

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

А.Н. Сокольников

« 13 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Проектирование магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера»

Руководитель


подпись, дата

Зав. кафе. ПЭП, к.т.н. доцент
должность, ученая степень

А.Н. Сокольников
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

П.В. Походжев
инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме
«Проектирование магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера».

Консультанты по
разделам:

Экономика

2.06.2017



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

19.05.17



Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

13.06.17



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проектирование магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера» содержит 74 страниц текстового документа, 36 использованных источников, 6 листов графического материала.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАССЫ НЕФТЕПРОВОДА, ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА, НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ, ОСОБЕННОСТЬ СООРУЖЕНИЙ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ, МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА И ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ, ОСНОВНЫЕ ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

Объект ВКР: Магистральный нефтепровод.

Цель ВКР:

- произвести технологический расчёт двух магистральных нефтепроводов с разными диаметрами;
- сравнить и выявить наиболее выгодный и надёжный магистральный нефтепровод;
- анализ и подбор технических решений по сооружениям и мероприятиям для магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера.

В результате представлен проект магистрального нефтепровода расположенный в районе Крайнего Севера длиной 500 км. Произведён технологический расчёт магистрального нефтепровода и подобрано основное насосное оборудование. Выбран наиболее экономически выгодный вариант.

Также, приняты рекомендуемые технологические решения по сооружениям и комплекс мероприятий для выбранного района проектирования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Краткая характеристика трассы нефтепровода.....	8
2 Исходные данные для проектирования.....	14
3 Технологический расчёт магистрального нефтепровода	15
3.1 Определение плотности при расчетной температуре.....	15
3.2 Подбор насосного оборудования для МН.....	15
3.3 Определение толщины стенки трубопровода.....	18
3.4 Проверка нефтепроводов на прочность, деформацию и общую устойчивость.....	19
3.5 Гидравлический расчет нефтепровода.....	31
4 Нефтеперекачивающие станции.....	37
5 Особенность сооружений на линейной части магистрального нефтепровода в районах крайнего севера и вечномёрзлых грунтов.....	39
5.1 Запорная арматура.....	39
5.2 Переходы через водные преграды.....	39
5.3 Защита от коррозии.....	40
5.4 Подогрев нефти.....	41
5.5 Электрообогрев трубопровода.....	42
5.6 Опоры.....	42
5.7 Система термостабилизации.....	45
5.8 Молниезащита.....	45
5.9 Компенсаторы.....	47
6 Основные природоохранные мероприятия.....	48
6.1 Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций.....	48
6.2 Мероприятия по охране растительного и животного мира.....	49
7 Экономическая часть.....	51
8 Безопасность жизнедеятельности	60

8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	60
8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	61
8.3 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	63
8.4 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности.....	65
8.5 Санитарно-гигиенические требования к помещению и оборудованию.....	66
8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	67
Заключение.....	68
Список сокращений.....	69
Список использованных источников.....	70

ВВЕДЕНИЕ

Основной объём добычи нефти в России обеспечивается месторождениями Западной Сибири. Эти месторождения истощаются, так как эксплуатируются уже не один десяток лет. Компенсирование падения добычи в этих регионах стало возможно благодаря освоению новых нефтяных провинций, а именно: север Красноярского края и Ямало-Ненецкий автономный округ. Сложность в строительстве магистральных нефтепроводов на вечной мерзлоте в северных регионах на данном этапе развития не позволяет в полной мере охватить и освоить все уже разведанные месторождения, чтобы обеспечить транспорт нефти от мест её добычи до конечных потребителей.

Магистральный нефтепровод – это технически сложный, но самый рациональный комплекс сооружений для транспортирования нефти в северных районах богатых своими нефтегазовыми месторождениями [1].

На севере Красноярского края и на соседней территории Ямало-Ненецкого автономного округа уже введено в эксплуатацию два магистральных нефтепровода «Ванкор - Пурпе» в 2009 году с производительностью равной 19 млн.т нефти/год и «Запольрье - Пурпе» в 2016 году с производительностью 25 млн.т нефти/год соответственно.

Потребность в нефтепродуктах с каждым годом увеличивается, уровень переработки нефти на НПЗ также растёт. Тем самым, возникает потребность в увеличении добычи и необходимости быстрой и качественной доставки нефти с месторождений. Строительство новых магистральных нефтепроводов на данной территории и введение их в общую систему магистральных нефтепроводов России позволит поставлять нефть, как на восток в трубопроводную систему «Восточная Сибирь - Тихий океан», так и на Запад. Также, введение новых магистралей позволит разгрузить уже эксплуатируемые нефтепроводы, что, несомненно приведет к более продолжительному работоспособному состоянию труб, снизит риски порывов и разрушений.

Современные технологии в проектировании и строительстве таких сооружений, как магистральный нефтепровод, в суровых условиях крайнего севера на сегодняшний день не широко развиты и не активно внедряются.

Дальнейшее развитие подобных сооружений позволит расширить географию нефтегазовой отрасли, увеличить объемы добычи и транспортировки топливно-энергетических ресурсов. Освоение территорий за Полярным кругом, которые богаты недоступными для разработки на сегодняшний день месторождениями, разведанные еще в советское время, расположенные севернее уже имеющихся, приведет к увеличению рабочих мест, повышению уровня социально-экономического благосостояния за счёт больших налоговых отчислений компаний, ведущих деятельность на этих месторождениях, в бюджет регионов.

1 Краткая характеристика трассы нефтепровода

Территория проектируемого нефтепровода расположена в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины на левобережье реки Енисей.

Трасса нефтепровода протянулась от центральной части Нижнеенисейской возвышенности и заканчивается в ста километрах севернее Сибирских увалов.

Трасса нефтепровода от Тагульского месторождения следует сначала в южном, затем в юго-западном направлениях, пересекая или проходя вблизи нескольких месторождений, заканчивается на Губкинском месторождении.

Ближайшие к 0 трассы населенные пункты – города Дудинка и Игарка находятся в двухстах километрах северо-восточнее и в ста пятидесяти километрах восточнее, соответственно.

В тридцати шести километрах к югу от 220 км трассы на берегу судоходной реки Таз расположен районный центр Красноселькуп.

В двадцати километрах к северу от конца трассы расположен районный центр Тарко-Сале, сообщаемый автодорогой с пос. Пурпе.

В сорока километрах к юго-западу от конца предполагаемой трассы находится г. Губкинский.

Ближайшие железнодорожные станции, имеющие погрузочно-разгрузочные площадки – «Пурпе» и «Коротчаево». Железнодорожная станция «Пурпе» находится в двадцати километрах к юго-востоку от конца трассы нефтепровода.

Железнодорожная станция «Коротчаево» находится в трехстах километрах к западу от начала проектируемой трассы.

Трасса в основном проходит по малоосвоенной местности. От станции «Коротчаево» до Заполярного месторождения, расположенного северо-восточнее, имеется автодорога с твердым покрытием протяженностью двести километров. От Заполярного месторождения до Ванкорского месторождения проезд возможен по зимнику протяженностью триста километров,

проходящему через Русско-Реченское месторождение.

Территория трассы магистрального нефтепровода в целом расположена в средней части Азиатского материка в центральной области России и простирается от юго-западной окраины Долгано-Ненецкого национального округа Красноярского края до юго-западной окраины Пур-Тазовской провинции Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области [2].

Район строительства в соответствии относится к северной строительно-климатической зоне, северная часть трассы (до км 150) подрайону – I Б, центральная часть трассы (от км 150 до км 400) проходит по подрайону I А, а южная часть трассы (до конца трассы) к подрайону I Г.

Расчетная зимняя температура наружного воздуха по МС Игарка:

- средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 49 °С;
- средняя температура наиболее холодных суток – минус 56 °С.

Расчетная зимняя температура наружного воздуха по МС Тарко-Сале:

- средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 46 °С;
- средняя температура наиболее холодных суток – минус 56 °С.

Зона влажности – нормальная.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов для:

- торфов и заторфованных суглинистых грунтах 0,0 ... 1,0 м;
- супесчано-песчаных отложениях 0,8 ... 2,0 м;
- суглинков и глинистых грунтов 2,0 ... 2,6 м;
- супесей и песков – 3,1 м.

По климатическому районированию северной строительно-климатической зоны, более чем треть изыскиваемой трассы расположена в зоне с наиболее суровыми климатическими условиями, центральная часть – в зоне с суровыми условиями, и, наконец, завершающий участок (после пересечения реки Таз) расположен вне северной строительно-климатической зоны [3].

К основным факторам, определяющим климат на территории прохождения трассы трубопровода, относятся:

- географическое положение в высоких широтах, близость Арктического бассейна, влияние арктических и атлантических воздушных масс;
- незначительным притоком солнечной радиации;
- защищенность с запада Уральскими горами и равнинность территории с севера и юга при большой протяженности в меридиональном и широтном направлениях;
- перенос воздушных масс с запада и влияние континента.

Влияют на климат также близость холодного Карского моря, наличие многолетнемерзлых толщ, обилие озёр, болот и рек.

Взаимодействие этих факторов вызывает быструю смену циклонов и антициклонов, что способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Увлажнение территории почти целиком зависит от влаги, приносимой с запада. Влияние континента выражается в частой повторяемости антициклональной погоды и интенсивной трансформации воздушных масс летом и зимой. Здесь ясно выражены муссонные ветры: зимой – с охлажденного материка на океан, летом – с океана на сушу.

Трасса расположена в двух климатических поясах (Алисов Б.П., 1947) – субарктическом (климат лесотундры) и умеренном (климат северной тайги).

Участок проектируемого строительства в административном отношении расположен на территории Туруханского района Красноярского края, Красноселькупского и Пуровского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Территория проведения изысканий расположена в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины на границе со Среднесибирским плоскогорьем. Трасса нефтепровода протянулась от центральной части Нижнеенисейской возвышенности на севере, до реки Пякупур в 10 км к северу от ее слияния с рекой Вэнгапур в южной части трассы. По ходу движения трасса проходит по поверхности Енисей-Тазовского и Пур-Тазовского междуречий, пересекая долину реки Таз, а также притоков рек Енисей, Пур и Таз различного порядка. Поверхность прохождения трассы представляет собой

пологоволнистую равнину, где очень широкие, при этом часто неравномерной ширины, речные долины отделены друг от друга резко обособленными водораздельными плато.

Гидрография района представлена реками Большая Хета, Таз, Айваседапур, Пякупур, их многочисленными притоками, а также множеством стариц, озер и ручьев. Трасса магистрального нефтепровода пересекает реки: Хуричангда, Левый Тагул, Панчаткешитчары, Момчик, Ундылькы, Кыпаки , Компыльнярылькы , Тэкоделькы , Кыпа-Тэкоделькы , Косомяха и другие.

Кроме перечисленных рек с названиями траса пересекает 70 малых рек и ручьев без названия.

Северная часть территории прохождения трассы проектируемого магистрального нефтепровода, расположена в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Подошва многолетнемерзлых пород на междуречных пространствах здесь залегает на глубинах 300 – 400 м.

