков с плодородным слоем почвы (улиц, скверов и т.д.) производят в ходе работ, а при невозможности этого в течение одного года после завершения работ или срока, оговоренного в технических условиях.

Подключение нового участка нефтепровода к средствам ЭХЗ производится не позднее 30 дней после укладки и засыпки.

3.4 Подъем и укладка нефтепроводов

Работы по подъему и укладке нефтепроводов разрешается производить только в присутствии лица, ответственного за производство работ.

Перед подъемом должны быть выполнены все организационные и технические мероприятия, предусмотренные в проекте производства работ, обеспечивающие безопасность его проведения и предотвращения аварийных ситуаций.

В случае капитального ремонта МН с заменой труб работы по подъему и укладке заменяемого МН разрешается выполнять после полного

освобождения его от перекачиваемого продукта и получения разрешения диспетчера.

Подъем и укладку МН следует осуществлять плавно, без рывков и резких колебаний, осуществляя контроль значений расчетных усилий на крюках грузоподъемных механизмов динамометрами.

На время длительных остановок и в конце смены МН следует укладывать на лежки, земляные тумбы и установить боковые упоры для предотвращения горизонтальных смещений.

При укладке нефтепровода в траншею должны обеспечиваться:

- правильный выбор количества и расстановки трубоукладчиков и минимально необходимая для производства работ высота подъема нефтепровода над землей с целью предохранения нефтепровода от перенапряжения, изломов и вмятин;
- сохранность изоляционного покрытия;
- плотное прилегание нефтепровода по дну траншеи по всей его длине;
- проектное положение нефтепровода.

Работы по очистке, изоляции и укладке нефтепровода производятся, как правило, совмещенным способом (рис. 3.4). Расстояние от ремонтных машин до трубоукладчиков не должно превышать 10,0 м.

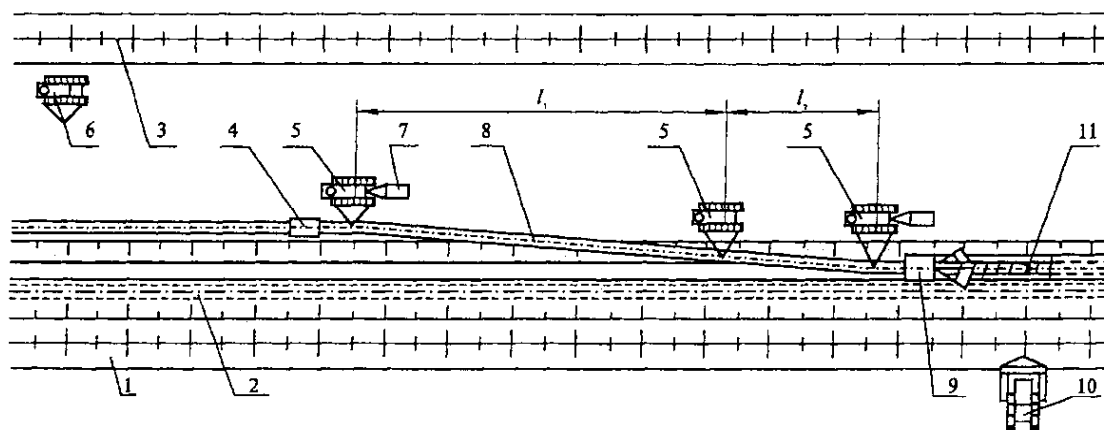


Рис. 3.4. Расстановка машин и механизмов при совмещенном способе изоляционно-укладочных работ: 1 – отвал минерального грунта; 2 – заменяемый участок нефтепровода; 3 – отвал плодородного слоя почвы; 4 – очистная машина; 5 – трубоукладчик; 6 – резервный трубоукладчик; 7 – электростанция; 8 – вновь прокладываемый участок нефтепровода; 9 – изоляционная машина; 10 – бульдозер; 11 – прибор для контроля качества изоляционного покрытия

Раздельный способ производства изоляционно-укладочных работ следует применять в условиях холмистого рельефа местности (рис. 3.5).

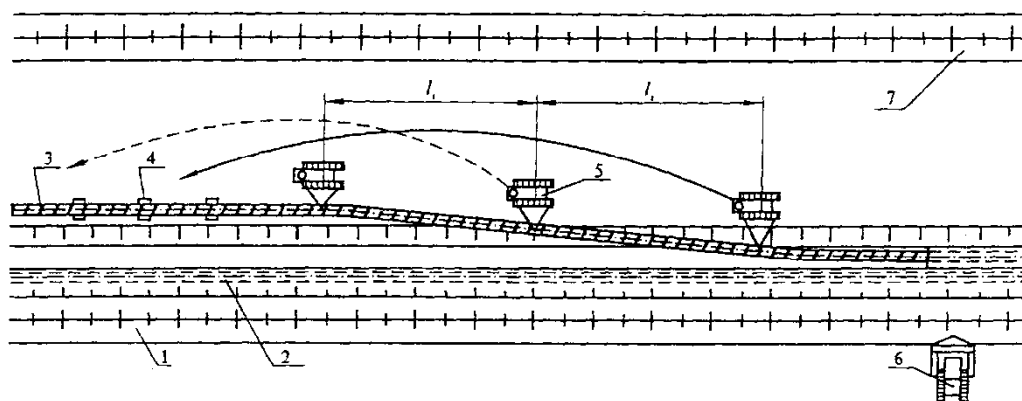


Рис. 3.5. Расстановка машин и механизмов при раздельном способе: изоляционно-укладочных работ: 1 – отвал минерального грунта; 2 – заменяемый участок нефтепровода; 3 – вновь прокладываемый участок нефтепровода; 4 – инвентарные лежки; 5 – трубоукладчик; 6 – бульдозер; 7 – отвал плодородного слоя почвы

