**Введение.**

**Нефтепрово́д -** инженерно-техническоекомплекс сооружений для транспортировки нефти и продуктов её переработки от места их добычи или производства к пунктам потребления или перевалки на ж.д. либо водный транспорт. В состав нефтепроводов входят подземные и подводные трубопроводы, линейная арматура, головные и промежуточные нефтеперекачечные насосные станции, нефтехранилища, линейные и вспомогательные сооружения. Различают магистральные и промысловые нефтепроводы.

В 1863 году русский ученый Д. И. Менделеев предложил идею использования трубопровода при перекачке нефти и нефтепродуктов, объяснил принципы строительства трубопровода и представил убедительные аргументы в пользу данного вида транспорта.

В конце 1878 года на Апшеронском полуострове был введен в эксплуатацию первый российский нефтепровод протяженностью около 10 километров для перекачки нефти от Балаханского месторождения на нефтеперерабатывающие заводы Баку. Проект трубопровода был разработан знаменитым инженером В.Г.Шуховым. Нефтепровод строился под его непосредственным техническим руководством. В дальнейшем Шухов разработал теоретические и практические основы проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов. В статье «Нефтепроводы» (1884) и в книге «Трубопроводы и их применение в нефтяной промышленности» (1894) В. Г. Шухов привёл точные математические формулы для описания процессов протекания по трубопроводам нефти, мазута, создав классическую теорию нефтепроводов. В.Г.Шухов был автором проектов первых российских магистральных нефтепроводов: Баку — Батуми (883 км, 1907), Грозный — Туапсе (618 км, 1928).

По магистральным нефтепроводам нефть и нефтепродукты транспортируются на значительные расстояния, нередко до 2000 км и более. Диаметр магистрального нефтепровода от 200 до 1220 мм, давление, как правило, 5—6 Мн/см2 (50—60 кгс/см2). Подводящие нефтепроводы предназначаются для транспортировки нефти с промыслов на головные сооружения магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с нефтеперерабатывающих заводов на головные сооружения магистральных нефтепродуктопроводов: они имеют протяжённость до нескольких десятков км. Промысловые, заводские и нефтебазовые трубопроводы предназначены для внутренних перекачек.

Основные параметры магистрального нефтепроводо : протяжённость, производительность, диаметр, давление и число перекачечных станций. Первые два параметра задаются, остальные определяются расчётом. Для сооружения нефтепроводов применяют трубы из углеродистой и низколегированной стали, в основном сварные, с продольным и спиральным швами. При расчёте магистрального нефтепровода большое значение имеют вязкость и плотность перекачиваемых нефти и нефтепродуктов. Для предохранения труб от почвенной коррозии и блуждающих токов применяют антикоррозийную изоляцию и электрохимические методы защиты: катодную защиту, электрополяризованные протекторы, электродренаж. По всей длине нефтепровода устанавливаются линейные секущие задвижки. Расстояние между задвижками определяется в зависимости от рельефа местности, но составляет не более 20 км. При перекачке высоковязкой и высокозастывающей нефти применяют её подогрев на перекачечных станциях и промежуточных пунктах подогрева. Стоимость строительства магистральных нефтепроводов окупается в относительно короткие сроки (обычно 2—3 года).

**1. Нахождение плотности нефти при заданной температуре ( t = 14 C ) по графику зависимости. (См. Приложение 1.)**

|  |  |
| --- | --- |
| х | у = f(х) |
| 14 | 874,2 |
| 20 | 870,2 |
| 30 | 863,5 |
| 40 | 856,8 |
| 50 | 850 |

Где х = t C, а у = f(х) – р (кг/куб.м)



у = -0,673х + 883,68 - уравнение зависимости плотности от температуры.

Если х = 14, то у = -0,673\*14 + 883,68 = 874,2

Получаем р = 874,2 кг/куб.м, при t = 14 С

**2. Нахождение вязкости нефти при заданной температуре ( t = 14 C ) по графику зависимости. (См. Приложение 1.)**

|  |  |
| --- | --- |
| х | у = f(х) |
| 14 | 8,154 |
| 20 | 6,87 |
| 30 | 5,22 |
| 40 | 4,26 |
| 50 | 3,43 |

Где х = t C, а у = f(х) -ν\*10 (кв.мм/с)



 у =- 3,7306Ln(х) + 18 – уравнение зависимости вязкости от температуры.