При движении на юг площадь развития талых отложений достаточно быстро нарастает и занимает от 3 ... 5 до 20 % в районе прохождения трассы по правому берегу долины реки Таз (100 ... 150 км). Здесь трасса проходит по участку преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Подошва мерзлых толщ поднимается здесь от 300...400 м на севере участка до глубины 200 ... 300 м на юге.

На участке от 150 км до конца трассы район работ приурочен к местам несплошного распространения многолетнемерзлых пород. Причем, если на севере участка (150 ... 250 км) распространение мерзлых пород носит массивно-островной и прерывистый (в большинстве случаев) характер, то к югу преобладает редкоостровное распространение многолетнемерзлых грунтов. Мощность многолетнемерзлых грунтов на всем протяжении этого участка не превышает 50 м. На этом участке многолетнемерзлые породы имеют массивно-островное распространение и приурочены почти исключительно к районам торфяников и оторфованных суглинистых грунтов. Здесь наиболее четко прослеживается зависимость площадного распространения торфяников.

Многолетнемерзлые породы относятся к группе специфических грунтов. В естественных условиях они обладают высокими прочностными свойствами. Их механические характеристики соизмеримы с соответствующими показателями полускальных грунтов. При сохранении мерзлоты эти грунты будут являться надежным основанием сооружений. Однако, изменение условий залегания пород, деградация и нарушение температурного режима многолетнемерзлых пород приводят к ухудшению их прочностных свойств. В талом состоянии они обладают от тугопластичной до текучей консистенции. Особенно опасны при протаивании торфа. Из-за высокой льдистости они дают большие осадки (до 50 ... 80 см/м).

Трасса проектируемого магистрального нефтепровода прокладывается в зонах с различными геокриологическими условиями (от зоны сплошного развития многолетнемерзлых грунтов на севере проектируемой трассы, до зоны редкоостровного распространения многолетнемерзлых грунтов – на юге).

По карте ОСР-97-В (5 %-ная вероятность возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений сейсмической интенсивности) – сейсмичность района менее 6 баллов [4].

Рельеф. По природному районированию территория трассы нефтепровода относится к заболоченным северо-восточной и северной частям Западно-Сибирской низменности.

В северо-восточной части изучаемой территории трассы господствует озерно-холмистая лесотундровая равнина, представляющая собой заболоченную местность, поверхность которой испещрена множеством озерков. Местами здесь встречаются гряды и холмы высотой до 100 м. Вся эта территория подвергалась зырянскому оледенению, следы которого хорошо сохранились в общем характере водноледниковых аккумулятивных форм рельефа.

Наиболее возвышенные и лучше дренируемые участки местности заняты участками редкостойных лесов (угнетенная лиственница сибирская, ель, береза). Широкие пойменные террасы заняты густыми зарослями кустарников

высотой 1 ... 1,5 м (иногда до 2,0 м), состоящими из ольхи, карликовой березки, некоторых видов полярных ив, багульника, брусники. Пониженные элементы рельефа заняты мочажинами, гипноосоковыми и пушицевыми болотами.

Территория изысканий не освоена и труднопроходима.

Растительность. По характеру растительности район относится к зоне тундры и лесотундры. Растительность представлена: угнетенными лиственницами, елью, пихтами, березами, кустарниками и кустарничком. На плоских водоразделах заболоченная тайга; на возвышенных сухих участках встречается сосна, в долинах рек и ручьев кедр, ольха, береза, ива и разнообразный кустарник. Травянистая растительность представлена мхами и лишайниками.

На большей части территории трассы (ее центральная и юго-западная часть) господствуют редкостойные сосновые или елово-лиственничные леса (с примесью березы), сопровождаемые моховыми и мохово-лишайниковыми болотами с участками густых зарослей из ерника по вогнутым склонам. Плоские слабодренированные равнины и понижения заняты обширными мерзлыми болотами со сфагновым покровом [5].

3. Исходные данные для проектирования

Таблица 1 – Характеристика трассы и трубопровода

Наименование показателя, единица измерения	Условное обозначение	Значение показателя
Годовая (массовая производительность), млн.т/год	G	25
Длина нефтепровода, км	L	500
Геодезическая отметка в начале трубопровода, м	Z_n	160
Геодезическая отметка в начале трубопровода, м	Z_k	140
Коэффициент неравномерности перекачки	$k_{НП}$	1,07
Категория трубопровода		III
Диаметр трубопровода, мм	D_n	820/1020
Марка стали труб		10Г2ФБ

Таблица 2 – Характеристика перекачиваемой нефти

Наименование показателя, единица измерения	Условное обозначение	Значение показателя
Плотность нефти при 20°C, кг/м ³	ρ_{293}	887,6
Кинематическая вязкость нефти при 25°C, мм ² /с	ν_{298}	34
Расчетная температура нефти, °C	$t_{расч}$	25
Температура начала кипения, °C	$T_{кип}$	92
Температура застывания, °C	$T_{зас}$	Ниже минус 25
Массовая доля серы, %	M_c	0,169
Массовая доля парафинов, %	M_n	0,74
Массовая доля воды, %	$M_в$	1,94
Массовая доля асфальтенов, %	$M_{асф}$	0,215

3 Технологический расчёт магистрального нефтепровода

3.1 Определение плотности при расчетной температуре

Определение плотности:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T); \quad (3.1)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при 293 К, кг/м³;

ξ – температурная поправка, кг/(м³·К);

T – расчетная температура нефти, К.

Температурная поправка:

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}; \quad (3.2)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 887,6 = 0,66 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

Подставим все значения в формулу (3.1) и получим:

$$\rho_T = 887,6 + 0,66 \cdot (293 - 298) = 884,3 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

3.2 Подбор насосного оборудования для МН

Выбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций производится исходя из расчётной часовой производительности нефтепровода, определяемой по формуле:

$$Q = \frac{G_T \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9, \quad (3.3)$$

где G_T – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн.т/год;

ρ – расчетная плотность нефти;

$k_{НП}$ – коэффициент неравномерности перекачки = 1,07;

N_p – число суток работы нефтепровода в течение года.

Чтобы определить число рабочих дней трубопровода в году N_p , необходимо знать наружный диаметр D_H и протяженность трубопровода L .

$D_H = 820$ мм, рабочее давление до 10 Мпа, а $N_p = 350$ дней [6].

$$Q = \frac{25 \cdot 1,07}{24 \cdot 350 \cdot 884,3} \cdot 10^9 = 3601 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

В соответствии с расчётной часовой производительностью выбираем насосы.

Таблица 3 – Параметры насосов

НМ3600-230		НПВ3600-90	
$H_0, \text{м}$	325,6	$H_0, \text{м}$	127
a	0	a	0
$b, \text{ч}^2 / \text{м}^5$	$7,36 \cdot 10^{-6}$	$b, \text{ч}^2 / \text{м}^5$	$2,9 \cdot 10^{-6}$

Задаваясь значениями диаметров рабочих колёс из приложения определим напоры, развиваемые насосами при расчётной производительности перекачки. Для этого воспользуемся уравнением напорной характеристики насоса:

$$H = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2, \quad (3.4)$$

где Q – тоже, что и в формуле (3.3);

a – см. таблица 3;

b – см. таблица 3;

H_0 – см. таблица 3.

$$H_M = 325,6 - 7,36 \cdot 10^{-6} \cdot 3601^2 = 230,4 \text{ м},$$

$$H_{II} = 127 - 2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 3601^2 = 89,4 \text{ м}.$$

По напорным характеристикам насосов вычисляем рабочее давление, МПа:

$$p = \rho \cdot g (H_{II} + m_M \cdot H_M) \cdot 10^{-6} \leq p_{доп}, \quad (3.5)$$

где m_M – число работающих МН.

H_M – тоже, что и в формуле (3.4);

g – ускорение свободного падения, 9,81;

H_{II} – тоже, что и в формуле (3.4);

ρ – плотность нефти, кг/м³.

$$p = 884,3 \cdot 9,81 (89,4 + 3 \cdot 230) \cdot 10^{-6} \leq 10$$

$$p = 6,7 \leq 10.$$

Условие выполняется, т.к. $P_{доп} = 10$ МПа, следовательно, насосы подобраны правильно.

Подобранное насосное оборудование и значение рабочего давления подходит как для МН с $D_H = 820$ мм, так и с $D_H = 1020$ мм [7].

3.3 Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода определяем по формуле:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (3.6)$$

где p – рабочее давление, МПа;

D_H – то же, что и в формуле (3.3);

n_1 – коэффициент надежности по нагрузке, $n_1 = 1,15$;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа.

Находим расчетное сопротивление металла:

$$R_1 = R_{H1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (3.7)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{вр}$;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода ($m_0 = 0,99$ для трубопроводов III категории;

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, ($k_H = 1,1$).

Рассчитаем формулы 3.6 и 3.7:

Для $D_H = 820$ мм:

$$R_1 = 590 \cdot \frac{0,99}{1,34 \cdot 1,1} = 395,6 \text{ МПа.}$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,7 \cdot 820}{2(1,15 \cdot 6,7 + 395,6)} = 7,8 \text{ мм.}$$

Для $D_H = 1020$ мм:

$$R_1' = 590 \cdot \frac{0,99}{1,34 \cdot 1,1} = 395,6 \text{ МПа.}$$

$$\delta' = \frac{1,15 \cdot 6,7 \cdot 1020}{2(1,15 \cdot 6,7 + 395,6)} = 9,7 \text{ мм.}$$

Полученное значение округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной $\delta = 8$ мм. и $\delta' = 10$ мм.

Внутренний диаметр нефтепровода по формуле:

$$D_{BH} = D_B - 2\delta. \quad (3.8)$$

$$D_{BH} = 820 - 2 \cdot 8 = 804 \text{ мм} = 0,804 \text{ м.}$$

$$D'_{BH} = 1020 - 2 \cdot 10 = 1000 \text{ мм} = 1 \text{ м. [8]}$$

3.4 Проверка нефтепровода с разными диаметрами на прочность, деформацию и общую устойчивость

Рассчитаем абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (3.9)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1 \cdot (1 - \mu)}{\alpha \cdot E}, \quad (3.10)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $12 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$;
 E – модуль упругости металла, $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;
 μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$.
 R_1 – расчетное сопротивление трубной стали растяжению (сжатию), МПа.
 Вычислим значения формул 3.4 и 3.5:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 395,6}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5} = 47 \text{ град};$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{395,6 \cdot (1 - 0,3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5} = 110 \text{ град};$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин $\Delta T_{(-)} = 110 \text{ град}$.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{\delta}, \quad (3.11)$$

где α – то же, что и в формуле (3.9);
 E – то же, что и в формуле (3.9);
 ΔT – то же, что и в формуле (3.9);
 n_1 – коэффициент перегрузки, $n_1 = 1,15$;
 δ – толщина стенки, м.
 p – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_{BH} – внутренний диаметр трубопровода, м.

$$\sigma_{IP.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 110 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,7 \cdot 0,804}{0,008} = -44,9 \text{ МПа.}$$

$$\sigma'_{IP.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 110 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,7 \cdot 1}{0,01} = -46 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо вычислить коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{IP.N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{IP.N}|}{R_1}, \quad (3.12)$$

где R_1 – то же, что и в формуле (3.10);

$\sigma_{IP.N}$ – то же, что и в формуле (3.11).

