Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Российской Федерации

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет)

Кафедра ТХНГ

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

**На тему:**

**Сооружение и ремонт газонефтехранилищ и газонефтепроводов**

Санкт-Петербург

2010

**Оглавление**

Введение

1 Общая часть

1.1 Характеристика района строительства

1.11 Климатическая характеристика

1.1.2 Гидрологические условия

1.1.3 Гидрологический режим р. Нева

1.2 Механический расчёт трубопровода

1.2.1 Выбор труб

1.2.2 Определение толщины стенки трубопровода

1.2.3 Расчет длины скважины трубопровода

1.3 Расчёт тягового усилия протаскивания трубопровода в процессе протаскивания

1.4 Проверка трубопровода на пластические деформации в процессе протаскивани

1.5 Расчёт параметров спусковой дорожки

2 Строительство резервной нитки

2.1 Строительные решения

2.2 Гидравлический расчёт

3 Основные решения по технологии и организации строительства

3.1 Последовательность и методы производства работ

3.1.1 Подготовительные работы

3.1.2 Подготовка трубопровода к протаскиванию

3.1.3 Бурение скважины и протаскивание в нее трубопровода

3.1.4 3аключительные работы

3.1.5 Контроль качества строительно-монтажных работ

Заключение

Список литературы

**Введение**

Подводный переход нефтепровода через р. Нева относится к Балтийской трубопроводной системе - комплекс сооружений трубопроводного транспорта Сев.-Зап. федерального округа России, предназначен для транспортировки нефти и нефтепродуктов из республики Коми и Западной Сибири для обеспечения внутренних потребностей региона и продажи за рубеж.

В ее состав вошли магистральный нефтепровод Ярославль - Кириши (построен в 1986), нефтепродуктовый трубопровод Кириши - Красный Бор - Мор. порт СПб., нефтепровод Кириши - Приморск (Ленингр. обл.) с подводным переходом под р. Нева и нефтеналивным терминалом в Приморске (сдан в дек. 2001), стационарный причал в Приморске.

Подводный переход нефтепровода через р. Нева состоит из двух ниток трубопровода диаметром 820 мм, строительство которого должно вестись с применением метода наклонно-направленного бурения. Рабочее давление в трубопроводе на участке подводного перехода 5,9 МПа. Протяжённость участка подводного перехода в границах прокладки трубопровода бестраншейным способом с применением метода ННБ составляет 600 м.

В соответствии с требованиями СНИП 2.05.06-85\* «Магистральные нефтепроводы» границами подводного перехода трубопровода, определяющими его длину является участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10% обеспеченности и выше отметок ледохода.

Таблица 1 – Характеристики транспортируемой нефти

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Наименование | | Единицы  измерения | Значение |
| 1 | Плотность при 20°С | | кг/м3 | 850 |
| 2 | Вязкость кинематическая при 20°С | | м2/с | 22,08·10-6 |
| 3 | Вязкость кинематическая при 50°С | | м2/с | 6,53·10-6 |
| 4 | Температура застывания | | °С | +11 |
| 5 | Содержание | воды | % | 1,0 |
| серы | 0,45 |
| парафин | 4,41 |
| асфальтены | 3,32 |
| смолы | 5,14 |

# 

**1 Общая часть**

## **1.1 Характеристика района строительства**

### 1.1.1 Климатическая характеристика

Подводный переход нефтепровода расположен на территории Ленинградской области. Ленинградская область находится в умеренных широтах северного полушария, в лесной зоне, на стыке подзон тайги и смешанных лесов, между 58.26' и 61.20' северной широты и 27.45' и 35.40' восточной долготы.

На климатические условия Ленинградской области, как и всей другой территории, влияет прежде всего ее географическое положение, от которого зависят угол наклона солнечных лучей к поверхности и продолжительность дня, а следовательно, приход и расход солнечного тепла.

В целом за год в наших широтах разница между поступлениями солнечного тепла и его расходом (на нагревание земной поверхности и воздуха, на испарение воды и таяние снега)- положительная. Однако поступление солнечного тепла на протяжении года неравномерное, что обусловлено большими изменениями высоты стояния солнца над горизонтом (в полдень на 60 град.с.ш.- от 6.30' в декабре до 53 град. в июне) и продолжительности дня (от 5 часов 30 минут в декабре до 18 часов 30 минут в июне).

С апреля по октябрь приход солнечного тепла в Ленинградской области превышает его расход, а с ноября по март расход тепла больше его прихода.

С изменениями в соотношении прихода и расхода солнечного тепла в течении года связаны сезонные изменения температуры, воздействующие на все другие элементы климата.

Огромное влияние на климат Ленинградской области оказывают также движение воздушных масс разного происхождения.

Число дней в году с преобладанием морских и континентальных воздушных масс примерно одинаково, что характеризует климат области как переходный от континентального к морскому.

С запада, со стороны Атлантического океана, на территорию области поступает влажный морской воздух умеренных широт. Зимой он теплый и восполняет недостаток солнечного тепла, вызывая оттепель, дождь и мокрый снег. Летом приход этого воздуха вызывает дождь и прохладную погоду. Континентальный воздух умеренных широт входит на территорию области чаще всего с востока, но иногда с юга и юго-востока. Он приносит сухую и ясную погоду: летом - теплую, зимой - очень холодную.

С севера и северо-востока, главным образом со стороны Карского моря, приходит сухой и всегда холодный арктический воздух, формирующийся над льдом. Вторжения этого воздуха сопровождаются наступлением ясной погоды и резким снижением температуры.

С северо-запада поступает морской арктический воздух. По сравнению с воздухом, поступающим с северо-востока, он менее холодный, но более влажный. Летом на территорию области изредка вторгаются массы тропического воздуха, влажного морского с юго-запада и очень сухого, запыленного- с юго-востока; они приносят жаркую погоду.