На сложных участках трассы МН, во избежание опрокидывания трубоукладчиков, необходимо использовать дополнительный трубоукладчик.

Если нефтепровод содержит большое количество кривых вставок или протяженность отдельных его участков невелика, укладку следует выполнять методом последовательного наращивания, ведя его монтаж из отдельных труб или секций непосредственно в проектное положение.

При капитальном ремонте с заменой изоляционного покрытия с восстановлением или без восстановления стенки трубы при подъеме и укладке нефтепровода должны выполняться все требования, а также дополнительные требования, отраженные в рабочем проекте и проекте производства работ.

3.5 Очистка наружной поверхности нефтепровода

При ремонте нефтепроводов очистку наружной поверхности следует выполнять ремонтными очистными машинами.

Очистка заключается в удалении с наружной поверхности нефтепровода остатков земли, старого изоляционного покрытия и продуктов коррозии.

Очистка нефтепровода в зоне наличия заплат, вантузов, хомутов и других препятствий выполняется вручную.

Ручную очистку следует производить скребками, изготовленными из углеродистой инструментальной стали (УИС). Не допускается нанесение глубоких царапин, рисок, сколов основного металла и срезания сварных швов.

Степень очистки поверхности труб перед нанесением покрытий отечественного производства должна соответствовать требованиям рабочего проекта. Для изоляционных покрытий импортного производства в рабочем проекте должны быть учтены требования технических условий фирм-изготовителей на эти покрытия.

3.6 Сварочные работы

Сварочные работы при ремонте МН подразделяются на сварочно-монтажные при ремонте с заменой труб и ремонтные сварочные работы при восстановлении стенки труб.

Специальные сварочные работы (сварка захлестов, вварка запорной и распределительной арматуры и др.), термообработку сварных швов при капитальном ремонте с заменой труб следует выполнять в соответствии с ГОСТом.

Перед началом проведения работ по капитальному ремонту МН следует провести аттестацию выбранной технологии сварки.

Технологический процесс сварки считается аттестованным, если по данным визуального и радиографического контроля, результатам испытаний механических свойств сварные соединения удовлетворяют требованиям нормативной документации.

По результатам испытаний сварных соединений должен быть составлен акт приемки технологии сварки.

К выполнению сварочных работ следует допускать сварщиков, прошедших ежегодную проверку квалификации с целью определения способности сварщика выполнить качественное сварное соединение.

По результатам испытаний сварных соединений составляется акт проверки квалификации сварщиков (допускной лист).

Сварочно-монтажные работы при капитальном ремонте МН с заменой труб включают:

- подготовку к сборочным и сварочным работам;
- сборку и сварку труб в трубные секции на трубосварочной базе или в полевых условиях;
- сборку и сварку отдельных труб или секций в сплошную нитку на трассе;
- контроль качества сварочных соединений нефтепроводов.

Таблица 3.2. Минимальное допустимое число слоев шва при ручной дуговой сварке

Толщина стенки трубы, мм	Минимальное число слоев шва при сварке корневого слоя шва электродами с разным видом покрытия	
	Целлюлозный	Основной
1	2	3
До 10	3	2
10–15	4	3
15–20	5	4
1	2	3
20–25	5	5
25–32	7	6

Сварной шов облицовочного слоя должен перекрывать основной металл в каждую сторону от шва на 2,5–3,5 мм и иметь усиление высотой 1–3 мм.

Устранение дефектов в сварных швах, выявленных при проведении сварочно–монтажных работ, допускается в следующих случаях:

- суммарная длина дефектных участков не превышает $1/6$ длины шва;
- суммарная длина выявленных в сварном шве трещин не превышает 50 мм.

При наличии трещин суммарной длиной более 50 мм сварные швы должны быть вырезаны.

Дефекты в сварных швах устраняются следующими способами:

- наплавкой ниточных валиков высотой не более 3 мм при ремонте подрезов;
- вышлифовкой и последующей заваркой участков швов со шлаковыми включениями и порами.

Обнаруженные при внешнем осмотре недопустимые дефекты должны быть устранены до проведения контроля физическими методами.

Ремонтные сварочные работы на МН проводятся без остановки перекачки или при остановленной перекачке с целью устранения дефектов стенки труб и сварных швов путем установки усилительных элементов (муфт) или наплавки металла. Сварочные работы на МН под давлением проводятся также при приварке штуцеров, катодных выводов и др.