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-44,9|}{395,6}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-44,9|}{395,6} = 0,94.$$

$$\psi_1' = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-46|}{395,6}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-46|}{395,6} = 0,937.$$

Надземные трубопроводы проверяют на прочность, деформацию и общую устойчивость и продольном направлении производят по условию:

$$\sigma_{IP.N} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (3.13)$$

где $\sigma_{IP.N}$ – то же, что и в формуле (3.11);

R_1 – то же, что и в формуле (3.10);

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{ПР.N} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{ПР.N} < 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{КЦ}}{R_1}\right)^2 - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{КЦ}}{R_1}}, \quad (3.14)$$

где $\sigma_{КЦ}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

R_1 – то же, что и в формуле (3.10).

$$\sigma_{КЦ} = n_1 \cdot \sigma_{КЦ}^H, \quad (3.15)$$

где $\sigma_{КЦ}^H$ – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа:

$$\sigma_{КЦ}^H = \frac{p \cdot D_{ВН}}{2\delta}, \quad (3.16)$$

где δ – толщина стенки, м.

p – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$D_{ВН}$ – внутренний диаметр трубопровода, м.

$$\sigma_{КЦ}^H = \frac{6,7 \cdot 0,804}{2 \cdot 0,008} = 336,7 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{КЦ}^{H'} = \frac{6,7 \cdot 1}{2 \cdot 0,01} = 335 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{кц} = 1,15 \cdot 336,7 = 387,2 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{кц}' = 1,15 \cdot 335 = 385 \text{ МПа},$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{387,2}{395,6}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{387,2}{395,6} = 0,4.$$

$$\psi_2' = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{385}{395,6}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{385}{395,6} = 0,5.$$

Произведем проверку нефтепровода на прочность по условию 3.13:

Для $D_H = 820$ мм.

$$|-44,9| \leq 0,4 \cdot 395,6$$

$$|-44,9| \leq 158. \text{ Условие выполняется.}$$

Для $D_H = 1020$ мм.

$$|-46| \leq 0,5 \cdot 395,6$$

$$|-46| \leq 198. \text{ Условие выполняется.}$$

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций наземных трубопроводов производят по условиям:

$$|\sigma_{ПП}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.17)$$

$$\sigma_{КЦ}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.18)$$

где $\sigma_{ПР}^H$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, 0,99;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

R_2^H – нормативное сопротивление.

$$\sigma_{ПР.Н}^H = \mu \cdot \sigma_{КЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R_{MIN}}, \quad (3.19)$$

где R_{MIN} – минимально допустимый радиус упругого изгиба нефтепровода определяется из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле, м;

α – то же, что и в формуле (3.9);

E – то же, что и в формуле (3.9);

ΔT – то же, что и в формуле (3.9);

$\sigma_{ПР}^H$ – то же, что и в формуле (3.17)

$$R_{MIN} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{КЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}, \quad (3.20)$$

где ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{KЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{KЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}, \quad (3.21)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести σ_m , для нашей марки стали принимаем $R_2^H = 460 \text{ МПа}$.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{336,7}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{336,7}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460} = 0,41,$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{335}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{335}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460} = 0,4,$$

$$R_{MIN} \geq \frac{0,5 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,82}{0,41 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460 - |0,3 \cdot 336,7 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 110|} = 6944 \text{ м},$$

$$R_{MIN}' \geq \frac{0,5 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{0,4 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460 - |0,3 \cdot 335 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 110|} = 14671 \text{ м},$$

$$\sigma_{IP.N}^H = 0,3 \cdot 336,7 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 110 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,82}{2 \cdot 6944} = -188,6 \text{ МПа}.$$

$$\sigma_{IP.N}'^H = 0,3 \cdot 335 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 110 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 14671} = -184 \text{ МПа}.$$

Произведем проверку нефтепровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям 3.17 и 3.18:

Для $D_H = 820$ мм:

$$|-188,6| \leq 0,41 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460 \leq 188,6$$

$$188,6 \leq \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460 \leq 460.$$

Для $D_H = 1020$ мм:

$$|-184| \leq 0,4 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460 \leq 184$$

$$184 \leq \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460 \leq 460.$$

Так как неравенства выполняются, делаем вывод о том, что недопустимые пластические деформации нефтепровода отсутствуют [7].

Надземные нефтепроводы должны быть рассчитаны на продольную устойчивость в плоскости наименьшей жесткости системы.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы производят по неравенству:

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}, \tag{3.22}$$

Находим площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (3.23)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4), \quad (3.24)$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (0,82^2 - 0,804^2) = 0,025 \text{ м}^2,$$

$$F' = \frac{\pi}{4} \cdot (1,02^2 - 1^2) = 0,032 \text{ м}^2,$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (0,82^4 - 0,804^4) = 0,002 \text{ м}^4.$$

$$I' = \frac{\pi}{64} \cdot (1,02^4 - 1^4) = 0,004 \text{ м}^4.$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_M = n_{CB} \gamma_M \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (3.25)$$

где n_{CB} – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса (при расчете на продольную устойчивость $n_{CB}=0,95$)[9];

γ_M – удельный вес металла, из которого изготовлена труба, для стали $\gamma_M = 78500 \text{ Н} / \text{м}^3$.

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (0,82^2 - 0,804^2) = 1897 \text{ H / м.}$$

$$q_M' = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (1,02^2 - 1^2) = 2327 \text{ H / м.}$$

Нагрузку от собственного веса изоляции принимаем равной 10 % от q_M , т.е. $q_{II} = 189,674 \text{ H / м.}$; $q_{II}' = 232,7 \text{ H / м}$ [8].

Нагрузка от веса нефти, находящегося в трубопроводе единичной длины:

$$q_H = \rho g \frac{\pi D_{BH}^2}{4}, \quad (3.26)$$

$$q_H = 884,3 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 0,804^2}{4} = 4358 \text{ H / м.}$$

$$q_H' = 884,3 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 1^2}{4} = 6810 \text{ H / м.}$$

То есть нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым нефтепродуктом [9]:

$$q_{TP} = q_M + q_{II} + q_H, \quad (3.27)$$

$$q_{TP} = 1897 + 189,7 + 4358 = 6444,7 \text{ H / м.}$$

$$q_{TP}' = 2327 + 232,7 + 6810 = 9369,7 \text{ H / м.}$$

Ветровая нагрузка на единицу длины трубопровода, перпендикулярная его осевой вертикальной плоскости. Давление ветра, как и вес снегового покрова, будет зависеть от района строительства.

$$q_{вет} = 1,2w_0 \cdot k \cdot c \cdot D_{из} \quad (3.28)$$

где w_0 – нормативное значение ветрового давления H/m^2 [10];

k – коэффициент учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

c – аэродинамический коэффициент, $c = 0,5$.

Для $D_H = 820$ мм:

$$q_{вет} = 1,2 \cdot 960 \cdot 1,9 \cdot 0,5 \cdot 1,2 = 2626,5 \text{ Н/м}$$

Для $D_H = 1020$ мм:

$$q_{вет} = 1,2 \cdot 960 \cdot 1,9 \cdot 0,5 \cdot 1,4 = 3064,3 \text{ Н/м.}$$

Снеговая нагрузка на 1 м^2 длины надземного трубопровода:

$$q_{снeг} = 0,4 \cdot S_q \quad (3.29)$$

где S_q – расчётное значение веса снегового покрова на 1 м^2 длины, $кгс/м^2$.

$$q_{снeг} = 0,4 \cdot 320 = 128 \text{ кгс/м}^2$$

Таблица 4 – Расчётные значения для труб разных диаметров

значение	$D_H = 820$ мм	$D_H = 1020$ мм
Толщина стенки, мм	8	10
продольные осевые сжимающие напряжения, МПа	-44,9	-46
кольцевые напряжения, МПа	387,2	385
максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе, МПа	-188,6	-184
площадь поперечного сечения металла трубы, m^2	0,025	0,032
осевой момент инерции, m^2	0,002	0,004
нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым нефтепродуктом, Н/м	6444,7	9369,7
Ветровая нагрузка, Н/м	2626,5	3064,3
Снеговая нагрузка, $кгс/m^2$	128	

3.5 Гидравлический расчет нефтепровода

Секундный расход нефти и ее средняя скорость определяется по следующим формулам:

$$Q = \frac{Q}{3600}, \quad (3.30)$$

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{BH}^2}, \quad (3.31)$$

$$Q = \frac{3601,2}{3600} = 1 \text{ м}^3 / \text{с},$$

$$v = \frac{4 \cdot 1}{\pi \cdot 0,804^2} = 1,97 \text{ м} / \text{с}.$$

$$v' = \frac{4 \cdot 1}{\pi \cdot 1^2} = 1,27 \text{ м} / \text{с}.$$

Определим число Рейнольдса с целью определения режима течения нефти:

$$\text{Re} = \frac{v \cdot D_{BH}}{\nu_T}, \quad (3.32)$$

где v – средняя скорость нефти;

D_{BH} – внутренний диаметр нефтепровода;

ν_T – кинематическая вязкость.

$$Re = \frac{1,97 \cdot 0,804}{34 \cdot 10^{-6}} = 46585,$$

$$Re' = \frac{1,27 \cdot 1}{34 \cdot 10^{-6}} = 37353.$$

При $Re < 2320$ режим течения ламинарный, в обратном случае – турбулентный.

Для двух случаев, режим течения нефти – турбулентный.

При турбулентном режиме течения различают три зоны трения: гидравлически гладких труб (коэффициент гидравлического сопротивления зависит только от Re); смешанного трения (λ зависит от Re и относительной шероховатости ε) и квадратичного трения (λ зависит только от ε). Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса [8]:

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} \text{ и } Re_2 = \frac{500}{\varepsilon}, \quad (3.33)$$

где ε – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость K_{ε} и внутренний диаметр нефтепровода D_{BH} .

$$\varepsilon = \frac{K_{\varepsilon}}{D_{BH}}. \quad (3.34)$$

$$\varepsilon = \frac{0,075}{804} = 9,37 \cdot 10^{-5}.$$

$$Re_1 = \frac{10}{9,37 \cdot 10^{-5}} = 1,06 \cdot 10^5,$$

$$\text{Re}_2 = \frac{500}{9,37 \cdot 10^{-5}} = 53,3 \cdot 10^5.$$

$$\varepsilon' = \frac{0,075}{1000} = 7,5 \cdot 10^{-5}.$$

$$\text{Re}_1' = \frac{10}{7,5 \cdot 10^{-5}} = 1,3 \cdot 10^5,$$

$$\text{Re}_2' = \frac{500}{7,5 \cdot 10^{-5}} = 66,6 \cdot 10^5$$

Видно, что выполняется условие $2320 < \text{Re} < \text{Re}_1$, так как $2320 < 46585 < 106700$ и $2320 < 37353 < 106700$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} \tag{3.35}$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{46585^{0,25}} = 0,02.$$

$$\lambda' = \frac{0,3164}{37353^{0,25}} = 0,023.$$

Гидравлический уклон в нефтепроводе определяем по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{D_{BH}} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \tag{3.36}$$

где v – то же, что и в формуле (3.32);

λ – то же, что и формуле (3.35)

$D_{вн}$ – внутренний диаметра трубопровода;

g – ускорение свободного падения = 9,81.

$$i = \frac{0,02}{0,804} \cdot \frac{1,97^2}{2 \cdot 9,81} = 0,005.$$

$$i' = \frac{0,023}{1} \cdot \frac{1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 0,002.$$

Конечный напор обычно принимают $H_{KH} = 30$ м.