Воздушные массы часто сменяются, что связано с частой циклонической деятельностью (в СПб примерно 40% всех дней года с циклонами). Следствием этого является характерная для Ленинградской области неустойчивая погода.

Среднегодовая температура воздуха понижается в Ленинградской области с запада на северо-восток от +4,5С до +2,0С. Самых холодный месяц в области - январь или февраль. Средняя температура января на востоке области -10С, на западе -6С. В СПб средняя температура января -7,5С, февраля -7,9С.

Самый теплый месяц области- июль. Среднесуточная температура июля в СПб +17,7С; отклонения от нее в пределах области невелики (+16С у побережья Ладожского озера, около +18С на юго-востоке).

Таблица 2 - Среднемесячная температура воздуха (в градусах Цельсия)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| январь | -8 | июль | +18 |
| февраль | -8 | август | +15 |
| март | -2 | сентябрь | +10 |
| апрель | +4 | октябрь | +3 |
| май | +10 | ноябрь | 0 |
| июнь | +14 | декабрь | -4 |
|  |  |  |  |

Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха выше 5С на востоке области примерно 160, а на юго-западе- 170 дней. Сумма среднесуточных температур в дни с температурами выше 10С составляет 1600-1800.

Для области характерна высокая облачность. В течение года в СПб, в среднем бывает только 30 безоблачных дней. Зимой облачность большая. Это замедляет падение температуры воздуха, так как облака препятствуют оттоку тепла из нижнего слоя атмосферы. Наименьшая облачность- весной и в начале лета, наибольшая- осенью.

Вся территория Ленинградской области находится в зоне избыточного увлажнения. Относительная влажность воздуха всегда высокая (от 60% летом до 85% зимой). Среднегодовая сумма осадков, составляющая 550-650 мм, на 200-250 мм больше количества испаряющейся влаги. Это способствует заболачиванию почв. Основная масса осадков выпадает в период с апреля по октябрь. Наибольшее количество осадков (750-850 мм в год) выпадает на возвышенных частях области.

Таблица 3 - Среднемесячное количество осадков (в мм)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| январь | 33 | июль | 55 |
| февраль | 32 | август | 80 |
| март | 29 | сентябрь | 48 |
| апрель | 34 | октябрь | 43 |
| май | 45 | ноябрь | 40 |
| июнь | 60 | декабрь | 35 |

Значительная часть осадков выпадает в виде снега. Устойчивый снежный покров лежит около 127 дней на юго-западе области и до 150-160 дней на северо-востоке. К концу зимы высота снежного покрова на северо-востоке достигает 50-60 см, а на западе, где часто бывают оттепели, не превышает обычно 30 см.

Климат СПб имеет некоторые особенности. В летнее время днем каменные здания, мостовые и тротуары сильно нагреваются и накапливают тепло, а ночью оттают его в атмосферу. Зимой воздух получает дополнительное тепло от отопления зданий.

Многочисленные примеси в воздухе (пыль, дым, сажа и пр.) замедляют его охлаждение; вместе с тем они собирают влагу, что способствует образованию дождевых капель. Поэтому в городе температура несколько выше и осадков больше, чем в его окрестностях.

Самое продолжительное время года- зима; она наступает на востоке области в конце ноября, а на западе- в начале декабря, с установлением снежного покрова и ледоставом на реках. Для первой половины зимы характерна неустойчивая циклоническая погода с частыми оттепелями.

Вследствие малой высоты стояния солнца, короткого дня и отсутствия снежного покрова суша в начале зимы сильно охлаждается. Морской воздух, поступающий с циклонами, также быстро охлаждается и достигает состояния насыщения, содержащийся в нем водяной пар конденсируется, что вызывает облачность и частые туманы. В течение декабря бывает 18-20 пасмурных дней и лишь 2 ясных дня.

Вторая половина зимы в Ленинградской области почти всегда значительно холоднее первой. Поступающий с запада морской воздух становиться более холодным и менее влажным, ослабляется циклоничность. Вследствие этого уменьшается облачность, туманы редки. Вместе с тем чаще вторгается арктический воздух, резко понижающий температуру. Весна наступает в области в конце марта, когда начинает таять снег. В западной части области снежный покров сходит обычно в последних числах марта, на востоке- в первой половине апреля. В начале весны прилетают первые птицы, зацветают деревья. Весна развивается медленно, так как оказывает влияние охлажденных за зиму крупных водоемов. Средняя суточная температура выше 0С устанавливается в СПб в первых числах апреля, но достигает +5С лишь в конце апреля, а +10С в середине мая. Циклоны весной редки, поэтому погода сравнительно устойчивая. Число дней с осадками невелико, а облачность меньше, чем в другие времена года. Нередко в пределы Ленинградской области вторгаются арктические воздушные массы. С ним связаны похолодания, а иногда длительные, а также поздние, главным образом ночные, заморозки, которые случаются в мае и даже в июне. Конец весны совпадает с прекращением заморозков.

Лето в Ленинградской области умеренно теплое. В связи с преобладанием континентальных воздушных масс облачность в большинстве случаев небольшая, особенно в начале лета.

Во второй половине лета ясную и теплую погоду все чаще прерывают циклоны. Они приносят пасмурную, ветреную и дождливую погоду. В годы с сильной циклонической деятельностью такая погода преобладает в течение всего лета. В начале сентября уже наступает осень, заморозки учащаются, начинается листопад, однако погода еще напоминает позднее лето. Это так называемое бабье лето, довольно теплое и сухое. С октября температура быстро понижается, усиливаются циклоны, преобладающей становиться пасмурная, прохладная, ветреная погода с моросящими дождями и туманами, которая сохраняется и в ноябре. Облачность и влажность в это время года самые высокие. С конца октября и в течение всего ноября снег неоднократно выпадает и тает. В последние дни ноября среднесуточная температура падает ниже 0С. Это конец осени.