Давление в МН при проведении сварочных работ не должно превышать 2,5 МПа.

Запрещается проводить сварочные работы на участках МН, работающих при неполном заполнении сечения трубы перекачиваемым продуктом.

Заполнение МН продуктом следует определять гидравлическим расчетом (с учетом перевальных точек) и контролировать ультразвуковым методом по амплитуде эхо-сигнала от внутренней поверхности трубы (при

полном заполнении трубы продуктом амплитуда эхо-сигнала на 15–20% меньше, чем при частичном заполнении).

Перед выполнением сварочных работ обязательно проведение следующих мероприятий:

- назначение лиц, ответственных за подготовку МН к проведению сварочных работ (от заказчика);
- назначение лиц, ответственных за проведение сварочных работ (от подрядчика);
- оформление наряда-допуска на ведение огневых работ;
- определение перечня противопожарных мероприятий.

Операционный контроль осуществляют мастера и производители работ. При этом контролируются соблюдение режимов сварки, порядок наложения слоев и их количество, применяемые сварочные материалы и другие требования по [11]. В условиях прохождения нефтепроводов по территории городов, населенных пунктов и т.д. контроль может осуществляться иным способом, оговоренным в соответствующих документах.

Недопустимые дефекты в сварных швах необходимо ремонтировать вышлифовкой или путем сверления и заваркой этих участков или другими методами с последующим повторным контролем.

3.7 Испытание отремонтированного участка МН

При ремонте МН с заменой труб вновь прокладываемый участок перед его подключением в основную магистраль подлежит испытанию на прочность и проверке на герметичность согласно.

Перед проведением испытаний полость нефтепровода должна быть очищена.

Способы, параметры и схемы проведения очистки полости нефтепровода и испытания нефтепровода устанавливаются в рабочем

проекте с учетом местных условий работ. В проекте должна быть предусмотрена очистка загрязненной воды (или жидкости) после промывки полости трубы, а также включен проверочный расчет на устойчивость нефтепровода против всплытия на обводненных участках.

Нефтепровод, как правило, испытывают гидравлическим способом (рис. 3.6).

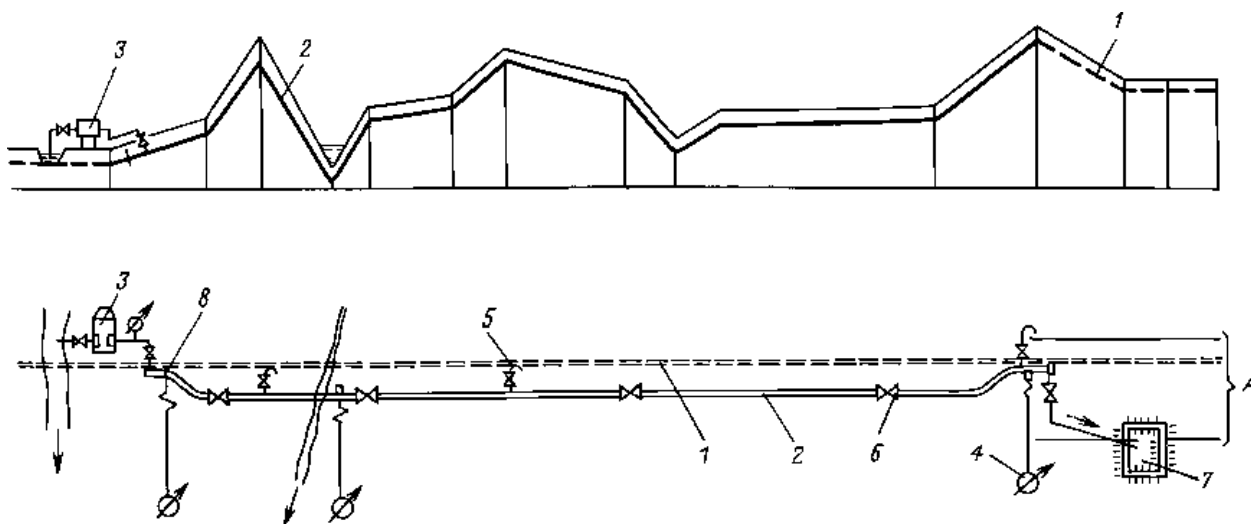


Рис. 3.6. Схема гидравлического испытания участка нефтепровода:

1 — существующий нефтепровод; 2 — прокладываемый участок нефтепровода; 3 — опрессовочный агрегат; 4 — манометр (вторичный прибор); 5 — воздушный кран (вантуз); 6 — линейная арматура; 7 — амбар для сброса воды; 8 — датчик давления; А — опасная зона (150 — 200 м)

Гидравлический способ испытаний имеет ряд преимуществ:

1) при заполнении нефтепровода водой или другой жидкостью уже до испытания формируется в какой-то степени ложе трубопровода за счет веса трубы с водой и оттаивания мерзлого грунта (если имеется такой грунт). В нефтепроводе создаются напряжения, близкие к тем, которые возникнут в процессе эксплуатации, а их предельность в какой-то степени выявится при испытании:

2) даже незначительный выход жидкости дает возможность уловить это по падению давления в трубопроводе;

3) при порыве нефтепровода происходит кратковременный выброс жидкости и ее последующее свободное излияние.