Полные потери напора в трубопроводе будут равны:

$$H = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + H_{HK}, \quad (3.37)$$

где Δz – разность геодезических отметок конца z_K и начала z_H , трубопровода:

$$\Delta z = z_K - z_H. \quad (3.38)$$

$$H = 1,02 \cdot 0,005 \cdot 500 \cdot 10^3 + (160 - 140) + 30 = 2600 \text{ м.}$$

$$H' = 1,02 \cdot 0,002 \cdot 500 \cdot 10^3 + (160 - 140) + 30 = 1070 \text{ м.}$$

Суммарный напор, развиваемый насосными станциями нефтепровода, складывается из напора, развиваемого всеми подпорными насосами «головных» насосных станций и суммарного напора станций, т.е.:

$$H = H_{II} + n \cdot H_{CT}, \quad (3.39)$$

где H_{CT} – расчетный напор одной станции;

n – число станций;

H_{II} – напор, создаваемый подпорными насосами.

$$H_{CT} = m_M \cdot H_M, \quad (3.40)$$

$$H_{CT} = 3 \cdot 230 = 690 \text{ м.}$$

В магистральном трубопроводе устанавливается такой расход Q , при котором суммарный развиваемый напор равен полным потерям напора в трубопроводе.

Соответственно, уравнение баланса напоров имеет вид:

$$H_{II} + n \cdot H_{CT} = 1,02 \cdot i \cdot L_T + \Delta z + H_{кп}. \quad (3.41)$$

где H_{CT} – то же, что и в формуле (3.40);

n – то же, что и в формуле (3.40);

H_{II} – то же, что и в формуле (3.40);

Δz – разность геодезических отметок;

$H_{кп}$ – конечный требуемый напор, 30 м.

Из формулы следует, что расчетное число насосных станций равно:

$$n = \frac{1,02 \cdot i \cdot L_T + \Delta z + H_{кп} - H_{II}}{H_{CT}} = \frac{H - H_{II}}{H_{CT}}. \quad (3.42)$$

$$n = 3,6 \text{ (для } D_{вн} = 820 \text{ мм)}$$

$$n' = 1,42 \text{ (для } D_{\text{вн}} = 1020 \text{ мм)}$$

Расчетное число насосных станций, может быть округлено как в сторону большего, так и в сторону меньшего числа станций, если заказчика устраивает, что фактическая производительность нефтепровода отличается от проектной, то принимается соответствующий вариант [11].

При округлении числа станций в большую сторону требуемая производительность трубопровода достигается при его работе на переменных режимах [12].

Таблица 5 – Расчётные данные по трубопроводам разного диаметра

значение	$D_{\text{в}} = 820 \text{ мм}$	$D_{\text{в}} = 1020 \text{ мм}$
средняя скорость нефти, м/с	1,97	1,27
число Рейнольдса	46585	37353
режим течения	турбулентный	
относительная шероховатость, м	$9,37 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-5}$
зона течение нефти происходит	гидравлически гладких труб	
коэффициент гидравлического сопротивления	0,02	0,023
гидравлический уклон в нефтепроводе	0,005	0,002
конечный напор, м	30	
полные потери напора в трубопроводе, м	2600	1070
напор одной станции, м	690	
число насосных станций	4	2

4 Насосные нефтеперекачивающие станции

Расчетное время работы НПС, с учетом остановки на регламентные работы и ремонт необходимо принимать равным 8400 часов или 350 дней в году [13].

На промежуточных НПС магистральных нефтепроводов диаметром 720 мм и выше должны предусматриваться ССВД [14].

При появлении волн давления ССВД должна обеспечивать сброс части потока нефти из приёмной линии МН в резервуары-сборники.

На трубопроводы от узлов пуска-приема СОД до магистральной насосной, а также от подпорной до магистральной насосной распространяются нормы проектирования магистральных трубопроводов [15] на остальные – нормы проектирования технологических трубопроводов [11].

На НПС предусмотрены следующие технологические сооружения:

- магистральная насосная с насосами и электродвигателями. Число насосов с электродвигателями определяется расчетом в зависимости от производительности будущей насосной станции;

- система предохранительных клапанов с пневматическим управлением и регулированием настроечного давления,

- узел регуляторов давления с регулирующими заслонками. Число заслонок зависит от производительности НПС. Параметры заслонок позволяют производить регулирование давления при отключении одной из заслонок;

- фильтры-грязеуловители (рабочие и резервный) с патрубками блочного исполнения [16];

- блок системы гашения ударной волны с устройствами сглаживания волн давления;

- резервуар-сборник нефти системы сглаживания волн давления и дренажа, предназначенный для сброса нефти из системы защиты нефтепровода от повышения давления;

- генератор.

Дизельная резервная электростанция предназначена для обеспечения электроэнергией потребителей НПС в период аварийного отключения основного источника электроснабжения. Расчетная продолжительность отключения составляет не более 3 суток в год. В остальное время дизельная электростанция находится в резерве [17].

На промежуточных насосных станциях с рабочим давлением на выходе НПС до 7,5 МПа должна устанавливаться ССВД с горизонтальными подземными сбросными резервуарами. Необходимость установки ССВД должна определяться по результатам расчета на гидродинамической модели нефтепровода [18].

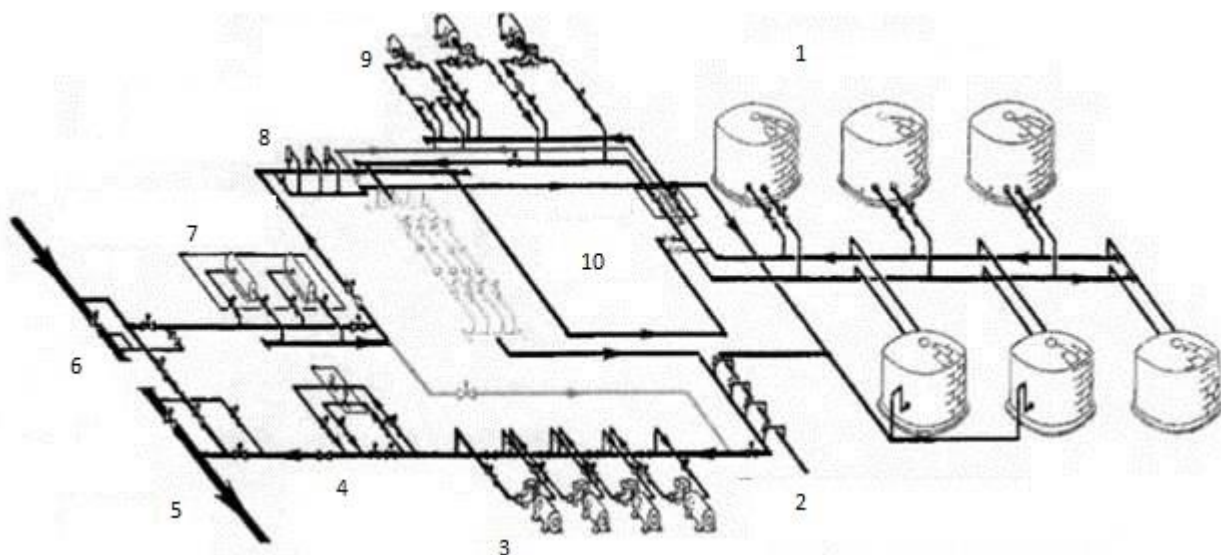


Рисунок 1 – Сооружения НПС

1 – резервуарный парк; 2 – площадка с предохранительными клапанами; 3 – перекачивающая насосная; 4 – регулирующая арматура; 5 – магистральный нефтепровод; 6 – станция очистки и диагностики; 7 – площадка фильтров уловителей; 8 – площадка с предохранительными устройствами; 9 – зачистной насос; 10 – узел учёта.

5 Особенность сооружений на линейной части магистрального нефтепровода в районах крайнего севера и вечномёрзлых грунтов

Надземный участок нефтепровода проектируется с компенсацией продольных деформаций и прокладывается на опорах, обеспечивающих перемещение по ним трубопровода при изменении температуры и давления [19].

5.1 Запорная арматура

Запорная арматура на трассе нефтепровода устанавливается в зависимости от рельефа местности, но не реже, чем через 30 км. Кроме того, предусматривается установка береговых задвижек на подводных переходах через водные преграды шириной более 10 м по зеркалу воды в межень и глубиной более 1,5 м. Береговые задвижки должны быть расположены вне охранной зоны реки.

Магистральные линейные и береговые задвижки должны быть электроприводные шиберные с концами под приварку с классом герметичности затвора «А» климатического исполнения ХЛ, условным диаметром 1000 мм, условным давлением 8,0 и 10,0 МПа [21].

5.2 Переходы через водные преграды

Переходы через реки запроектированы подводными однониточными. Ширина рек не превышает по межённому горизонту 18 м, глубина не более 1,5 м, исключение составляет река Тыкоделька, ее ширина 13 м, глубина 4,4 м и реки Таз, Айваседопур, Пякупур, Пур – ширина в межень которых более 75 м и глубина, соответственно, 4,8, 2,4 и 2,6 м.

На участке надземной прокладки нефтепровода переходы через реки выполнены воздушным способом. Расстояние от пролетного строения или от

низа трубы принято не менее 0,2 м до уровня воды при 1 %-ной обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода.

На участке подземной прокладки величина заглубления нефтепровода на водных переходах определялась с учетом перспективных данных по предельным деформациям на русловых и береговых участках, она составляет не менее 0,5 м от линии предельного профиля размыва до верха забалластированного трубопровода, но не менее 1 м до естественных отметок дна водоема.

Береговые задвижки расположены на отметках не ниже отметок 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода.

При переходе через овраги и балки нефтепровод прокладывается на глубине не менее 1,0 м от дна верха забалластированного трубопровода [21].

5.3 Защита от коррозии

Для защиты от коррозии в проекте приняты трубы и детали трубопроводов с заводскими защитными покрытиями усиленного типа.

Для обеспечения проектного теплового режима в процессе эксплуатации нефтепровода наземный участок должен иметь теплое изоляционное покрытие, которое наносится на эпоксидное антикоррозионное покрытие.

Технические требования на антикоррозионное и теплогидроизоляционное покрытие представлены в таблице.

Состав теплогидроизоляционного и антикоррозионного покрытия принят в следующем составе:

- первый слой – эпоксидное покрытие $\delta = 350$ мм;
- второй слой – пенополиуретан плотностью не менее 75 кг/м^3 $\delta = 100$ мм;
- третий слой – спиральновитой оболочке из оцинкованной стали $\delta = 1,2$ мм первого класса покрытия.