### 1.1.2 Гидрологические условия

Вытекает из Ладожского озера в районе Шлиссельбурга, протекает по Приневской низине, впадает в Финский залив (Балтийское море). Её длина от Шлиссельбургской губы Ладожского озера до устья, при впадении Большой Невы в Невскую губу у Невских ворот Санкт-Петербургского торгового порта— 74км. Расстояние от истока до устья Невы по прямой— 45км.

Протекая по равнинной Невской низменности, Нева имеет невысокие берега, почти на всём протяжении круто обрывающиеся к воде, в среднем около 3—6 метров, в устье— 2—3 метра. Имеется 3 крутых поворота русла реки: у Ивановских порогов, у Невского лесопарка и Усть-Славянки (так называемое Кривое Колено) и у Смольного ниже устья реки Охты. Средний многолетний уровень падения реки 4,27 метра. В одном месте река пересекает моренную гряду и образует Ивановские пороги. Здесь, напротив мыса Святки у начала порогов находится самое узкое место реки (210м). Средняя скорость течения воды в стрежне Невы около 0,8—1,1 метра в секунду. В результате дноуглубительных и очистительных работ в 1973—1978 годах была срезана каменная мель. В результате судовой ход в районе порогов расширился с 85 до 160 метров, и тем самым удалось обеспечить двухстороннее движение судов.

**1.1.3 Гидрологический режим р. Нева**

Нева— широкая и глубокая река. Средняя ширина 400—600м. Самые широкие места (1000—1250м)— в дельте у Невских ворот Морского торгового порта в так называемой воронке рукава Большая Нева, у окончания Ивановских порогов при впадении реки Тосны и у острова Фабричный вблизи истока. Средняя глубина 8—11м; наибольшая глубина (24м)— выше Литейного моста в Смольнинской излучине у правого берега, напротив Арсенальной улицы, наименьшая (4,0—4,5м)— в Ивановских порогах.

Через Неву в Финский залив поступает вода с площади бассейна Ладожского озера. Площадь собственного бассейна Невы составляет 5 тыс. км², включая бассейн Ладожского озера— 281 тыс. км². На этой территории осадки значительно превышают испарение: на него идёт лишь 37,7%, а на суммарный сток реки— 62,3%.

По многоводности Нева уступает в Европейской части России лишь Волге, Каме и Печоре. За период наблюдения с 1859 года наибольшая водность наблюдалась в 1924 году (116 км³), наименьшая— в 1900 году (40,2 км³). Средний многолетний годовой расход воды в Неве— 78,9 км³ (в среднем 2500 м³/с).

Из-за равномерного стока воды из Ладожского озера у Невы в течение всего года не бывает весеннего подъёма воды и паводков. Замерзает Нева на всём протяжении. Средние сроки замерзания Невы— первая декада декабря, а вскрытия— первая декада апреля. Толщина льда 0,3—0,4м в черте Санкт-Петербурга, и 0,5—0,6м за его пределами. В верхнем течении Невы зимой иногда возникают зажоры и заторы льда, из-за этого выше по течению происходят наводнения. Из общего объёма льда Ладожского озера (10,6 км³) в Неву выносится не более 5%. Средняя температура воды летом 17—20°C, купальный сезон длится около 1,5 месяцев. Вода в Неве пресная (средняя минерализация 61,3 мг/л), гидрокарбонатно-кальциевая 7 мг/л, средняя мутность.

Таблица 4 - Объём стока основных гидрологических величин Невы (средний год, в скобках указан процент от годового значения)

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Величина | Сапреля поиюнь | Сиюля посентябрь | Соктября поноябрь | Сдекабря помарт | Всего загод |
| Сток воды, км³ | 22,7 (28,5%) | 23,5 (29,4%) | 14,1 (17,7%) | 19,4 (24,4%) | 79,7 |
| Взвешенные наносы, тыс. т | 162 (31,7%) | 136 (26,7%) | 143 (28,0%) | 69 (13,6%) | 510 |
| Донные наносы, тыс. т | 26,5 (40,8%) | 15,8 (24,3%) | 21,3 (32,7%) | 1,4 (2,2%) | 65,0 |
| Ионный сток, тыс. т | 735 (25,6%) | 729 (25,4%) | 712 (24,8%) | 694 (24,2%) | 2870 |
| Тепловой сток, 1015 ккал | 168 (28,4%) | 359 (60,7%) | 63 (10,7%) | 1 (0,2%) | 591 |
| Сток льда, км³ | 0,57 (81,4%) | — | 0,13 (18,6%) | — | 0,7 |

## **1.2 Механический расчёт трубопровода**

### 1.2.1 Выбор труб

Обеспечение высокой степени надёжности работы проектируемого межпромыслового нефтепровода достигается наряду с прогрессивными техническими решениями выбором материалов и изделий для строительства нефтепровода, соответствующих климатическим условиям и технологическим параметрам эксплуатации, при этом эффективным способом обеспечения надёжности является применение труб, обладающих повышенной коррозионной стойкостью.

Учитывая коррозионную активность перекачиваемого продукта и высокую степень экологической уязвимости данных районов, для снижения аварийности в проекте принимаем трубы с заводским изоляционным покрытием, изготовленные из стали повышенной хладностойкости и коррозионной стойкости марки 16Г2СФ, по ТУ 14-157-54-97 Нижнеднепровского трубопрокатного завода. Марка прочности стали К52.

Характеристика конструктивных параметров труб межпромыслового нефтепровода приведена в табл. 5.