Очистку полости нефтепровода, а также испытание МН следует осуществлять по специальной инструкции и под руководством комиссии, состоящей из представителей заказчика (ПАО) или органов его технадзора, генерального подрядчика, подрядчика (исполнителя работ).

3.8 Порядок сдачи и ввод отремонтированного участка в эксплуатацию

Сдача отремонтированного участка МН заказчику выполняется после полной готовности участка (засыпки, обвалования, установки арматуры и приборов, восстановления средств ЭХЗ, пикетных и километровых указателей, проведения контроля состояния изоляции методом катодной поляризации, проведения испытания на прочность и проверки на герметичность).

Приемка отремонтированного участка МН осуществляется приемочной комиссией, назначенной приказом руководителя предприятия-заказчика.

При приемке в эксплуатацию отремонтированного участка МН комиссия должна руководствоваться проектом, нормами, правилами, техническими условиями и другими нормативными документами, действующими в период проектирования и проведения капитального ремонта.

Запрещается приемка в эксплуатацию отремонтированного участка с недоделками, препятствующими безопасной эксплуатации, с отступлениями от проекта, без проверки качества выполненных работ и проведения испытаний.

В процессе сдачи отремонтированного участка генеральный подрядчик (РСУ) должен представить комиссии комплект приемо-сдаточной документации:

- перечень организаций, участвовавших в ремонте МН, с указанием вида выполненных ими работ и фамилий лиц, ответственных за выполнение этих работ;

- сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие качество материала труб, конструкций, деталей, применяемых при ремонте;

- исполнительную проектную документацию – комплект рабочих чертежей на ремонт предъявляемого к приемке участка МН с записями о соответствии выполненных в натуре работ по этим чертежам или внесенным в них изменениям и оформленными в установленном порядке [7];

- комплект исполнительной производственной документации – акты об освидетельствовании скрытых работ и о промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций (узлов линейной арматуры, камеры приема и пуска очистных устройств), журналы производства работ, материалы обследования и проверок в процессе ремонтных работ органами государственного и другого надзора, акты об индивидуальных испытаниях ремонтных участков и т.д.

После окончания работы приемочной комиссии приемосдаточная документация передается заказчику и хранится наравне с документацией по строительству МН.

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Расчет толщины стенки трубы является одним из основных расчетов, т.к. правильность расчета толщины стенки трубы, может сократить расходы на материалы.

Расчет толщины стенки трубопровода проводится с помощью расчета труб на прочность. Вообще, толщина стенки трубы зависит от внутреннего или наружного избыточного давления, диаметра трубы, температуры продукта, в ней находящегося, материала, из которого изготовлена труба и его коррозионной стойкости. Абсолютное большинство современных трубопроводов работают под большим внутренним давлением, но есть и вакуумные трубопроводы, в которых избыточным является внешнее давление. Также внешнему давлению подвергаются трубы с обогревом легко застывающих или кристаллизирующихся продуктов.

4.1 Расчет толщины стенки нефтепровода

По стандарту СНиП 2.05-06-85, для расчета толщины стенки используются следующие формулы:

$$\delta = \frac{nPD}{2(R_1 + nP)}$$

$$R_1 = \frac{R_H m}{k_1 k_H}$$

где: $n=1.15$, коэффициент надежности по нагрузке (по внутреннему давлению), принимается по табл.13 СНиП 2.05-06-85;

P - расчетное давление, МПа;

D - наружный диаметр нефтепровода, мм;

R_1 - расчетное сопротивление материала трубы, МПа;

R_H - нормативное сопротивление растяжению, для X60 возьмем 517 МПа;

$m=0.9$, коэффициент условий работы, по табл.1 СНиП 2.05-06-85;

$k_1=1.47$, коэффициент надежности по материалу, по табл.9 СНиП 2.05-06-85;
 $k_H=1.0$, коэффициент надежности по эксплуатации, по табл.11 СНиП 2.05-06-85.

Таблица 4.1 – Исходные данные

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Показатель
1	Диаметр нефтепровода	мм.	1067
2	Толщина стенки	мм.	11,01
3	Протяженность	м.	12
4	Расчетное давление	МПа	6,4
5	Пропускная способность	млн.т/год	10-20

Подставляем значения для участка МН 467-625 км:

$$R_1 = \frac{517 \cdot 10^6 \cdot 0.9}{1.47 \cdot 1.0} = 316.53 \text{ Па}$$

$$\delta = \frac{1.15 \cdot 5.8 \cdot 10^6 \cdot 1067}{2(316.53 \cdot 10^6 + 1.15 \cdot 5.8 \cdot 10^6)} = 11,01 \text{ мм}$$

Полученные расчетные значения толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, равного 11,01 мм.

Окончательный расчет предоставлен в следующей таблице 4.2.