Допустимая минимальная температура окружающей среды при хранении теплогидроизолированных труб минус 60 °С, температура транспортируемого продукта до 80 °С [22].

Теплогидроизоляция и антикоррозионное покрытие должна наноситься в заводских условиях.

Для теплоизоляции и антикоррозионной изоляции сварных соединений труб применяются двухкомпонентный эпоксидный праймер [23], термоусаживающаяся манжета ТИАЛ-М820-450×2 в комплекте с замковой пластиной ТИАЛ-3П-820-450×100, кожух из оцинкованной стали, адгезивная лента ТИАЛ-3 для герметизации краевых зон кожуха, жидкий пенополиуретан под кожух, термоусаживающаяся лента ТИАЛ-М 650×2,4 с замковой пластиной ТИАЛ-3П820 650×100 и оцинкованная сталь. Покрытие наносится в трассовых условиях.

Антикоррозионная защита сварных соединений нефтепровода выполняется в трассовых условиях.

Участки надземной прокладки изолированы от подземного участка установкой на нефтепроводе в зоне перехода электроизолирующей вставки.

При подсоединении к системе магистральных нефтепроводов в районе Пурпе на проектируемом нефтепроводе также устанавливается изолирующая вставка для электрического разделения участков.

5.4 Подогрев нефти

Подогрев нефти в соответствии с технологической схемой будет осуществляться на НПС в первые два года разработки месторождения.

Температура нагрева составит от 27 до 70 °С.

На НПС с узлом подключения к системе магистральных нефтепроводов (Пурпе) подогрев нефти предусмотрен при обратной перекачке, температура нагрева от 12 до 60 °С.

Подогрев нефти предусматривается в нагревателях.

В качестве топлива для нагревателей нефти на НПС используется нефть, для НПС с узлом подключения к системе магистральных нефтепроводов (Пурпе) топливом является природный газ от УКПГ Губкинского месторождения.

5.5 Электрообогрев трубопроводов

В настоящем проекте предусмотрен электрообогрев надземных трубопроводов

Электрообогрев обеспечивает поддержание требуемой температуры среды при наружной температуре минус 49 °С.

Система управления обогревом надземных трубопроводов обеспечивает высокую точность уровня поддерживаемой температуры и обеспечивает экономию электроэнергии за счет ступенчатого регулирования мощности в зависимости от температуры окружающего воздуха и температуры трубы [24].

5.6 Опоры

В данном проекте используются опоры неподвижных, фиксирующих углы поворота трубопровода, свободно-подвижных и продольно-подвижных, обеспечивающих работу компенсаторов.

Конструкция опор выполнена из сталей марки 09Г2С.

Опора свободно-подвижная и продольно-подвижная, в отличие от опор подвижных и скользящих, помимо свободного перемещения трубопровода в горизонтальной плоскости, обеспечивает возможность наклона в направлении продольной оси трубопровода. Такая конструкция обеспечивает соблюдение требований по сейсмозащищенности объектов и дает дополнительные компоновочные возможности при монтаже трубопроводов.

Свободно-подвижные опоры являются достаточно сложным устройством, надежность и долговечность работы которого обеспечивается безукоризненным

соблюдением технических условий при производстве. Помимо высокой точности изготовления сопрягаемых деталей, опора свободно-подвижная проходит сложный процесс термообработки после сварки, а по окончании сборки обязательный контроль сварных швов. Кроме того, особое внимание уделяется поворотному механизму опоры, обеспечивающему свободное вращение ложементов относительно основания. Подвижные опоры воспринимают вес теплопровода и обеспечивают его свободное перемещение на строительных конструкциях при температурных деформациях. При перемещении теплопровода подвижные опоры перемещаются вместе с ним. Подвижные опоры используют при всех способах прокладки, кроме бесканальной. Подвижные опоры испытывают главным образом вертикальные нагрузки от массы теплопроводов. Эти опоры просты по конструкции и надежны в эксплуатации.

Неподвижными опорами теплопроводы как бы делятся на самостоятельные участки. С помощью неподвижных опор трубы жестко закрепляют в определенных точках трассы между компенсаторами или участками с естественной компенсацией температурных деформаций, которые воспринимают, кроме вертикальных нагрузок значительные горизонтальные усилия, направленные по оси теплопровода и складывающиеся из неуравновешенных сил внутреннего давления, сил сопротивления свободных опор и реакции компенсаторов. Наибольшее значение имеют силы внутреннего давления. Поэтому для облегчения конструкции опоры стараются расположить ее на трассе таким образом, чтобы внутренние давления в теплопроводе были уравновешены и не передавались на опору. Те опоры, на которые реакции внутреннего давления не передаются, называются разгруженными неподвижными опорами; те же опоры, которые должны воспринимать неуравновешенные силы внутреннего давления, называются неразгруженными опорами.

Неподвижные опоры труб рассчитывают на наибольшую горизонтальную нагрузку при различных режимах работы теплопроводов, в том числе при открытых и закрытых задвижках

Неподвижные опоры предусматривают на трубопроводах при всех способах прокладки тепловых сетей. От правильного размещения неподвижных опор по длине трассы тепловых сетей во многом зависит величина температурных деформаций и напряжений в трубах. Неподвижные опоры устанавливаются на ответвлениях трубопроводов, в местах размещения запорной арматуры, сальниковых компенсаторов.

Расстояние между неподвижными опорами определяют исходя из заданной конфигурации трубопроводов, температурных удлинений участков и компенсирующей способности устанавливаемых компенсаторов. Неподвижные крепления трубопроводов выполняют различными конструкциями, которые должны быть достаточно прочными и жестко удерживать трубы, не допуская их перемещения относительно поддерживающих конструкций.

Конструкции неподвижных опор состоят из двух основных элементов: несущих конструкций (балок, железобетонных плит), на которые передаются усилия от трубопроводов, и собственно опор, при помощи которых осуществляется неподвижное закрепление труб (приварные косынки, хомуты). В зависимости от способа прокладки и места установки применяют неподвижные опоры: упорные, щитовые и хомутовые. Опоры с вертикальными двусторонними упорами и лобовые применяют при установке их на каркасах в камерах и тоннелях и при прокладке трубопроводов в проходных, полупроходных и в непроходных каналах. Щитовые опоры применяют как при бесканальной прокладке, так и при прокладке теплопроводов в непроходных каналах при размещении опор вне камер.

Необходимо предусмотреть мероприятия от выпучивания опор – проводить обработку свай против смораживания грунта со сваей или заглублять опоры на достаточную величину. В любом случае глубина

заложения опор должна быть больше глубины сезонного промерзания – оттаивания, то есть не менее 2 м [25].

5.7 Система термостабилизации

По трассе нефтепровода для сохранения вечномерзлых грунтов в мерзлом состоянии, как в процессе проведения строительных работ, так и в течение всего периода эксплуатации сооружений рекомендуется стабилизировать температурный режим с помощью термостабилизаторов, обеспечивающих первоочередное замораживание грунтов в нижней части свай, обеспечивая таким образом устойчивость свай от деформаций осадок и пучения. Для термостабилизации грунтов основания в данном проекте применяются термостабилизаторы марки ТК 32/10.0 М5/4-1, хладагент – углекислота.

Данные термостабилизаторы экологически безопасны и могут применяться на любых объектах строительства без ограничения.

Погружение термостабилизаторов в проекте обусловлено грунтовыми условиями района проектирования и принято на глубину до 12 метров по трассе нефтепровода. Количество термостабилизаторов на одну опору составляет от 2 до 4 штук. Такое количество необходимо для создания твердомерзлого массива вокруг опоры [26].

5.8 Молниезащита

Молниезащита зданий и наружных взрывоопасных установок площадок НПС и площадок линейных задвижек выполнена в соответствии с СО 153-34.21.122-2003. Комплекс средств молниезащиты зданий включает в себя устройства защиты от прямых ударов молнии (внешняя молниезащитная система МЗС) и устройства защиты от вторичных проявлений молнии (внутренняя МЗС).

Внешняя МЗС выполняется отдельностоящими молниеотводами и молниеотводами, установленными на прожекторных мачтах (для дыхательной арматуры дренажных емкостей), а также с использованием в качестве молниеприемника металлической кровли зданий. Токоотводами служат металлические каркасы молниеотводов или защищаемых зданий.

Заземляющие устройства, к которым присоединяются молниеотводы, выполняются из электродов из круглой стали диаметром 16 мм, соединенных стальной полосой сечением 4×40 мм. Глубина заложения верха вертикальных электродов и горизонтальных заземлителей составляет 0,5 м от поверхности земли.

Внутренние устройства молниезащиты предназначены для ограничения электромагнитных воздействий тока молнии и предотвращения искрений внутри защищаемых объектов и заключаются в присоединении всех подходящих к зданиям и сооружениям коммуникаций (брони кабелей, труб водоснабжения, технологических трубопроводов) к заземляющему устройству. Во фланцевых соединениях трубопроводов должна быть обеспечена нормальная затяжка не менее четырех болтов на каждый фланец.

Для защиты от вторичных проявлений молнии, статического электричества и от заноса высоких потенциалов по подземным и надземным коммуникациям все трубопроводы на вводе в здания и сооружения подлежат заземлению.

Выполняется защита от прямых ударов молнии блоков БЛП. В качестве молниеприемной сетки используется металлическая кровля, соединяемая токоотводами с заземляющим устройством. В качестве токоотводов используются стойки металлических каркасов блоков.

В качестве заземлителей используется свайный фундамент, выполненный из труб, который в ненаселенной местности обеспечивает необходимое нормируемое сопротивление заземления [27].

5.9 Компенсаторы

Универсальный компенсатор сильфонный, выполненный из многослойной нержавеющей стали, предназначен для компенсации напряжений, вызываемых смещением почвы при очень сильных продольных осевых, сдвиговых, угловых, в одной или нескольких плоскостях сейсмических колебаниях, а также перепадами температур [28].

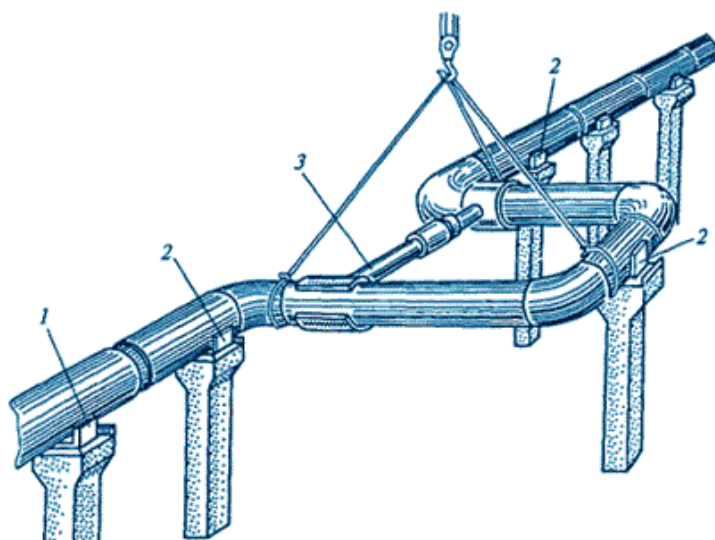


Рисунок 2 – Монтаж компенсатора П-образного.