Если х = 14, то у = - 3,7306Ln(14) + 18 = 8,154

Получаем ν = 8,154\*10 = 81,54 кв.мм/с, при t = 14 С .

**3. Технологический расчет магистральных нефтепроводов.**

**3.1. Механический расчет.**

Так как плановое задание на перекачку составляет 110 млн.куб.м/год целесообразно протянуть две ветки магистрального нефтепровода ( поделив пропускную способность Q/2 ). Таким образом мы обеспечим бесперебойную поставку нефти на конечный пункт, если даже один магистральный нефтепровод будет на диагностики.

3.1.1. Вычисляем рабочие параметры перекачиваемой нефти.

А) Параметр рабочей плотности:

Рт = Р293 / 1+βр\*(Т-293),

где Рт , Р293 – плотность нефтепродукта соответственно при температурах Т и 293 К.

Рт = Pр = 870,2 / 1+0,000769\*(-6) = 874,2 кг/куб.м

Что соответствует плотности полученной графическим способом, с помощи линии тренда.

Б) Параметр рабочей вязкости:

νр = 8,154\*10 = 81,54 кв.мм/с, полученная графическим способом, с помощью линии тренда.

 3.1.2. Выбор диаметра нефтепровода и число рабочих дней.

Так как Q/2 = 55 млн.куб.м/год, то можно перевести в млн.т /год:

Q1 = 55\*0,8742 = 48,081 млн.т /год

Q2 =48,081 млн.т /год

Исходя из пропускной способности выбираем Dн = 1020 мм, δн = 9..18 мм, число рабочих дней 350 сут..

3.1.3. Находим расчетную часовую пропускную способность МН.

Qч = G / 24N ,

где N-расчетное число суток работы нефтепровода, а G- пропускная способность нефтепровода (млн.куб.м/год).

Qч1 = Qч2 = 55\*10 6/ 24\*350 = 6547,6 м3 /ч

3.1.4. Выбор насосов.

Основные: НМ 7000-210, удовлетворяют условию 0,8Qн ≤ Qч1≤ 1,2Qн

0,8\*7000 ≤ 6547,6 ≤ 1,2\*7000

5600≤ 6547,6≤ 8400

Два подпорных: НПВ 3600-90 ставим их параллельно, удовлетворяют условию 0,8Qн ≤ Qч1≤ 1,2Qн

0,8\*(3600+3600) ≤ 6547,6≤ 1,2\*(3600+3600)

5760≤6547,6≤8640

3.1.5. Определение напора насосов при часовой подачи.

По техническим характеристикам выбираем насосы с наибольшим диаметром ротора. Напор этих насосов при расчетной часовой подачи:

Для НПВ 3600-90, где Н1 + Н2 = Н20:

 Н1 = Н0 + а\* Qч1 – в\* (Qч1/2)2

Н2 = Н0 + а\* Qч1 – в\* (Qч1/2)2

Н1 = 127 – 2,9\*10-6\*(3273,8)2 = 95,91 м

Н2 = 95,91 м ; Н20 = 191,8 м

Для НМ 7000-210:

h = Н0 + а\* Qч1 – в\* (Qч1)2

h = 323,6 – 1,43\*10-6\*(6547,6)2= 262,29 м

3.1.6. Расчет рабочего давления.

Пологаем что основных насосов m = 3, расчитываем рабочие давление на выходе головной насосной станции:

Р = Рр\*g\*(m\*h + Н20); Р = 874,2\*9,81(3\*262,29 + 191,8) = 8,39\*106 Па

Запорная арматура на нефтепроводе рассчитана на давление Р∂ = 6,4 мПа (Р> Р∂). Необходимо принять к применению ротор меньшего диаметра.

Излишний напор составляет:

Р-Р∂ / Рр\*g = (8,39-6,4)\* 106 / 874,2\*9,81 = 232,4 м

Так как допустимый кавитационный запас насоса составляет 52 м, то напор подпорных насосов можно существенно уменьшить. Принимаем к использованию ротор наименьшего диаметра 550мм:

Н1 = 93,7 – 1,4\*10-6\*(3273,8)2= 78,69 м; Н2 = 78,69 м ; Н20 = 157,39 м

С учетом данной замены суммарный избыточный напор составляет:

Р-Р∂ / Рр\*g = 232,4 - (191,8 –157,39) = 197,99 м

Т.е. избыточный напор одного насоса составляет 65,9 м.