Таблица 4.2– Результаты расчетов

Расстояние, км	Рабочее давление, МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Выбранная толщина стенки, мм
10-100	6,4	11,01	11

4.2 Выбор толщины стенки трубы

По результатам расчетов при определении толщины стенки нефтепровода выбираем толщины стенки по сортаменту. Результаты представлены в таблице 4.3.

12. Определяем секундный расход нефти:

$$Q = \frac{G}{\rho \cdot 350 \cdot 24 \cdot 3600}$$

где: G – среднегодовая производительность нефти, т/год;

ρ - расчетная плотность нефти, кг/м³;

В соответствии с нормами технологического проектирования расчетное число дней перекачки принимаем равным 350.

Подставляем числовые значения:

$$Q = \frac{20 \cdot 10^9}{829.4 \cdot 350 \cdot 24 \cdot 3600} = 0,797 \text{ м}^3 / \text{сек}$$

13. Диаметр нефтепровода 1067 мм (трубы изготовлены из стали API 5L X60). В соответствии со СНиП 2.05-06.85: нормативное сопротивление растяжению, для X60 возьмем 517 МПа; коэффициенты: коэффициент условий работы 0.9, коэффициент надежности по нагрузке 1.15, коэффициент надежности по материалу 1.47, коэффициент надежности по эксплуатации 1.

14. Определим расчетное сопротивление материала трубы:

$$R_1 = \frac{R_H m}{k_1 k_H}$$

R_H - нормативное сопротивление растяжению, МПа;

m - коэффициент условий работы;

k_1 - коэффициент надежности по материалу;

k_H - коэффициент надежности по эксплуатации.

Подставляем числовые значения:

$$R_1 = \frac{517 \cdot 10^6 \cdot 0.9}{1.47 \cdot 1.0} = 316.53 \text{ МПа}$$

15. Необходимая толщина стенки трубы:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}$$

где: n - коэффициент надежности по нагрузке;

P - расчетное давление, МПа;

D - наружный диаметр нефтепровода, мм;

R_1 - расчетное сопротивление материала трубы, МПа;

Подставляем числовые значения:

$$\delta = \frac{1.15 \cdot 5.8 \cdot 10^6 \cdot 1067}{2(316.53 \cdot 10^6 + 1.15 \cdot 5.8 \cdot 10^6)} = 11,01 \text{ мм}$$

Полученные расчетные значения толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, равного 11 мм.

Следовательно, внутренний диаметр равен 1056 мм.

16.Находим среднюю скорость течения нефти:

$$v = \frac{4Q}{\pi \cdot d^2}$$

где: Q - секундный расход нефти, м³/сек;

d – внутренний диаметр трубы, мм.

Подставляем числовые значения:

$$v = \frac{4 \cdot 0.797}{3.14 \cdot 1,056^2} = 0,911 \text{ м/с}$$

17. Вычислим первое переходное число Рейнольдса при эквивалентной шероховатости $K_s = 0.015$ мм (принимается по [1]).

Относительная шероховатость:

$$\varepsilon = K_s / d = 0.015 / 1056 = 0.0000014$$

Переходное число Рейнольдса:

$$Re_I = 10 / \varepsilon = 10 / 0.0000014 = 71,428 \cdot 10^5$$

18.Находим число Re при движении нефти по нефтепроводу:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu}$$

где: ν – кинематическая вязкость, м²/сек.

Подставляем числовые значения:

$$Re = \frac{1.603 \cdot 1,056}{0.0000614} = 27569$$

Имеем турбулентный режим в зоне гидравлически гладкого трения.

19. По формуле Блазиуса вычисляем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0.3164 / Re^{0.25} = 0.3164 / 27569^{0.25} = 0.024$$

20. Определим гидравлический уклон:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = \frac{0.024}{1.056} \cdot \frac{1.603^2}{2 \cdot 9.81} = 0.0027$$

21. Потери на трение для всего нефтепровода:

$$h = i \cdot l = 0.0027 \cdot 962200 = 2596,1 \text{ м}$$

22. Полная потеря напора при условии, что потери на местные сопротивления составляют 41 м (около 1% от потерь на трение), составит:

$$H = h + h_M + \Delta z$$

где: h_M - потери на местные сопротивления, м;

Δz - разность нивелирных отметок начала и конца нефтепровода, м.

Подставляем числовые значения:

$$H = 25,96,1 + 41 + 380 = 3017,1 \text{ м}$$

23. Напор, развиваемый одной насосной станцией:

$$H_{CT} = \frac{p_1 - p_2}{\rho_p g}$$

где: p_1 - давление, развиваемое насосной станцией, МПа;

p_2 - остаточное давление в конце перегона, МПа.