1 – опора неподвижная; 2 – опора подвижная; 3 – винтовая растяжка.

Компенсаторы относятся к 4 группе 2-го класса промышленной продукции (неремонтируемые изделия)[36].

6 Основные природоохранные мероприятия

6.1 Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций

Для уменьшения создания возможных аварийных ситуаций предусмотрены следующие мероприятия:

- трубы приняты из материала, удовлетворяющего требованиям государственных стандартов;
- толщина стенки труб принята больше расчетной;
- выполнение контроля качества сварных стыков, испытание трубопроводов и оборудования на прочность и плотность в соответствии с требованиями нормативных документов;
- антикоррозионное покрытие оборудования и трубопроводов в сочетании с элек-трохимзащитой;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбор газа с предохранительных клапанов на свечу рассеивания.

В процессе эксплуатации следует предусмотреть строгое соблюдение сроков периодических осмотров технического состояния фланцевых соединений, уплотнений насосов, запорной арматуры.

Локализация аварийных разливов нефтепродуктов и ГСМ и, соответственно, сокращение воздействия на природную среду обеспечивается устройством обвалования по всему периметру емкостей хранения ГСМ;

Ликвидация последствий аварий должна выполняться в соответствии с утвержденным на предприятии планом локализации аварийных разливов продукции скважин.

Система мониторинга опасных природных процессов проектом не предусмотрена. Предупреждение о возможных ЧС природного характера

руководство проектируемого объекта будет получать от соответствующих Федеральных органов, проводящих мониторинг опасных природных процессов [29].

6.2 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Строительство проектируемых объектов имеет ряд особенностей, характеризующихся концентрацией значительных материальных ресурсов, участием в строительном процессе механизмов большой мощности. Воздействие на окружающую среду оказывается в результате:

- отчуждения земель под временную полосу отвода;
- разрушения естественного почвенно-растительного покрова, влияющего на флору района строительства;
- воздействия на животный мир от шума работающих механизмов;
- засоренности территории отходами строительного производства;
- нарушения рельефа местности при планировке, отсыпке площадок и т.п.

Шумовые воздействия на животный мир имеют кратковременный характер и существенного влияния на фауну района строительства не оказывают.

При отчуждении земель, связанных со строительством, устанавливаются твердые границы временной полосы отвода, что обязывает не допускать использование земель за ее пределами.

Воздействие на окружающую среду при эксплуатации проектируемых объектов характеризуется как непрерывное и длительное, приводящее к нарушению равновесия в экосистемах.

Животный мир чаще всего страдает в результате браконьерского промысла, до настоящего времени процветающего на всех стадиях освоения месторождений, изменений в экологической среде, реже – в результате уничтожения биотопов.

В целях снижения негативного воздействия проектируемых объектов на животный мир территории необходимо:

- приказом по предприятию запретить механизированное несанкционированное перемещение по территории;

- ввоз в район работ огнестрельных и других орудий промысла животных, а также собак.

Воздействие на ихтиофауну определяется в основном степенью нарушения гидрологического режима рек и водоемов, площадью нарушений и изъятия поймы, а также уровнем привнесенного загрязнения площади водосбора и непосредственно поверхностных вод [30].

7 Экономическая часть

В экономической части бакалаврской работы будет проведено сравнение трубопроводов разных диаметров для перекачки нефти с Тагульского месторождения до Пурпе с точки зрения затрат на:

- стоимость покупки трубопровода с завода на всю длины трассы(500 км.);
- стоимость доставки готовых труб до предполагаемого места проектирования;
- стоимость закупки и доставки оборудования для НПС;
- стоимость монтажа НПС.

Самый выгодный вариант будет являться приоритетным и рассмотрен далее в работе.

Расчёт стоимость покупки трубопровода с завода на всю длины трассы. Действующие в настоящее время факторы социально – политической и макроэкономической нестабильности негативно влияют на инвестиционный климат. В связи с этим при проведении расчетов сделаны следующие допущения:

- сохраняется налоговый режим на весь расчетный период;
- все расчеты выполнены в постоянных ценах, т.е. не учитываются инфляционные колебания.

Расчет технико-экономических показателей произведен в текущих ценах на момент проектирования 2017 год и рублевом эквиваленте.

Расчёт суммы на приобретение стальных труб марки 10Г2ФБ для всей длины проектируемого магистрального нефтепровода (МН). Данные были получены от представителей Челябинского трубопрокатного завода [31].

Таблица 6 – Расчет затрат на приобретение стальных труб разных диаметров

Диаметр нефтепровода, мм	Цена за шт, тыс.руб	Количество, шт	Вес, тонны	Сумма, тыс.руб
820	33,4	41700	2,4	1392780
1020	35	41700	3	1459500

$$\text{Стоимость труб} = \text{Цена за шт} \cdot \text{количество труб} \quad (7.1)$$

$$\text{Стоимость труб (820 мм)} = 33,4 \cdot 41700 = 1392780 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Стоимость труб (1020 мм)} = 35 \cdot 41700 = 1459500 \text{ тыс. руб}$$

Основной грузопоток будет поступать железнодорожным транспортом, и сосредотачиваться на станциях Челябинск, Сургут, Пурпе.

С помощью интернет-сервиса РЖД [32] можно произвести расчёт предварительной стоимости перевозки необходимого груза от места изготовления продукции до конечного пункта. Маршрут – от ст. Челябинск до ст. Сургут и от ст. Сургут до ст. Пурпе.

Для нефтепровода $D_n = 820$ мм :

$$\text{Стоим.дост.} = \text{Стоим.дост.}_{(\text{Челяб.-Сургут})} + \text{Стоим.дост.}_{\text{Сургут-Пурпе}} \quad (7.2)$$

где $\text{Стоим.дост.}_{(\text{Челяб.-Сургут})} = 1032825,6$ тыс.руб.

$$\text{Стоим.дост.}_{\text{Сургут-Пурпе}} = \text{общий вес груза} \cdot 3 \text{ руб/кг.} \quad (7.3)$$

$$\text{Стоим.дост.}_{\text{Сургут-Пурпе}} = 100080000 \cdot 3/1000 = 300240 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Стоим.дост} = 1032825,6 + 300240 = 1333065,6 \text{ тыс. руб}$$

Для нефтепровода $D_n = 1020$ мм:

$$\text{Стоим.дост.} = \text{Стоим.дост.}_{(\text{Челяб.-Сургут})} + \text{Стоим.дост.}_{(\text{Сургут-Пурпе})} \quad (7.4)$$

где – $\text{стоим.дост.}_{(\text{Челяб.-Сургут})} = 1291032$ тыс.руб;

$$\text{Стоим.дост.}_{(\text{Сургут-Пурпе})} = \text{общий вес груза} \cdot 3 \text{ руб/кг} \quad (7.5)$$

$$\text{Стоим.дост.}_{(\text{Сургут-Пурпе})} = 125100000 \cdot 3/1000 = 375300 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{Стоим.дост.} = 1291032 + 375300 = 1666332 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 7 – Расчёт затрат на оказание услуг по доставки труб ЖД транспортом

Диаметр трубопровода, мм	Количество труб, шт	Общий Вес, тонны	Полный объем, м ³	Расстояние, км	Общая стоимость доставки, тыс.руб
820	41700	100080	262710	1700	1333065,6
1020	41700	125100	408660	1700	1666332

Дополнительные материалы для МН, в том числе и изоляционный материал, примем равным 15 % от стоимости трубы, что составит 208917 тыс. руб для 820 мм и 218925 тыс. руб для 1020 мм.

Вывод: более выгодным получается трубопровод с диаметром 820 мм, т.к. готовая продукция в виде стальных труб менее габаритна и легче по весу, чем с диаметром 1020 мм.

Запорная арматура. Для всей длины МН каждые 25 км нужно устанавливать запорное устройство. Необходимое оборудование по привлекательной цене может произвести для нас Тюменский филиал ЗАО

«АРМАТЭК»[33]. Это предприятие специализируется на разработке и производстве новых современных видов трубопроводной арматуры с защитными покрытиями.

$$\text{Стоимость арматуры} = \text{количество} \cdot \text{стоимость одной задвижки} \quad (7.6)$$

Для $D_y = 800$ мм:

$$\text{Стоимость арматуры} = 20 \cdot 538 = 10760 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Стоим.дост.} = \text{Стоим.дост.}_{(\text{Тюм.-Сургут})} + \text{Стоим.дост.}_{(\text{Сургут-Пурпе})} \quad (7.7)$$

где $\text{стоим.дост.}_{(\text{Тюм.-Сургут})} = 260$ тыс. руб;

$\text{стоим.дост.}_{(\text{Сургут-Пурпе})} = 120$ тыс. руб.

$$\text{Стоим. дост.} = 260 + 120 = 380 \text{ тыс. руб}$$

Для $D_y = 1000$ мм.:

$$\text{Стоимость арматуры} = 20 \cdot 613 = 12260 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Стоим.дост.}_{(\text{Тюм.-Сургут})} = 285 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Стоим.дост.}_{(\text{Сургут-Пурпе})} = 132 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Стоим. дост.} = 285 + 132 = 417 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Общая стоимость} = \text{Стоимость арматуры} + \text{стоимость доставки} \quad (7.8)$$

$$\text{Общая стоимость } (D_y = 800 \text{ мм}) = 10760 + 380 = 11140 \text{ тыс.руб}$$

Общая стоимость ($D_y = 1000\text{мм}$) = $12260 + 417 = 12677$ тыс. руб

Таблица 8 – Расчет затрат на приобретение запорной арматуры и ее доставку

Диаметр трубопровода, мм	Количество запорной арматуры, шт	Общий Вес, тонны	Цена за ед. продукции, тыс. руб	Стоимость арматуры, тыс. руб	Стоимость доставки, тыс. руб	Общая стоимость, тыс. руб
820	20	40	538	10760	380	11140
1020	20	44	613	12260	417	12677

Вывод: разница в стоимости незначительна по сравнению с трубами, но всё же запорная арматура для труб с диаметром 820 мм легче и тем самым дешевле.

Расчёт стоимости строительства НПС укрупненным способом. В сравнении стоимости НПС будут учитываться единовременные затраты на приобретение оборудования и доставку его на место предполагаемого проекта.

Как было рассчитано ранее в работе количество НПС для разных диаметров трубопроводов необходимо разное. Для нефтепровода с $D = 820$ мм необходимо 4 НПС (1 головная и 3 промежуточные), а для $D = 1020$ мм 2 НПС (1 головная и 1 промежуточная). ГНПС можно не учитывать, так как затраты в обоих случаях будут одинаковы.

Учитывая тот факт, что подобранное ранее в работе основное оборудование подходит для двух вариантов МН, можно предположить, что смета по приобретению и доставки основного оборудования на НПС с разными диаметрами трубопроводов будут также приблизительно равны.