Пологая что будет использоваться ротор с диаметром 430 мм находим:

h= 238,4 – 1,51\* 10-6\*(6547,6)2 = 173,6 м

Таким образом напор одног основного насоса уменьшился на:

262,29 -173,6=88,69 > 65,9

Проверим возможность использование ротора с диаметром 475 мм:

h= 296,6 – 1,87\*10-6\*(6547,6)2= 216,43 м

Уменьшение напора одного основного насоса составляет:

216,43 –173,6 = 42,8, что недостаточно.

Таким образом, рабочее давление головной насосной станции составляет:

Р = 874,2\*9,81\*(3\*173,6+ 157,39) = 5,8\*106 Па

3.1.6.Находим толщину стенки трубопровода и внутренний диаметр.

Пологая, что нефтепровод строится из труб Челябинского Трубного Завода, ТУ-14-3-1698-90. Для этого диаметра (Dн=1020 мм), давления (Р=5,8\*106 Па) и производительности (Q2 = Q1 = 48,081 млн.т /год) подходит сталь Ст 13Г1С-У ( σвр=540 мПа; σт=390 мПа; К1=1,47; Кн =1,005; δн = 15,5…12,9 ). Выбираем нефтепровод I категории ( СНиП 2.05.06-85\*, СНиП III-42-80), то mo=0,75.

Вычисляем расчетное сопративление металла трубы:

R1= σвр \* mo/ К1\*Кн ; R1= 540\*0,75/1,47\*1,005=276,8 мПа

Вычисляем расчетную толщину стенки трубы:

δ= n1\*Р\* Dн / 2\*( n1\*Р+ R1)

δ= 1,15\*5,8\*1020/2\*(1,15\*5,8+276,8)=12 мм

Округляем данное значение до ближайшего большего стандартного значения δн = 12,9 мм.

Определяем внутренний диаметр нефтепровода:

d= Dн – 2\*δн ; d= 1020-12,9=994,2 мм

**3.2. Гидравлический расчет.**

Определяем секундный расход нефти и ее скорость:

Q= Qч1 / 3600; Q=6547,6 /3600=1,8 м3/с

V= 4\* Q/ π\* d2 ; V= 4\*1,8/ 3,14\*(0,9942)2 =2,32 м/с

Определяем число Рейнольдса:

Re= V\*d/ νр ; Re= 2,32\*0,9942/ 0,8154\*10-4= 28287

Режим течения нефти турбулентный Re>2320.

Определяем шероховатость труб:

Кэ =0,02- коэффициент эквивалентный шероховатости труб, для новых чистых труб.

ε= Кэ/d; ε= 0,02/994,2=2\*10-4

Определяем первое переходное число Рейнольдца:

Re1= 10/ε; Re1=10/2\*10-4=50000

Так как Re< Re1, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб и коэффициент гидравлического сопративления вычисляется по формуле:

λ= 0,3164/ Re0,25; λ= 0,3164/(28287)0,25= 0,0245

Вычисляем гидравлический уклон:

I = λ\*V2/d\*2\*g; I = 0,0245\*5,3824/19,5=0,00676

Так как L≈660 км, то Nэ=1, ΔZ= (20м–50м)= -30 – разность геодезических отметок конца Z2 и начала Z1 трубопровода.

Вычисляем полные потери в трубопроводе (полагаем Нкп = 30 м – остаточный напор в конце трубопровода):

Н = 1,02\*I\*L+ΔZ+ Nэ\* Hкп

Н= 1,02\*0,00676\*103\*660-30+30= 4550,8 м

**3.3. Определение расчетной длины нефтепровода.**

Для магистральных трубопроводов потери напора на местные сопративления ξ незначительны, их принимают равными 2% от потерь на трение λ .

Потери напора на местные сопративления можно выразить через длину трубопровода, эквалентную местным сопративлениям.

Lэ = ξ\*d / λ

Так как λ = 0,0245, ξ = 4,9\*10-6 .

Lэ = 4,9\*10-6\*0,9942\*10-3/ 0,023 = 211,8\*10-9 км

С помощью эквивалентной длины расчет потерь на трение в трубопроводе с местными сопративлениями сводится к расчету потерь на трение в прямой трубе, приведенная длина которой:

Lп = Lг + Lэ ,

где Lг – геометрическая длина трубопровода (включая самотечные участки).