Таблица 5 - Характеристика конструктивных параметров труб

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Pраб,  МПа | Температурный  перепад  ∆Т,град | Диаметр  Dн, мм | Толщина стенки  δ, мм | Диаметр с изоляцией  Dи, мм | Марка стали | ,  нормативное сопротивление растяжению металла труб,  МПа | ,  нормативное сопротивление сжатию металла труб, МПА |
| 5,9 | 55 | 820 | 12 | 826 | 16Г2СФ | 510 | 353 |

определены согласно таблице 7 [3]



Эти трубы отличаются от традиционных стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8731-74 повышенной стабильностью механических характеристик, низкой температурой вязко-хрупкого перехода, повышенной стойкостью к общей и язвенной коррозии, стойкостью к сульфидному коррозионному растрескиванию и образованию водородных трещин. Все трубы на заводе-изготовителе подвергаются 100%-ному контролю неразрушающим способом, гидравлическому испытанию.

Учитывая, что в проекте приняты трубы из стали повышенной коррозионной стойкости, внутреннее антикоррозионное покрытие не предусматривается.

### 1.2.2 Определение толщины стенки трубопровода

Подземные трубопроводы следует проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

Толщину стенки трубы находят исходя из нормативного значения временного сопротивления на разрыв, диаметра трубы и рабочего давления с использованием предусмотренных нормами коэффициентов.

Расчетную толщину стенки труб δ, см следует определять по формуле:



где n - коэффициент перегрузки;

Р - внутреннее давление в трубопроводе, МПа;

Dн - наружный диаметр трубопровода, см;

R1 - расчетное сопротивление металла труб растяжению, МПа.

Расчетные сопротивления материала труб растяжению и сжатию

R1 и R2, МПа определяются по формулам:

;



,



где m - коэффициент условий работы трубопровода;

k1, k2-коэффициенты надежности по материалу;

kн - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Коэффициент условий работы трубопровода принимаем равным m=0,75.

Коэффициенты надежности по материалу принимаем k1=1,34; k2=1,15.

Коэффициент надежности по назначению трубопровода выбираем равным kн=1,0

Вычисляем сопротивления материала труб растяжению и сжатию соответственно по формулам (2) и (3)

;



Определяем толщину стенки по формуле (1)



Принимаем предварительное значение толщины стенки δ=12 мм.

Внутренний диаметр трубопровода Dвн вычисляется по зависимости



Продольное осевое напряжение от расчётных нагрузок и воздействий

σпр.N, МПа определяем по формуле



где α – коэффициент линейного расширения, град-1,α=0,000012 град-1 ;

Е – модуль упругости материала трубы, МПа, Е=206000 МПа;

∆t – расчётный температурный перепад, ˚С, ∆t =55˚С;

μпл –коэффициент поперечной деформации Пуассона пластической стадии



работы металла, μпл=0,3.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб Ψ1, определяется по формуле

.



Подставляем значения в формулу (6) и вычисляем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб



Расчётная толщина стенки с учётом влияния осевых сжимающих напряжений определяется по зависимости



Принимаем значение толщины стенки δ=12 мм.

Проверка трубопровода на прочность производится по условию

,



где Ψ2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб.

Коэффициент Ψ2 определяем по формуле



где σкц – кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, МПа.

Кольцевые напряжения σкц, МПа определяем по формуле



Подставляем полученный результат в формулу (9) и находим коэффициент



Определяем максимальное значение отрицательного температурного перепада ∆t\_,˚С по формуле



Определяем максимальное значение положительного температурного перепада ∆t+, ˚С по формуле



Рассчитываем условие прочности (8)

69,4<0,38·285,5

69,4<108,49



Условие прочности выполняется.



Произведём проверку трубопровода на недопустимые пластические деформации.

Определяем кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления σнкц, МПа по формуле



Коэффициент Ψ3, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб определяем по формуле



Минимальный радиус изгиба оси трубопровода ρ, см определяем по зависимости



где μупр – коэффициент упругости металла трубы, равный μупр=0,3.

Подставляем значения в формулу (15) и рассчитываем минимальный радиус изгиба оси трубопровода



Минимально допустимый радиус упругого изгиба должен быть не менее ρ≥1200Dн. Принимаем для дальнейших расчётов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода ρ=1500 м. [6]

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий σнпр(+), МПа определяем по формуле



Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий σнпр(-), МПа определяем по формуле



Принимаем в расчёте большее по модулю значение из σнпр(+) и σнпр(-), т.е. σ = -133,6 МПа. Так как принятое значение напряжения меньше ноля, то уточнённое значение коэффициента Ψ3=0,485.

Проводим проверку трубопровода на недопустимые пластические деформации по условиям



Подставив значения, получаем следующие зависимости на недопустимые пластические деформации



133,6<142,7

195,7<294,2

Условие проверки трубопровода на недопустимые пластические деформации выполняется.

**1.2.3 Расчет длины скважины трубопровода**

Ширина зеркала воды ;



Ширина русла между береговыми кромками ;



Высотные отметки:

Левого берега



Дна



Правого берега



Прогнозируемые величины отступления береговых склонов:

Левого



Правого



Заложения откосов береговых склонов :



Левого



Правого



Прогнозируемая глубина размыва дна от наинизшей его отметки



Запас к прогнозируемой глубине размыва дна, м;



Минимальный радиус кривой изгиба трубопровода, м;



Найдем по условию



,

(20)



где - запас прогнозируемой глубине размыва дна, м, вычисляемый по зависимости



Подставив значение в формулу (20) получаем

м.



Принимаем



Найдем по условию



м.



Принимаем



Ширина проектного профиля размыва по верху находится по формуле



Высота левого берега относительно наиболее низшей отметки дна вычисляем по зависимости



Разница высот наиболее низшей отметки профиля размыва относительно высоты левого берега вычисляется по формуле



Высота правого берега относительно наиболее низшей отметки дна



Разница высот наиболее низшей отметки профиля размыва относительно высоты правого берега определяется из формулы



м.