Все НПС на участках магистрального нефтепровода с одной и той же пропускной способностью оснащаются однотипным оборудованием

Таблица 9 – Расчет стоимости оборудования и его доставки НПС

Оборудование	Количество	Цена за ед., тыс. руб	Стоимость, тыс. руб	Доставка, тыс. руб
МН 3600-230	4	340770	1363080	840
Система автоматического регулирования давления.	1	27860	27860	557
фильтры-грязеуловители	3	11000	33000	1153
блок системы гашения ударной волны с устройствами сглаживания волн давления (ССВД)	1	15240	15240	350
РВС 5000 м ³	2	55000	110000	13470
система предохранительных клапанов	1	13540	13540	290
Дизельная резервная электростанция	1	34000	34000	233
Площадка узлов предохранительных клапанов	1	8655	8655	452
Энергоблок технологической насосной	1	20359	20360	3460
Трубопроводная сеть	1	18330	18330	1660
Административное здание	1	31111	31110	720
Здание технологической насосной	1	64780	64780	1340
Жилой модуль	1	55180	55180	835
Химико-аналитическая лаборатория	1	87764	87760	340
Пожарный пост	1	900	900	220
РВС-2000 пожарный	1	21870	21870	7470
Пожарная машина «Камаз»	1	4500	4500	450
Итого			1910165	37067

Приблизительная стоимость одной НПС складывается из стоимости закупки основного оборудования и доставки оборудования на место проекта.

$$\text{Стоимость}_{\text{НПС}} = 1910165 + 37067 = 1947232 \text{ тыс.руб} \quad (7.9)$$

Расчёт стоимости всех НПС для разных диаметров трубопроводов:

$$\text{Общая Стоимость}_{\text{НПС}} = \text{количество НПС} \cdot \text{Стоимость}_{\text{НПС}} \quad (7.10)$$

Для $D_n = 820$ мм:

$$\text{Общая Стоимость}_{\text{НПС}} = 3 \cdot 1947232 = 5841696 \text{ тыс.руб}$$

Для $D_n = 1020$ мм:

$$\text{Общая Стоимость}_{\text{НПС}} = 1 \cdot 1947232 = 1947232 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость строительства НПС и монтажа всего оборудования примем равным 20 % от стоимости всей НПС.

$$\text{Стоимость строительства} = 1 \text{ НПС} \cdot 0,2 \quad (7.11)$$

$$\text{Стоимость строительства 1 НПС} = 1947232 \cdot 0,2 = 389446 \text{ тыс. руб}$$

$$\text{Стоимость строительства 3 НПС} = 389446 \cdot 3 = 1168338 \text{ тыс. руб [34].}$$

Вывод: затраты на покупку оборудования, доставку до ст. Пурпе и монтаж его для трубопровода с диаметром 820 мм значительно превосходят диаметр труб 1020 мм.

Таблица 10 – Расчёт затрат на закупку основного материала и оборудования с учетом доставки до ст. Пурпе в тыс. руб.

Наименование показателя	Магистральный нефтепровод с $D_n = 820$ мм	Магистральный нефтепровод с $D_n = 1020$ мм
Себестоимость стальных труб	1392780	1459500
Стоимость доставки	1333065,6	1666332
Дополнительные материалы	208917	218925
Запорная арматура	11140	12677
НПС	5841696	1947232
Монтаж НПС	1168338	389446
Итого	9955936	5694112

Вывод: затраты на закупку основного материала трубопровода и оборудования НПС с учетом доставки до ст.Пурпе необходимые для магистрального нефтепровода с $D_n = 1020$ мм значительно меньше.

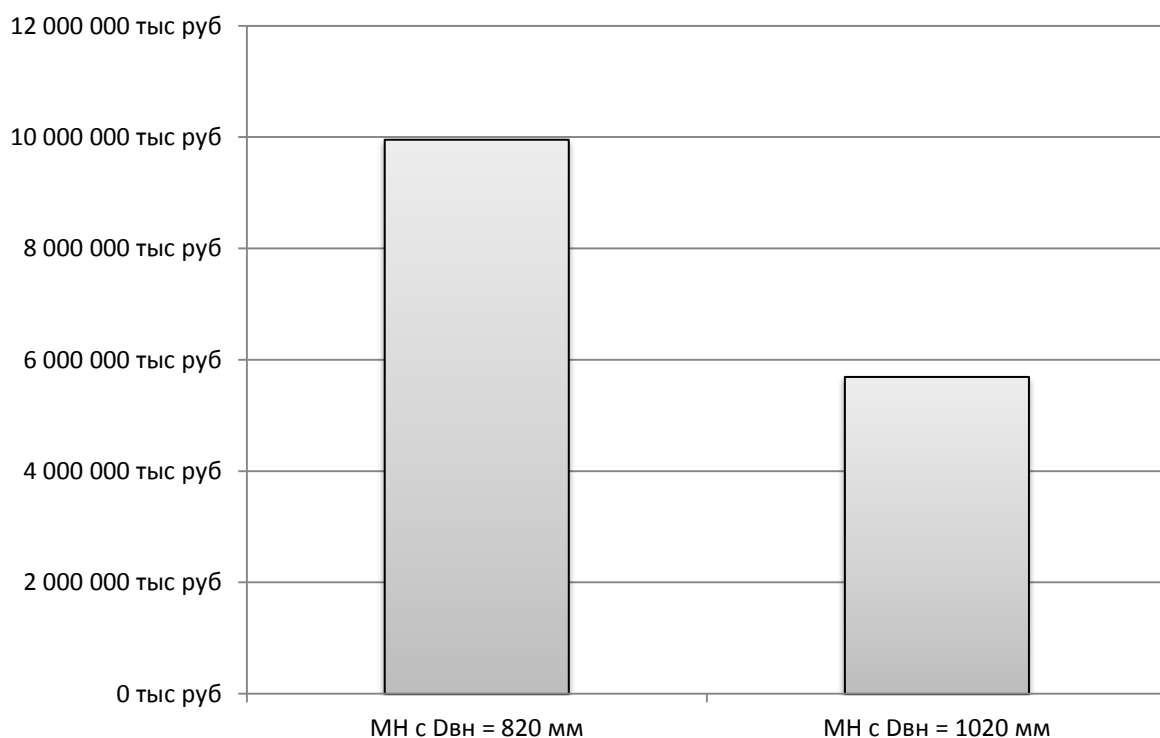


Рисунок 3 – Основные затраты на приобретение и транспортировку основного оборудования для реализации проекта «Проектирование магистрального нефтепровода в условиях Крайнего Севера»

В ходе сравнения таких экономических показателей, как себестоимость стальных труб, стоимость доставки, дополнительные материалы, запорная арматура, основное оборудования для НПС и его монтаж можно сделать вывод, что рациональным и менее затратным выглядит вариант с трубопроводом, диаметр которого 1020 мм. Определяющими факторами стали затраты на оборудование НПС и его монтаж.

8 Безопасность жизнедеятельности

В настоящее время самым экономически целесообразным видом транспорта является трубопроводный.

Однако при нарушении правил техники безопасности нефтепровод может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, пожарам, разрушениям, гибели людей, значительным материальным потерям.

Проблема своевременного и достоверного прогнозирования, предупреждения и ликвидации последствий ЧС на трубопроводном транспорте является актуальной.

8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Магистральный нефтепровод, протяженностью 500 км, находится на севере Красноярского края в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины на левобережье реки Енисей Туруханского района и Ямало-Ненецкого автономного округа.

Рабочим местом трубопроводчика линейного является открытая площадка линейной части нефтепровода, где происходит выполнение монтажных и восстановительных работ с использованием сварки; ревизия и ремонт задвижек и кранов; демонтаж и установка контрольно-измерительных приборов; продувка и опрессовка участков трубопровода и монтажных узлов, монтаж переходов, захлестов и катушек, а также другие виды работ.

При обслуживании линейной части нефтепровода трубопроводчик может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (ожоги);
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (обморожение, солнечные и тепловые удары);

- повышенный уровень напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах;
- пожаро- и взрывоопасность;
- токсичное воздействие на организм человека (токсичные пары и газы).

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

Основными аварийными и чрезвычайными ситуациями являются пожар, взрыв, токсический выброс, а также утечка продукта через разрывы, свищи, трещины и другие повреждения оборудования.

Причинами аварийных ситуаций чаще всего являются:

- наружная и внутренняя коррозия;
- механические повреждения;
- производственный дефект труб;
- брак сварки.

В результате аварий на магистральных трубопроводах окружающей среде наносится серьезный экологический ущерб. При разрушении нефтепровода возникают механические повреждения природного ландшафта и рельефа, нарушение целостности почвенно-растительного покрова, что приводит к большим экономическим потерям.

8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проектируемый объект располагается на севере Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа.

Работы выполняются на открытом воздухе круглый год в дневное время суток, независимо от температурного режима и осадков.

Климат местности достаточно суров. Зима длинная морозная с сильными ветрами и высокой влажностью, длится около 8 месяцев, абсолютная минимальная температура воздуха холодного периода года достигает -57°C . Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 74 %. Лето короткое и прохладное. Абсолютная максимальная температура воздуха, $+32^{\circ}\text{C}$, средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 70 %. Из-за многолетней мерзлоты почва перенасыщена влагой, поэтому там много озер и болот. Среднегодовая температура воздуха $-9,4^{\circ}\text{C}$.

Для выполнения планового обслуживания трасс магистральных нефтепроводов предусматривается линейная эксплуатационная служба (ЛЭС). Одна ЛЭС обслуживает участок трассы нефтепровода протяженностью 200 ... 250 км, (по болотам, в горной местности) 80 ... 100 км. Техническое обслуживание и наблюдение за магистральными нефтепроводами и сооружениями на трассе предусматривается с использованием подъездных дорог и вдоль трассовых проездов, с применением проходимой техники и воздушного транспорта.

8.3 Обеспечение безопасности технологического процесса

Искусственное освещение. Правильно выполненное освещение цеха по техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов способствует повышению эффективности и безопасности слесарных работ, снижает травматизм и утомляемость, сохраняет высокую работоспособность.

Для того чтобы не допустить повышения уровня травматизма, рассеянности, низкой продуктивности работы и несоответствием освещения рабочих мест, необходимо рассчитать систему освещения в помещении цеха ЦТОЭиРТ.

Расчет искусственного освещения. Искусственное освещение подразделяют на комбинированное, местное и общее.

При расчете искусственного освещения в производственных помещениях применяются разные методы. Наиболее распространенным и простым являются метод светового потока.

Уровень освещения должен соответствовать нормам: 300 ... 500лк. Для расчета берём минимальный уровень освещения $E_n = 300$ лк.

В помещении цеха установлено 9 светильников типа ЛДР (2x40 Вт). Длина 1,24 м, ширина 0,27 м, высота 0,10 м. Тип ламп ЛБ40, мощностью 40 Вт. Количество ламп 18 штук.

Люминесцентные лампы более экономичны, чем лампы накаливания, дают свет близкий по спектру дневному, в 4-5 раз долговечнее ламп накаливания, яркость не превышает гигиенического уровня.