Т.е. Lп = Lг = L =660 км.

**3.4. Построение совмещенной характеристики нефтепровода и насосных станций**.

Расчетный напор одной станции:

Нст = m\*h; Нст= 3\*173,6 =520,8 м

Расчетное число насосных станций:

n= Н- Nэ\*Н20/Нст; n= 4550,8 – 157,39 /520,8= 8,4 ≈9

nн= m\* n; nн= 3\*9=27- общие число работающих насосов на насосных станциях.

На рис.3, 4 и Чертеже 1 (Совмещенная характеристиканефтепровода и насосных станций) приведена совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций при общем числе работающих насосов nн = 24, 25, 26, 27. Таким образом, проектная производительность нефтепроводом обеспечивается при работе на станции 25 насосов.

 **Данные для построения совмещенной характеристики.**

**Таблица 1.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Qч1, куб.м/ч | Н = 673,2\*I, м | Н = Н20 + nн \* h, при nн |
| 24 | 25 | 26 | 27 |
| 4000 | 1866,59 | 4548,9 | 4735,1 | 4921,8 | 5107,4 |
| 5000 | 2864,1 | 3902,4 | 4060 | 4217,7 | 4375,3 |
| 6000 | 3717 | 3146,3 | 3273 | 3399,7 | 3526,5 |
| 6547,6 | 4550,8 | 4323,7 | 4497,39 | 4670,9 | 4844,6 |
| 7000 | 4952,1 | 4128,6 | 4293 | 4457,4 | 4621,8 |

 Рис.3.График совмещенной характеристики нефтепровода и насосныхстанций для nн = 24, 25.

 Рис.4. График совмещенной характеристики нефтепровода и насосныхстанций для nн = 26, 27.

При расположения этого количества насосов по станциям необходимо иметь в виду следующее; 1) большее их число должно быть установлено на станциях, расположенных в начале трубопровода, и меньшее - на расположенных в его конце; 2) для удобства обслуживания линейной части четвертый и пятый перегоны между станциями должны быть примерно одинаковой длинны. Исходя из вышесказанного, выбираем следующую схему включения насосов на насосных станциях: 3-3-3-3-3-3-3-2-2.

**3.5. Расстановка насосных станций по трассе.**

Вычисляем длину перегона**,** на который хватило бы напора Нст:

L\*= Нст / 1,02\*I

 L\*= 520,8/1,02\*0,00676= 75,53 км

На Чертеже 2 в начале нефтепровода (т.А1) вверх в вертикальном масштабе откладываем напор Нст1 = 520,8 м , а правее в горизонтальном масштабе L1\*=75,53 км. Линия, соединяющая концы данных отрезков, есть гидравлический уклон в нефтепроводе с учетом местных сопративлений.

В точке пересечения линии гидравлического уклона с профилем трассы (т.А2) распологается НС №2. Откладываем в ней вверх в масштабе напор Нст2 = 520,8 м и проводя через полученную точку линию гидравлического уклона, в месте ее пересечения с профилем трассы находим место расположения НС №3 (т.А3).

Положение НС №4…..НС №9 определяются анологично, но стем отличием, что напор Нст8= 2\*h:

Нст8= 2\*173,6=347,2 м. L8\*= 50 км.

В заключении проверяется правильность расстановки насосных станций. Для этого в точки (т. А9) вверх откладывается напор:

Нст8 + Н20 – Нкп = 347,2 + 157,39 –30 = 474,59 м; L9\*=50 км.

Линия гидравлического уклона, проведенная из полученной точки, приходит точно в конечную точку трубопровода на профиле.

Следовательно, все построения выполнены верно.