Ширина проектного профиля размыва по низу



Радиус кривой искусственного изгиба трубопровода вычисляем по формуле



где



Определяем минимальный радиус изгиба трубопровода



Диаметр скважины, необходимой для протаскивания трубопровода



Из-за большой протяженности проектного профиля раз по низу, спроектируем горизонтальный прямолинейный участок в серединной части скважины равный



Радиус кривой искусственного изгиба трубопровода принимаем равным 1500м.



Угол скважины в точке 2:



Угол скважины в точке 3:



Нижняя точка оси скважины БС:



Угол входа скважины:



Угол выхода скважины:



Протяженность от центра скважины до входа скважины по горизонтальной проекции:



Протяженность от центра скважины до выхода скважины по горизонтальной проекции:



Расстояние между точками входа и выхода трубопровода (горизонтальная проекция):



Общая протяженность бурения скважины:



Протяженность бурения скважины по криволинейному участку со стороны входа бурильной колонны:



Протяженность бурения скважины по криволинейному участку со стороны выхода бурильной колонны:



Общая протяженность бурения по криволинейным участкам:



Пилотная скважина состоит из одного прямолинейного и двух участков по дуге окружности.

Профиль подводного перехода через водную преграду включает в себя 3 участка.

Вход в скважину происходит под углом к плоскости горизонта, длина входного участка по дуге окружности с радиусом , затем идет прямолинейно участок в нижней части скважины , затем идет длина окружности с радиусом и длиной



Общая протяженность бурения составляет . Бурение прямолинейного участка выполняется без изгиба буровой колонны. Общая протяженность бурения по криволинейным участкам .



## **1.3 Расчёт тягового усилия протаскивания трубопровода**

Тяговое усилие определяем для конечного момента протягивания дюкера, т.е. когда весь трубопровод находится в скважине, а колонна буровых труб на берегу. Усилие сопротивления движения расширителя равно нулю.

Расчёт тягового усилия выполняется по «Методическому пособию по определению напряжённо-деформативного состояния трубопровода при строительстве подводных переходов нефтепроводов методом наклонно-направленного бурения».

Определяем вес единицы длины трубопровода qтр1, Н по формуле:



где ρст – плотность стали трубы, кг/м3, ρст=7850 кг/м3;

k - коэффициент, учитывающий усиление шва, k=1,01.



Определяем вес изоляции на единицу длины трубопровода qи, Н по формуле:



где ρи – плотность изоляционного покрытия, кг/м3, ρи=970 кг/м3;



Определяем вес единицы длины трубопровода с изоляцией qтр, Н по формуле:



Определяем выталкивающую силу, действующую на трубопровод в буровом растворе qн, Н/м по формуле:



где ρбр – плотность бурового раствора, кг/м3, ρбр=1150 кг/м3;

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



Вес воды в трубопроводе при заполнении водой qв, Н/м определяем по формуле:



где ρв – плотность воды, кг/м3, ρв=1000 кг/м3 .



Вес единицы длины трубопровода, заполненного водой и находящегося в буровом растворе qо, Н/м определяем по формуле:



Силу сопротивления перемещению трубопровода в вязко-пластичном буровом растворе на ед. длины, определяем по формуле:



где τо - динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па, τо=100 Па.



Первый расчётный участок профиля длиной представляет собой криволинейный участок профиля с радиусом искривления .



Тяговое усилие на I участке Т1, Н определяем по формуле:



где f – коэффициент трения трубопровода и бурильных труб в скважине, f=0,5;

αвх – угол входа трубы, град, αвх=11,09˚;

А – промежуточная величина:



F – cила прижатия трубопровода к стенкам скважины, безразмерная величина:



0,401



=1,003



## G – коэффициент учитывающий влияние изгиба, Н;



Второй расчетный участок представляет собой прямолинейный участок.

Тяговое усилие на II участке:



Третий участок представляет собой криволинейный участок профиля с радиусом искривления



Тяговое усилие на III участке:



Максимальное тяговое усилие протаскивания дюкера с учётом, того, что профиль скважины в точности соответствует проектному профилю, без азимутных отклонений составляет – 1438,401 кН, значит для производства буровых работ принимаем буровую установку Cherrincton 60/300R.

## **1.4 Проверка трубопровода на пластические деформации**

## в процессе протаскивания

Суммарное напряжение в трубопроводе σ, МПа определяем по формуле:



где σиз - напряжение растяжения от тягового усилия, МПа;

σ∑ - напряжение от изгиба трубопровода в скважине, МПа.

Напряжение растяжения от тягового усилия находим по формуле:



где Тmax -максимальное расчётное тяговое усилие при протаскивании трубопровода, кН;

F - площадь сечения трубопровода, м2, F=0,497 м2.



Напряжения от изгиба трубопровода находим по формуле:



Подставляем полученные результаты в формулу (30):



Условие пластичности трубопровода под воздействием нагрузок:



Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации при протаскивании выполняется.

## **1.5 Расчёт параметров спусковой дорожки**

С целью снижения тяговых усилий при укладке трубопровода в криволинейную скважину, сохранности изоляционного покрытия от повреждения и обеспечения заданного угла входа его в скважину используются спусковые дорожки в виде роликовых опор, расставленных в створе перехода на определённых расстояниях на спланированном участке строительной площадки.

Допустимую длину консоли l, м определяем по формуле:



где Wz – осевой момент инерции сечения трубопровода, м3.

Осевой момент инерции определяем по формуле:



Подставляем полученное значение в формулу и получаем:



Максимально допустимое расстояние между опорами l, м определяется по формуле :



где k – коэффициент многопролётной балки, k=0,105.



Допустимое расстояние между роликовыми опорами по грузоподъёмности последних L, м определяем по формуле:



где G – грузоподъёмность роликовой опоры, кН, G=100 кН;

kоп – коэффициент динамической перегрузки опоры, kоп=1,05.



Принимаем расстояние между опорами L=33 м.