Подставляем числовые значения:

$$H_{CT} = \frac{(5.8 - 0.15) \cdot 10^6}{829.4 \cdot 9.81} = 694.40 \text{ м}$$

24. Необходимое число насосных станций (один эксплуатационный участок) равно:

$$n = \frac{H}{H_{CT}} = \frac{3017,1}{694,40} = 4,34 \approx 4$$

25. При округлении расчетного числа станций в меньшую сторону, т. е. принять $n'=4$, суммарного напора, развиваемого шести насосными станциями, будет недостаточно для компенсации гидравлических потерь в нефтепроводе. Уменьшим гидравлическое сопротивление нефтепровода с помощью лупинга, приняв его диаметр равным диаметру основной магистрали. Тогда для турбулентного режима течения определим:

$$i_{\text{лун}} = \omega \cdot i$$

Если $d_{\text{лун}} = d$, то при турбулентном течении в зоне гидравлически гладких труб ($m=0.25$) $\omega = 0.296$.

Подставляем числовые значения:

$$i_{\text{лун}} = 0.296 \cdot 0.0027 = 0.00079$$

26. Определим необходимую длину лупинга:

$$X_{\text{лун}} = H_{CT} \frac{n - n'}{i - i_{\text{лун}}} = 694,40 \frac{4,34 - 4}{0.0027 - 0,00079} = 109,63 \text{ км}$$

4.4 Расчет и программирование ЭВМ

В этом разделе был произведен «Расчет толщины стенки нефтепровода» на ЭВМ с применением программы MicrosoftVisualBasic. Для создания программы были использованы операторы ввода и вывода информации, математические функции, а также операторы условного перехода с различными вариантами заданий. Целью этого расчета является подтверждение аналитических расчетов, проведенных в расчетной части.

Система MicrosoftVisualBasic содержит интерпретатор, осуществляющий непосредственное выполнение программы на языке программирования высокого уровня и редактор текстов программ.

Исходные данные:

Нормативное сопротивление, Па.....R1H=517000000

Коэффициент однородности материала.....K1=1.47
 Коэффициент условия работы материала.....M1=0.8
 Коэффициент условия работы нефтепровода.....M2=0.9
 Рабочее давление, Па.....P=5800000
 Наружный диаметр, мм.....DH=1067
 Коэффициент линейного расширения, $1/^\circ\text{C}$AT=0.000012
 Модуль упругости материала трубы, Па.....E=206000000000
 Температурный перепад, градус..... ΔT =40
 Коэффициент надежности по нагрузке.....NP=1.15
 Коэффициент Пуассона.....G=0.3

Текстпрограммы:

```

Private Sub CommandButton1_Click ()
Dim R_1H As Single, K_1 As Single
Dim C As Single, P_1 As Single
Dim D_H As Single, R_1 As Single
Dim S_1 As Single, E As Single
Dim A_T As Single, E_1 As Single, T_1 As Single
Dim G_1 As Single, N_P As Single
Dim F As Single, G As Single
Dim H As Single, I As Single
R_1H = Worksheets ("Лист1").Range ("R_1H").Value
K_1 = Worksheets ("Лист1").Range ("K_1").Value
I_1 = Worksheets ("Лист1").Range ("I_1").Value
I_2 = Worksheets ("Лист1").Range ("I_2").Value
R_1 = R_1H * K_1 * I_1 * I_2
Worksheets ("Лист1").Range ("R_1").Value = R_1
R_1 = Worksheets ("Лист1").Range ("R_1").Value
D_H = Worksheets ("Лист1").Range ("D_H").Value
P_1 = Worksheets ("Лист1").Range ("P_1").Value
S_1 = (P_1 * D_H) / (2 * (R_1 + D_1))
Worksheets ("Лист1").Range ("S_1").Value = S_1
S_1 = Worksheets ("Лист1").Range ("S_1").Value
E = D_H - 2 * S_1
Worksheets ("Лист1").Range ("D_B_1").Value = E
A_T = Worksheets ("Лист1").Range ("A_T").Value
  
```

```

E_1 = Worksheets ("Лист1").Range ("E_1").Value
G_1 = Worksheets ("Лист1").Range ("G_1").Value
N_P = Worksheets ("Лист1").Range ("N_P").Value
F = (-A_T * E_1) + (G_1 * (N_P * P - D_B / (2 * S_1)))
Worksheets ("Лист1").Range ("Summa").Value = F
Summa = Worksheets ("Лист1").Range ("Summa").Value
R_1 = Worksheets ("Лист1").Range ("R_1").Value
G = ((1 - 0.75 * F ^ 2 / R_1 ^ 2)) ^ 0.5 - (0.5 * F / R_1)
Worksheets ("Лист1").Range ("koeff").Value = G
koeff = Worksheets ("Лист1").Range ("koeff").Value
H = (N_P * P_1 * D_H) / (2 * (G * R_1 + N_P * P_1))
Worksheets ("Лист1").Range ("S_2").Value = H
S_2 = Worksheets ("Лист1").Range ("S_2").Value
I = D_H - 2 * H
Worksheets ("Лист1").Range ("D_B_2").Value = I
EndSub

```

Расчетное сопротивление, Па.....	R1=316192832
Толщина стенки нефтепровода, мм.....	S1=8.30871868
Внутренний диаметр, мм.....	DB1=795.38257
Продольное напряжение, Па.....	Σ =-2472000
Коэффициент напряженного состояния трубы.....	Ψ 1=0.968251
Пересчитанная толщина стенки, мм.....	S2=11.01258
Пересчитанный внутренний диаметр, мм.....	DB2=1056,012

Выполненная в разделе «Расчет на ЭВМ» программа может быть использована для расчета толщины стенки нефтепровода с различными вариантами исходных данных.