**3.6. Расчет режимов эксплуатации нефтепровода.**

Девять основных станций оборудованные основными насосами НМ 7000-210 с диаметром ротора 430 мм, а на головной насосной станции установлены подпорные насосы НПВ 3600-90 с диаметром ротора 550 мм. Сведенья о ивелирных высртах мест расположения НС и длины обслуживаемых ими учасков таковы: Zн =Z1=50 м, l1=75,53 м, Z2= 50 м, l2= 50 м, Z3= 70 м, l3= 60 м, Z4= 80 м, l4= 117,735 м, Z5= 40 м, l5= 85,173 м, Z6= 30 м, l6= 73 м, Z7= 30 м, l7= 80 м, Z8= 25 м, l8= 50 м, Z9= 20 м, l9= 50 м, Zк = 20 м.

h1= 238,4 – 1,54\*10-6\*(0,8\*7000)2= 202,3 м

h2= 238,4 – 1,54\*10-6\*(1,2\*7000)2= 157,2 м

H1= 93,7-1,4\*10-6\*(0,8\*3600)2 = 82,1 м

H2= 93,7-1,4\*10-6\*(1,2\*3600)2 = 67,57 м

Вычисляем коэффициенты напорных характеристик насосов, при m = 0,25.

Б\* = (Q2 – Q1)\*(-а + в\*(Q1+Q2)) / Q2-m2 –Q12-m

А = Н0 + а\* Q2 – в\* Q22 + Б\* Q2-m2

Б\*= 15,8\*10-6 ч1,75/ м4,25 – для НМ.

А2 = 248,35 м – для НМ.

Б\*= 12,4\*10-6 ч1,75/ м4,25  - для НПВ.

А1 = 96,1 м - для НПВ.

Бнм = 36001,75\*Б\*

Бнпв = 36001,75\*Б\*

 Бнм = 26,43 ч1,75/ м4,25

 Бнпв = 20,74 ч1,75/ м4,25

Гидравлический уклон при единичном расходе:

f= 1,02\*β\*νm/ d5-m

f= 0,0024 с1,75/ м5,25

 Так как nн = 27:

∑ А2 = 27\*248,35 = 6505,45 м

∑ Бнм = 27\*26,43 = 713,61 м

Q = ( аn + ∑ А2 - ΔZ – Hкп / вn + f\*l + ∑ Б)1/2-m

Q = 1,815 м3/ч

Re = 4\*1,815/ 3,14\*0,9942\*0,8154\*10-4= 29040

Так как Re < Re1, то режим перекачки выбран верно.

Максимально допустимый напор на выходе из насосной станции:

Нст max.= Р∂ / ρ\*g; Нст max.= 6,4\*106/ 874,2\*9,8 = 747 м,

а допустимый кавитационный запас на выходе в основные насосы:

Δhдоп = а0\*(Q\*3600)0.76

Δhдоп = 1.49\*793,48 = 1182,2 м

 С учетом потерь напора в обвязке насосных станций примем:

ΔНmin = 25 м

Предположим что на каждой станции включено последовательно по три

основных насоса:

ΔН1 = А1 – Бнпв \* Q1.75

ΔН1 = 96,1 – 20,74\*2,838 = 37,23 м

Н1 = ΔН1 + 3\*(А2 - Бнм \* Q1.75)

Н1 = 37,23 + 3\*(248,35 – 26,43\*2,838) =557,25 м

ΔН2 = А1 + 3\*А2 - ΔZс – Q2-m\*( Бнпв + 3\*Бнм + f\*l1)

ΔН2 = 96,1 +745,05-0 – 2,838\*(100,03 + 0,181272) = 42,8 м

 ΔН2 ≥ ΔНmin, необходимый напор в НС № 2 обеспечивается следовательно можно работать 27 основными насосами. Расположение насосов на станциях (3-3-3-3-3-3-3-2-2).

Н2 = 42,8+3\*( 248,35-26,43\*2,838) = 562,7 м

ΔН3 = 96,1 + 6\*248,35-(70-50)-2,838\*(20,7+6\*26,43+0,0024\*(75530+50000)) = 202,39 м

 Н3 = 202,39 +519,9 = 722,3 м

 ΔН4 = 96,1 + 9\*248,35-30-2,838\*(20,7+9\*26,43+0,0024\*(75530+50000+60000))=223,74 м

 Н4 =223,74+519,9= 743,64 м

 ΔН5 = 96,1+12\*248,35+10-2,838\*(20,7+12\*26,43+0,0024\*(185530+117735) = 62,18 м

 Н5 = 62,18 + 519,6 = 582 м

 ΔН6 = 96,3+15\*248,35+20-2,838\*(20,7+15\*26,43+0,0024\*(417,15+932,2512)= 11,75 м

Н6 = 11,75+519,9=531,65 м

 ΔН7= 96,1+18\*248,35+20-2,838\*(496,44+1107,45)= 34,55 м

 Н7= 34,55+519,9=554,45 м

 ΔН8 = 96,1+21\*248,35+25-2,838\*(20,7+21\*26,43+0,0024\*(461438+80000))= 14,48 м

ΔН8= 14,48+2\*173,3=361,35 м

ΔН9 = 96,1+24\*248,5+30-2,838\*(20,7+24\*26,43+0,0024\*591438)= 202,8 м

Н9 = 202,8\*346,6 = 549,4 м

Нi ≤ Нст max.