Число роликовых опор Nоп, шт определяем по формуле:

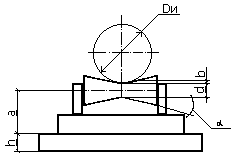


Рис.1. Расположение трубопровода на роликовой опоре.

где Lтр -длина трубопровода, м, Lтр=600 м; 20м – запас по длине.



Высота оси трубопровода на роликовой опоре Н, м определяется по формуле:

Н=h + a + 0,5d + b + 0,5Dиз,

где h - высота железобетонной плиты, м, h=0,21 м ;

а - высота оси ролика, м, а=0,364 м;

d - диаметр средней части ролика, м, d=0,229 м ;

b - биссектриса, м.

Определяем биссектрису по формуле:



где Dиз – наружний диаметр трубопровода с изоляционным покрытием, м;

α - угол наклона поверхности ролика, α=20˚.



Н = 0,21 + 0,364 + 0,5·0,229 + 0,0027 + 0,5·0,826 = 1,1042 ≈ 1,1 м.

Прогиб трубопровода на опорах f, м определяется по формуле:



где I – момент инерции сечения трубопровода, м4.



Подставляем полученное значение в формулу (68):

Расстояние от точки выхода скважины до точки максимального подъёма трубопровода на трубоукладчике Lmax, м определяем по формуле:



где αвых – угол выхода скважины, рад, αвых=0,21 рад.



Высота подъёма трубопровода hmax, м на расстоянии Lmax от точки выхода скважины определяется по формуле:



С учётом использования «А»-рамы hmax=10,3 + 1,3 = 11,6 м.

# 

# 2 Строительство резервной нитки

## **2.1 Строительные решения**

Резервная нитка подводного перехода нефтепровода через р. Нева представляет собой трубопровод диаметром 820 мм и толщиной 12 мм. Трубы бесшовные, горячедеформированные, нефтепроводные, повышенной коррозийной стойкости с заводским изоляционным покрытием. Расстояние между основной и резервной нитками принимаем 15 м.

Lп

Lппр

Выход трубы

Труба

Профиль предельного

размыва

Вход трубы

Рис.2. Профиль предельного размыва в створе подводного перехода.

Lп – длина подводного перехода;

Lппр – длина профиля предельного размыва.

Длину подводного перехода принимаем больше длины профиля предельного размыва, так как при этом обеспечивается наиболее устойчивое положение трубопровода.

В соответствии с заданием на проектирование строительство резервной нитки подводного перехода на участке пересечения русла должно вестись бестраншейным способом с применением метода наклонно-направленного бурения (ННБ). Профиль подводного перехода строим по технологии фирмы Cherrincton.

Толщина стенок труб, предназначенных для прокладки на русловом и прибрежных участках бестраншейным способом проверена расчетами на прочность и устойчивость в соответствии с требованиями Нормативов и отвечает условиям строительства.

Трассировка трубопровода в плане принята прямолинейной исходя из условия прохождения пилотной скважины на расстоянии не менее 10 м от буровых изыскательских скважин при минимально допустимом расстоянии от существующих скважин на береговых участках и в русле 5 м.

В случае, если буровые скважины при производстве изысканий на участке подводного перехода не были затомпанированы, то на береговых участках их обязательно надо расчистить и затомпонировать, до начала строительства резервной нитки. На русловом участке, в связи со сложностью определения фактического местоположения скважин, в процессе проходки пионерной скважины принять меры для прохождения пионерной – лидерной скважины на расстоянии не ближе 15 м от изыскательских скважин.

Эти мероприятия необходимы, чтобы исключить несанкционированный выход бурового раствора на поверхность дна реки при бурении.

В вертикальной плоскости трассировка выполнена по радиусам упругого изгиба 1500 м. Таким образом для резервной нитки принимаем конструктивные параметры основной нитки и её длина составит 804 м.

Заглубление верха трубопровода от отметок дна реки принято не менее 10 м и не менее 3 м ниже прогнозируемого размыва русла реки на перспективу 25 лет.

Бурильные и сварочно-монтажные работы выполняются на предварительно подготовленных площадках.

Для защиты от коррозии на трубопроводе предусмотрена изоляция усиленного типа, на основе экструдированного полиэтилена, толщиной не менее 3,0 мм, наносимого в заводских условиях. Изоляция сварных соединений предусмотрена манжетами из армированного стекловолокном термоусадочного полимерного материала типа DIRAX для труб диаметром 820 мм. Установка манжет предусматривается на эпоксидный праймер. Толщина манжета после полной усадки составляет 3,0 мм. Армированные термоусаживающиеся манжеты типа DIRAX обладают повышенной механической и адгезионной прочностью, высокой стойкостью к сдвигу и истиранию.

Стыковка резервной нитки с нефтепроводом выполняется путём вварки катушек длиной по 28,3 м каждая с дополнительным ультразвуковым контролем кольцевых сварных швов.

## **2.2 Гидравлический расчёт**

Плотность и вязкость необходимо пересчитать на минимальную температуру грунта.

Плотность нефти при расчётной температуре ρt, кг/м3 определяется по формуле:



где ρt - плотность нефти при 20 ˚С, кг/м3, ρt=850 кг/м3;

t - минимальную температуру грунта, ˚С, t=-1 ˚С;

ξ - температурная поправка, кг/(м3·˚С).

Температурную поправку определяем по формуле:



По формуле (72)



Кинематическая вязкость нефти при расчётной температуре νt, м2/с определяется по формуле:



где νt из - коэффициент кинематической вязкости нефти при известной

температуре, м2/с;

u - безразмерный коэффициент.

Значение коэффициента u определяем по двум известным значениям вязкости и температуры по формуле:



По формуле (74):



Определяем объёмный секундный расход Qc, м3/с по формуле:



Определяем число Рейнольдса Re по формуле:



Определяем число Рейнольдса первой переходной зоны Re1пер:



где эквивалентная шероховатость труб, мм, = 0,05 мм;



По формуле (78):



Так как число Рейнольдса < < , то режим движения нефти по трубопроводу турбулентный в зоне гидравлически гладких труб.