Световой поток, Φ который должна излучать каждая электрическая или газоразрядная лампа (при заданном количестве ламп), рассматривают по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (8.1)$$

где: E_n – нормируемая минимальная освещённость, лк;

S – площадь освещаемого помещения, 48 м^2 ;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, $K_z = 1,4$;

Z – коэффициент минимальной освещенности, $Z = 1,1$;

N – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока.

Световой поток Φ выбранной лампы (ЛБ-40) равен (2480 лм).

Отсюда количество ламп в помещении равно:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{\Phi \cdot \eta} \quad (8.2)$$

Количество ламп (ЛБ-40) в помещении цеха равно 18.

Коэффициент использования светового потока η выбирают по следующим данным:

- коэффициент отражения побеленного потолка $\rho_{\text{п}} = 70 \%$;
- коэффициент отражения от стен, окрашенных в светлую краску $\rho_{\text{с}} = 50 \%$;
- коэффициент отражения от пола, покрытого линолеумом темного цвета $\rho_{\text{р}} = 10 \%$;
- индекс помещения находим по формуле:

Определяем количество ламп в помещении:

$$N = \frac{300 \cdot 48 \cdot 1,4 \cdot 1,1}{2480 \cdot 0,49} = 18,24 \quad (8.3)$$

Исходя из расчетов, делаем вывод, количество ламп установленных в помещении цеха, не удовлетворяет расчетным данным. Следовательно, данное помещение не соответствует установленным требованиям искусственного освещения.

Для устранения выявленного замечания, в помещении цеха требуется установить один дополнительный светильник ЛДР (2x40 Вт) как минимум с одной люминесцентной лампой ЛБ-40. Обнаруженные отклонения от норм устраняют путем изменения типа ламп и их мощности или заменой светильников. Чтобы поддерживать светоотдачу светильников и света пропускную способность окон на заданном уровне, проводят их чистку, не

менее двух раз в год, а также проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Расстояние от крайних светильников до стены определяется по формуле:

$$l = 0,3 - 0,5L \quad (8.4)$$

где, L – расстояние между соседними светильниками, 1,4м;

Светильники типа ЛДР с люминесцентными лампами ЛБ-40 в помещении цеха установлены рядами, три светильника в ряд с отдельным включением линий светильников. Общий числовой поток светильника ЛДР (2x40 Вт) равен 4960 лм.

В рабочих помещениях следует применять систему общего освещения. Светильники с люминесцентными лампами располагаются параллельно светонесущей стене на расстоянии 1,2 м от наружной стены и на расстоянии 1,5м от внутренней.

8.4 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Пожары на объектах МН являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам, таким как коррозионные повреждения, дефекты труб и сварных швов, нарушение правил эксплуатации, внешние воздействия и др. Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неположенном месте.

Нефть относится к ЛВЖ категории пожаровзрывоопасных веществ, температура самовоспламенения нефтей от 222 до 256 °С. В таблице 7 для нефти и ее составляющих приведены значения нижнего и верхнего концентрационного предела и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация [18].

Все объекты МН должны быть оборудованы телефонной и радиосвязью, а также автоматической пожарной сигнализацией, для оперативного вызова дополнительных сил и средств в случае пожара.

Здания, сооружения и другие объекты МН подлежат защите автоматическими установками пожаротушения.

8.5 Санитарно-гигиенические требования к помещению и оборудованию.

Таблица 11 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№	Наименование производственного фактора, единица измерения	Допустимый уровень	Фактический уровень производственного фактора
1	Тяжесть трудового процесса	-	-
2	Напряженность трудового процесса	-	-
3	Шум, дБА	80	87
4	Температура, С°	20	22,4
5	Влажность, %	35	43
6	Скорость движения воздуха, м/с	0.1	0,1
7	Освещенность, лк	300	160
8	Коэффициент Естественной освещённости, %	0.6	1,3
9	Тепловая Нагрузка среды, С	21	17,8
10	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	1272

8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Для исключения аварийных ситуаций на МН используют различные средства и новые технологии.

Для гашения колебаний давления, вибрации и гидроударов применяют стабилизаторы давления. Для проверки состояния трубопроводов, их элементов и деталей, назначают периодические ревизии, проводят гидравлические испытания на прочность давлением воды. Специальные лаборатории дефектоскопии и анализа металлов проводят ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопровода, контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод), рентгеноконтроль, капиллярный контроль [25].

В результате возможных чрезвычайных ситуаций на МН могут возникнуть следующие поражающие факторы:

- механическое воздействие вследствие разлета осколков, зона действия поражающего фактора 30 м;
- термическое воздействие при пожаре прилива, зона действия 140 м;
- воздействие ударной волны при взрыве, зона действия 5 м [26].

Для защиты персонала на случай ЧС все работники обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты [35].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлен проект магистрального нефтепровода расположенный в районе Крайнего Севера длиной 500 км. Описаны климатические показатели района проектирования.

Произведен технологический расчёт магистрального нефтепровода и подобрано основное насосное оборудование.

Также, приняты рекомендуемые технологические решения по сооружениям и комплекс мероприятий для выбранного района проектирования.

В экономической части выполнен сравнительный расчёт затрат на приобретение и доставку материалов напрямую от изготовителя до ст.Пурпе для труб разных диаметров. Сделаны соответствующие выводы по рациональности проектирования трубопроводов с диаметром 820 мм и 1020 мм.

В части безопасности жизнедеятельности представлен расчёт освещённости цеха эксплуатации трубопроводов. Описаны возможные риски при эксплуатации надземного магистрального нефтепровода.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
НМ – насос магистральный
МН - магистральный нефтепровод
НПВ – насос подпорный вертикальный
НПС – нефтеперекачивающая станция
ХЛ – холодный
ГОСТ – государственный стандарт
ССВД – система сброса волн давления
СОД – станция очистки и диагностики
СНиП – строительные нормы и правила
ВНТП – ведомственные нормы технологического проектирования
МЗС – молниезащитные средства
ПУЭ – правила устройства электроустановок
ЧС – чрезвычайная ситуация
ЦТОиРТ – цех технического обслуживания и ремонта трубопроводов
ЛЭС – линейная эксплуатационная служба
ТУ – технические условия
РЖД – Российские железные дороги
ОАО – открытое акционерное общество
ПАО – публичное акционерное общество

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Коршак, А.А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа / А.А. Коршак. Ростов-на-Дону: Феникс, 2015 г. – 366 с.
- 2 Яндекс сервис подробная карта России [Электронный ресурс] : Туруханский район. Режим доступа: <https://yandex.ru/maps/?ol=geo&ouri>.
- 3 СНиП 23-01 - 99* «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Строительная климатология». – Введ. 01.01.2000 г. – Москва.
- 4 Гареев А.М. Климат регионов России: справочник / Гареев А.М. – Уфа 2004 г. – 230 с.
- 5 В. В. Барабанов География России: справочник/ В. В. Барабанов, О. В. Чичерина, С. Е. Дюкова – Москва, 2005 г. – 325 с.
- 6 Лурье, М.В. Задачник по трубопроводному транспорту, нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие / М.В. Лурье. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011 г. – 336 с.
- 7 Коршак, А. А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005 г. – 516
- 8 Сокольников, А.Н. Трубопроводы нефти, нефтепродуктов и газа [Электронный ресурс] : учебно-методическое обеспечение дисциплины / А.Н. Сокольников, О.Н. Петров; Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа. – 2016 г.
- 9 Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И.Тугунов, В.Ф.Новоселов, А.А. Коршак и др. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002 г. – 658 с.
- 10 СНиП 2.01.07 - 85 Нагрузки и воздействия. Министерство строительства Российской Федерации. Москва, 2003 г.
- 11 Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В. Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – Москва: Недра, 1988 г. – 368 с.
- 12 СНиП 3.05.05 - 84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы». Москва, 1985 г.

13 Васильев, Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти. / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А Коршак и др. — Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 г. — 407 с.

14 СНиП 2.05.06 - 85* Магистральные трубопроводы. Миннефтегазстрой. Москва 1997 г.

15 СНиП III-42 - 80* Магистральные трубопроводы. Миннефтегазстрой с участием институтов "Гипротрубопровод" Миннефтепрома и "Гипроспецгаз" Мингазпрома. Москва 1981 г.

16 ГОСТ Р 53676 - 2009 Фильтры для магистральных нефтепроводов. Общие требования. Москва Стандартиформ 2010 г.

17 Дизельная электростанция/ основные технические характеристики [Электронный ресурс]: сайт «НГ Энерго». Точка доступа: <http://www.ngenergo.ru/catalogue/item/21.html> Дата обращения : 10.04.17.

18 СНиП 2.11.03 - 93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. Разр. институтом "Южгипронефтепровод". Москва 1993 г.

19 Тетельмин, В.В. Нефтегазопроводы / В.В. Тетельмин, В.А. Язев. — Москва: «Сайнс-Пресс», 2008 г. — 256 с.

20 ГОСТ 9544-93 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов. — 21.10.1993. — Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1993 г. — 18 с.

21 Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др. — Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004 г. — 621 с.

22 ГОСТ Р 51164 - 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. - Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. Москва, 1998 г. 121 с.

23 ТУ 2293-002-58210788 - 2004 Изоляция сварных соединений. Комплекс манжеты термоусаживающейся «Триал-М». Разработано ООО «ПФК Техпромкомплекс». Москва, 2004 г. - 76 с.

24 ВНТП 3 - 85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений». Москва, 1986 г.

25 СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий. Актуализированная редакция. Москва, 2012 г.

26 ТУ-3644-003-54098700 - 2003 Аппараты теплообменные кожухотрубчатые специального назначения. Разработан ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ» Москва, 1999 г. – 63 с.

27 СО 153-34.21.122 - 2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Разработано управлением по надзору в электроэнергетике Ростехнадзора. Москва, 2004 г. – 80 с.

28 ГОСТ 27036 - 86 Компенсаторы и уплотнения сильфонные металлические. Общие технические условия. Москва, 2003 г. – 49 с.

29 Методические рекомендации по составлению раздела «инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства предприятий, зданий и сооружений. Разработано АО «ЦНИИпромзданий». Москва, 2001. – 165 с.

30 Охрана окружающей природной среды. Практическое пособие для разработчиков проектов строительства. Разработано ФГУП «ЦентрИнвестпроект». Москва, 2006 г. – 147 с.

31 Производство стальных труб [Электронный ресурс] : сайт ЧТПЗ. Точка доступа: http://www.chelpipe.ru/for_clients/steel_pipes/. Дата обращения: 20.05.17.

32 Логистика РЖД [Электронный ресурс] : сайт РЖД. Точка доступа: <http://www.rzdlog.ru>. Дата обращения: 20.05.17.

33 Производство трубопроводной арматуры [Электронный ресурс] : сайт ЗАО «АРМАТЭК». Точка доступа: <http://armatek.ru>. Дата обращения: 22.05.17.

34 Список закупок реестр ПАО "НК "Роснефть" [Электронный ресурс] : сайт. Точка доступа: <http://zakupki.rosneft.ru/node/321052>. Дата обращения: 23.05.17.

35 ПБ 03-585 - 03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Москва, 2003 г. – 148 с.

36 13 РД 38.13.004 - 86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа». Разработано ОАО «АК «Транснефть», 2007 г.