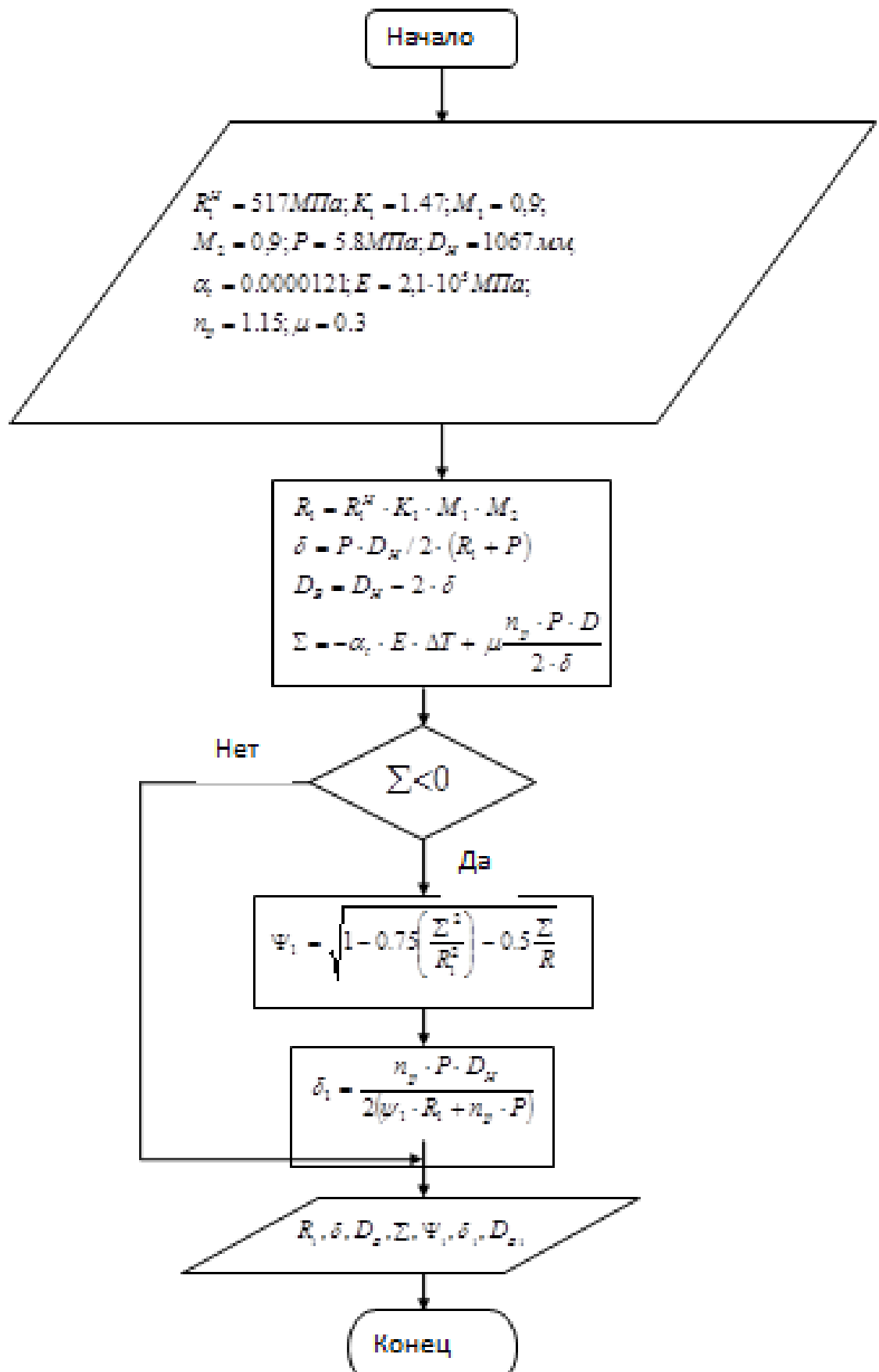


Рисунок 4 – Блок-схема

Результаты расчетов:

Результаты расчета на ЭВМ полностью совпадают с результатами расчета математическим путем, приведенным в разделе «Технологическая часть», подразделе 2.1.2 «Расчет толщины стенки». Расчет нефтепровода на прочность при внутреннем давлении 4.8 МПа и наружным диаметром 813 мм показывают, что толщина стенки равна 8,7 мм с учетом двухосного напряженного состояния нефтепровода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В данной дипломной работе представлена подготовка линейной части трубопроводной системы " [REDACTED] " к устойчивой работе в осенне-зимний период на участке МН 467-625 км. В технической части работы рассмотрены основные вопросы, связанные с организацией диагностики объекта, структурой работ, с транспортной схемой, организацией ремонта и технического обслуживания.
2. В расчетной части приведены технологический и гидравлический расчеты районов всей трассы нефтепровода.
3. Также проведен расчет и сравнительный анализ основных экономических показателей. В технико-экономической части проекта произведен расчет основных технико-экономических показателей, определены экономические показатели эффективности проекта и проведен анализ чувствительности, т.е. определен экономический риск.
4. Рассмотрены вопросы по технике безопасности и охране труда. Проанализированы вредные воздействия на окружающую среду, предусмотрены профилактические организационные мероприятия по снижению влияния данного проекта на компоненты окружающей среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. Миннефтепром, 1987
2. ВСН 173-84 Инструкция по технологии и организации строительства кабельных линий технологической связи магистральных нефтепроводов, Миннефтегазстрой ВНИИСТ, Москва, 1985
3. ГОСТ 17.4.3.02-85- Требования к охране природного слоя почвы при производстве земляных работ
4. ГОСТ 9.602.89- Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
5. ГОСТ 12.1.013-78- Строительство. Электробезопасность.
6. ГОСТ 12.3.009-76- Работы погрузоразгрузочные.
7. ППБС-01-94 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных и огневых работ».
8. ППБС РК 02-95 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения Республики Казахстан».
9. ППБС РК-11-98 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов».
10. РД-13.100.00-КТН-183-13 Система управления промышленной безопасностью ОАО «АК «Транснефть».
11. РД-13.110.00-КТН-260-14. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть».
12. РД-13.100.00-КТН-004-10 Сборник типовых инструкций по охране труда по профессиям и видам работ для работников предприятий системы ОАО «АК «Транснефть».
13. РД-03.100.30-КТН-153-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Обучение персонала организаций системы «Транснефть». Планирование и организация.

14. ОР 13.100.00-КТН-030-12 Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно- 180 эксплуатационным нуждам объектов ОАО «АК «Транснефть» (взамен ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01). [Электронный ресурс]. – Режим доступа (доступ ограничен): <http://gisprofi.com/gd/documents/46887> (дата обращения 03.10.2014 г.).
15. ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы «Транснефть» и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение.
16. РД-23.040.00-КТН-073-15 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры подключение участков магистральных трубопроводов.
17. ОР-91.200.00-КТН-045-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок осуществления строительного контроля заказчика при выполнении строительно-монтажных работ на объектах организаций системы «Транснефть».
18. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/ (дата обращения 03.04.2016 г.).
19. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/ (дата обращения 03.04.2016 г.).
20. ТУ 102-488-95 Детали соединительные и узлы магистральных и промысловых трубопроводов на Рраб до 10 Мпа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.soiuzdsk.ru/upl/gost/TU-102-488-05.pdf> (дата обращения 1.06.2016 г.).
21. СНиП РК 2. 04.11-2001- Строительная климатология.
22. СНиП 3.01.03-84- Геодезические работы в строительстве.

23. СНиП 3.02.01-87- Земляные сооружения, основания и фундаменты.
24. СНиП 3.01.01-85-Организационно-технические мероприятия, направленные на плановое развертывание и ведение строительно-монтажных работ.
25. СНиП 3.03.01-87- Несущие и ограждающие конструкции.
26. СНиП ЛН-42-80- Сварочно-монтажные работы.
27. СНиП РК 4.04.06-2002- Электрохимические устройства.
28. СНиП 3.01.08-85- Организация строительного производства.
29. СНиП РК 1.03.05-2001-Охрана труда и техника безопасности в строительстве..
30. СНиП РК 1.03-05-2001- Охрана труда и техника безопасности в строительстве – Астана., КазГор, 2002.
31. СНиП 2.03.11-85* - Защита стальных конструкций от коррозии.
32. СНиП РК 02.01-2001-Пожарная безопасность зданий и сооружений.
33. СНиП РК 1.03.05-2001-Охрана труда и техника безопасности в строительстве.
34. Янович А.Н., Бусурин А.А.- Охрана труда –М.: Недра, 1990.
35. Ерали А.Х., Тайкулаков Г.С. Анализ инвестпроекта по строительству нефтепровода и нефтебазы. Методические указания.– Алматы: КазНТУ, 1998.
36. Иванов Е.А., Мокроусов С.И. Обеспечение промышленной безопасности функционирования объектов магистральных нефтепроводов. Безопасность труда в промышленности. 2001.
37. Лисаков М.В., Печеркин А.С., Сидоров В.И. Оценка риска аварий на линейной части магистральных нефтепроводов / Безопасность труда в промышленности. 1998.
38. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Москва, Экономика, 2000.

39. Методика расчета тарифов на транспортировку нефти по магистральным нефтепроводам Республики Казахстан. КазТрансОйл: Тарифная методология, 2003.
40. Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, РНД 211.2.01.01-97.
41. Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1986.
42. Полозков В.Т. Охрана труда и противопожарная защита на магистральных нефтегазопроводах, нефтебазах и газохранилищах. М.: Недра, 1975.
43. Сборник методик по расчёту выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.
44. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Недра, 1988.
45. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтехранилищ. Уфа, Дизайн, 2002.