Определяем гидравлический уклон i, м/м по формуле:



где λ - коэффициент гидравлического сопротивления.

При турбулентном режиме движения нефти в зоне гидравлически гладких труб коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса:



Подставляем полученные значения в формулу (79):



Полную потерю напора на участке подводного перехода Н, м определяем по формуле:



где 1,01- коэффициент, учитывающий местные сопротивления в трубопроводе;

Lp - расчётная длина трубопровода, м, Lp=804 м;

Δz - разность отметок конца и начала участка трубопровода, м, Δz=30 м.



## Определяем давление на участке подводного перехода Рп, МПа по формуле:



Так как полученное значение меньше рабочего давления, то резервная нитка отвечает условиям гидравлического расчёта, как по объёму транспортируемой нефти, так и по давлению. Таким образом, строительство резервной нитки обеспечивает бесперебойную подачу нефти в случае аварии на основной нитки.

# 3 Основные решения по технологии и организации строительства

## **3.1 Последовательность и методы производства работ**

Технологическая последовательность выполнения работ по устройству подводного перехода методом ННБ (наклонно-направленного бурения).

1. Подготовительные работы.

2. Подготовка трубопровода к протаскиванию.

3. Бурение скважины и протаскивание трубопровода.

4. Заключительные работы.

## **3.1.1 Подготовительные работы**

До начала производства основных работ должен быть выполнен комплекс работ подготовительного периода, в состав которых входит:

- сдача-приемка геодезической разбивочной основы и проведение геодезических разбивочных работ;

- оформление акта-допуска на проведение строительных работ;

- подготовка и оформление наряд-допусков на производство работ повышенной опасности;

- уведомление органов Госпожнадзора и землепользователей;

- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства строительных работ;

- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;

- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;

- расчистка трассы от растительности и снега, планировка полосы отвода;

- устройство подъездных и внутриплощадочных дорог, рабочих площадок на обоих берегах реки;

- организация системы связи.

## **3.1.2 Подготовка трубопровода к протаскиванию**

Предусмотрена следующая последовательность выполнения работ по подготовке трубопровода к протаскиванию.

- Сборка труб в плети на стеллаже.

- Сборка плетей в трубопровод проектной длины 804 м.

- Испытание трубопровода и контроль сварных стыков.

- Изоляция сварных стыков и контроль качества изоляции.

- Укладка трубопровода на роликовые опоры.

На стеллаже производится сварка в плети труб с проверкой качества стыка радиографическим методом. Затем плети с помощью трубоукладчиков развозятся вдоль трассы монтажа трубопровода, укладываются на опоры-лежки и свариваются между собой.

После сварки и проверки качества стыков производится гидравлическое испытание всего трубопровода, подготавливаемого к протаскиванию.

При проверке трубопровода на прочность величина испытанного давления принимается равной Рзав. (указанной в сертификатах на трубы), при проверке на герметичность Рисп. = Рраб., т.е. 5,9 МПа.

Очистка полости труб, испытание трубопровода на прочность и герметичность производятся в соответствии с требованиями СНиП Ш-42-80\*, ВСН 011-88, СП 34-116-97.

Водозабор для гидроиспытаний осуществляется из реки. После испытания воду слить в котлован-отстойник.

При проведении гидроиспытаний дюкера при отрицательных температурах необходимо обеспечить тщательную подготовку работ: обеспечить обязательный контроль температуры жидкости в трубопроводе и оценку изменения давления при проверке из герметичность с учетом изменения температуры, проложить вдоль трубы теплоноситель.

Изоляция сварных стыков трубопровода принята термоусаживающимися манжетами «DIRAX-B-21000-24/2K» фирмы «Raychem». Манжеты устанавливать вручную согласно инструкции завода изготовителя.

После изоляции сварных стыков необходимо выполнить контроль качества изоляции трубопровода, согласно ВСН 008-88.

Укладку трубопровода на направляющие опоры следует выполнять трубоукладчиками с использованием мягких монтажных полотенец с соблюдением всех правил, обеспечивающих сохранность труб и изоляции в соответствии со СНиП III-42-80\*.

Все работы по подготовке трубопровода до укладки его на роликовые опоры должны быть завершены к моменту протаскивания (т.е. к окончанию процесса бурения и расширения скважины).

## **3.1.3 Бурение скважины и протаскивание в нее трубопровода**

Работы по бурению скважины и ее расширению должны производиться в соответствии с ведомственными нормами на строительство подводных переходов нефтепроводов методом ННБ. Буровые работы следует выполнять одновременно с работами по подготовке трубопровода.

Бурение пилотной скважины диаметром 750 мм осуществлять с левого берега, согласно продольному профилю нефтепровода, при помощи инвентарной буровой колонны с выходом в заданную точку на правом берегу. В случае заклинивания буровой колонны в процессе бурения следует использовать промывочные трубы с гидромониторным промывочным долотом.

Первые 279,5 м бурения пилотной скважины проходят под защитой обсадной трубы диаметром 530 мм. Обсадная труба удаляется после окончания работ по протаскиванию трубопровода.

После проходки пилотной скважины необходимо выполнить её расширение на величину, достаточную для протаскивания трубопровода. Для расширения скважины используется расширитель типа «Флайкаттер» для мягких пород. Диаметр расширителя составляет 600 мм. Расширение скважины принято однократное, обратное.

Если при расширении скважины тяговое усилие или момент вращения, передаваемый буровым станком возрастают и приближаются к предельным нагрузкам, согласно технического паспорта на установку, необходимо снизить механическую скорость бурения, вплоть до остановки, и при максимальных оборотах вращения бурового става и поршня бурового насоса осуществить промывку и проработку скважины.