Так как для всех насосных станций неравенства выполняются, то работоспособность нефтепровода обеспечивается.

Выбираем насос НМ 7000-210 – СТДП5000-2УХЛ4 ( Nном = 4000 кВт ), НПВ 3600-90 – ВАОВ710L- 4У1 (Nном = 1250 кВт).

Q= 1,8515\*3600 = 6534 м3/ч

КПД насоса при расчетной подачи:

ηн.мн = С0 + С1\* Q+С2\* Q2

 ηн.пм = С0 + С1\* Q+С2\* Q2

 ηн.мн = -0,0403+1,9602-0,922 = 0,997

ηн.пм = -0,03664+0,0000045\*3267-0,064\*10-8\*3267= 0,82

Мощность на валу насоса:

Nн.= ρ\*g\*Нн\*Q / ηн ηэл ηмех

 Nн.= ρ\*g\* hн\*Q / ηн ηэл ηмех

h= 238,4-1,51\*10-6\*65342 =173,9 м

Н1 = 93,7-1,4\*10-6\*32672= 78,7 м

Н2 = 78,7 м

Nн.мн = 874,2\*9,81\*173,9\*1,815/0,997\*0,99 = 2742367 Вт

Nн.пн = 874,2\*9,81\*78,7\*1,815/0,82\*0,99 = 1224986 Вт

Коэффициенты загрузки электродвигателей насосов:

Кз.мн = Nн./ Nном

Кз.пн = Nн./ Nном

Кз.мн = 27423667/4000000 = 0,685

Кз.пн = 1224986/1250000 = 0,97

Берем ηном = 0,97, находим КПД электродвигателя:

ηэл.мн = (1+((1- ηном)\*(1+ К2з.мн )/2\*ηном \* Кз.мн ))-1

ηэл.пн= (1+((1- ηном)\*(1+ К2з.пн )/2\*ηном \* Кз.пн ))-1

ηэл.мн = (1+(0,03\*1,469225/1,3289))-1=0,98

ηэл.пн= (1+(0,03\*1,9409/2\*0,97\*0,97))-1= 0,96

Мощность потребляемая электродвигателями основного и подпорного насоса:

Nпотр.мн = Nн.мн / ηэл.мн = 2742367/0,98 = 2798,333 кВт

Nпотр.пн = Nн.пн / ηэл.пн = 1224986/ 0,96 = 1276,027 кВт

Удельные энергозатраты на перекачку нефти:

Еуд. =( Nпотр.пн + nн \* Nпотр.мн )/ ρ\* Q

 Еуд. =(1276027+25\*2798333)/874,2\*6534 = 12,4 Вт\*ч/т

**Заключение.**

 Был выполнен технологический расчет магистрального нефтепровода протяженностью 660 км, который был разбит на два параллельных нефтепровода пропускной способностью 55 млн.куб.м/год, чтобы обеспечить круглогодичную бесперебойную подачу нефти в размере 110 млн.куб.м/год.

.

**Содержание.**

# Введение……………………………………………………………………………..1

**1. Нахождение плотности нефти при заданной температуре ( t = 14 C ) по графику зависимости**………………………………………………………………3

**2. Нахождение вязкости нефти при заданной температуре ( t = 14 C ) по графику зависимости** ………………………………………………………………4

**3. Технологический расчет магистральных нефтепроводов**………………….5

3.1. Механический расчет……………………………………………………………5

3.2. Гидравлический расчет………………………………………………………….7

3.3. Определение расчетной длины нефтепровода………………………………...8

3.4. Построение совмещенной характеристики нефтепровода и насосных станций………………………………………………………………………………..9

3.5. Расстановка насосных станций по трассе…………………………………….11

3.6. Расчет режимов эксплуатации нефтепровода………………………………..11

**Заключение**…………………………………………………………………………15

**Приложение 1**………………………………………………………………………16

**Приложение 2**………………………………………………………………………17