После расширения скважины необходимо пропустить бочкообразный расширитель — калибратор, который уплотняет и стабилизирует свод скважины, очищает от остатков породы, подготавливает скважину к протаскиванию дюкера. Диаметр калибратора 1100 мм.

Для осуществления протаскивания уложенный на роликовые опоры трубопровод необходимо соединить с буровой колонной через оголовок, снабженный вертлюгом. Вертлюг исключает вращение трубопровода вместе с буровой колонной и расширителем в процессе протаскивания. Затем следует установить трубоукладчики, поднять трубопровод и переместить его к входу в скважину. Протаскивание трубопровода осуществляется вытягиванием буровой колонны «на себя», до выхода конца трубопровода на поверхность в точке забуривания на левом берегу.

Для того, чтобы исключить удары конечного участка трубопровода при движении о землю и опоры конец трубопровода поддерживать трубоукладчиком, оснащенным мягким полотенцем.

Применяемые при протаскивании роликовые опоры, должны обеспечивать сохранность изоляционного покрытия трубопровода.

В процессе протаскивания трубопровода следует производить постоянный визуальный и приборный контроль изоляционного покрытия.

Уложенный методом ННБ русловой участок трубопровода необходимо подвергнуть гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность (2 этап). Величина испытательного давления при проверке на прочность в верхней точке должна быть не менее 1,5 Рраб. Испытание трубопровода рекомендуется производить при наступлении положительных температур воздуха с соблюдением требований, изложенных в СНиП III-42-80\*, ВСН 011-88, СП 34-116-97.

На 3 этапе трубопровод подводного перехода испытывается совместно с прилегающими участками в составе трассы.

При выполнении буровых работ при отрицательных температурах воздуха необходимо осуществить мероприятия по предупреждению смерзания подаваемой по технологическим трубопроводам и рукавам жидкости (бентонита, воды, пульпы), а также предусмотреть укрытие оборудования ННБ у точек забуривания и выхода.

## **3.1.4 3аключительные работы**

Заключительные работы включают в себя разборку сооружений на площадках, демонтаж оборудования для протаскивания и рекультивацию поврежденных строительством земель: демонтируют: ангар, буровое оборудование, насосную станцию, временный водопровод, убирают бытовки-вагончики, снимают плиты покрытия, геотекстиль, пленочное покрытие шламосборника. Убирают вагончики, снимают плиты покрытия, геотекстиль, пленочное покрытие шламосборника. Демонтируют стеллаж, роликовые опоры, убирают вагончики, снимают плиты покрытия, геотекстиль, убирают песчаный грунт с проезда вдоль монтируемого трубопровода.

Очистка шламосборников от шлама производится экскаватором ЭО-3322 с отвозкой до 1 км в места определенные местной администрацией. Засыпка шламосборников местным грунтом и планировка территорий производится бульдозером ДЗ-171.

Этим же бульдозером производится отсыпка растительного грунта. Засев трав выполняется механизированным способом в теплое время года.

## **3.1.5 Контроль качества строительно-монтажных работ**

Управление качеством строительно-монтажных и специальных работ должно осуществляться строительными организациями и включать совокупность мероприятий, методов и средств, направленных на обеспечение высокого качеств работ и их соответствия требованиям нормативных документов и указаниям проектной документации.

Производственный контроль качества работ должен включать входной контроль рабочей документации, конструкций, изделий и материалов, оперативный контроль строительных процессов, производственных операций и приемный контроль строительно-монтажных работ.

При входном контроле проектно-сметной документации проверяется ее комплектность и достаточность в ней технической информации для производства работ.

Проверка качества строительных материалов оформляется соответствующими документами и актами.

Запрещается применение строительных материалов и изделий, не имеющих паспортов, сертификатов и т.п., подтверждающих их соответствие требованиям государственных стандартов, технических условий и ГОСТов.

Операционный контроль осуществляется в ходе выполнения строительных процессов или производственных операций и обеспечивает своевременное выявление дефектов и принятие мер по их устранению. При операционном контроле проверяется соблюдение технологии строительно-монтажных работ рабочим чертежам, строительным нормам и правилам (СНиП) и стандартам.

Основными документами при операционном контроле являются СНиПы, технологические карты, указания и инструкции по выполнению отдельных видов строительно-монтажных работ.

Результаты операционного контроля фиксируются в журнале производства работ.

# Заключение

В курсовой работе рассмотрена прокладка подводного перехода нефтепровода Балтийской трубопроводной системы Кириши-Приморск через реку Нева в две нитки. Длина каждой нитки укладываемого трубопровода 804 м.

В работе приведены технологические расчёты, на основании которых укладываемый трубопровод принят из труб ∅ 820х12 мм. Максимальное тяговое усилие протаскивания дюкера согласно проведённым расчётам (с учётом, того, что профиль скважины в точности соответствует проектному профилю, без азимутных отклонений) составляет – 1438,401 кН. Исходя из полученных результатов для производства буровых работ принята буровая установка Cherrincton 60/300R. Проведена проверка трубопровода на пластические деформации в процессе протаскивания.

Обоснована необходимость сооружения резервной нитки и расчитаны её конструктивные параметры.

# Список литературы

1. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. – М.: Недра, 1995. –265 с.
2. Ведомственные нормы. Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения.— М.: Транснефть,1999.
3. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.
4. Красков В.А., Ибрагимов М.Ш. Наклонно-направленное бурение при строительстве подводных переходов магистральных нефтепроводов//РОБТ. – 1999, №5. – с. 51 – 58.
5. Сальников А.В., Зорин В.П., Агиней Р.В. Методы строительства подводных переходов на реках Печорского бассейна: учеб. пособие. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с.
6. СНиП 2.05.06 – 85\*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. — М.: ГУП ЦПП, 1998. – 60 с.
7. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова Н.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 237 с.