

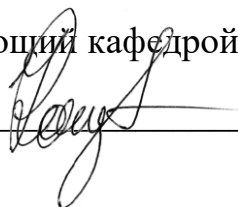
МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тульский государственный университет»

Институт горного дела и строительства
Кафедра «Геотехнологии и строительство подземных сооружений»

Утверждено на заседании кафедры
«Геотехнологии и строительство подзем-
ных сооружений»
«24» января 2023 г., протокол № 6

Заведующий кафедрой



Н.М. Качурин

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению курсового проекта
по дисциплине (модулю)
«Нефтегазовое оборудование»

основной профессиональной образовательной программы
высшего образования – программы бакалавриата

по направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое дело

с направленностью (профилем)
Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,
газа и продуктов переработки

Форма обучения: очная

Идентификационный номер образовательной программы: 210301-01-23

Тула 2023 год

Разработчики методических указаний

Разработчики:

Жабин А.Б., проф., д.т.н., проф.

(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)


(ПОДПИСЬ)

Сарычев В.И., проф., д.т.н., доц.

(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)


(ПОДПИСЬ)

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	4
2. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	5
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И СТРУКТУРА РАСЧЕТНО- ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ ПРОЕКТА	6
1. Виды и основные характеристики магистральных насосов	6
1.1. Основные рабочие характеристики насосов	6
1.2. Виды магистральных насосов	6
2. Регулирование режимов работы нефтеперекачивающих станций	9
3. Технологический расчет трубопровода	10
3.1. Общие сведения	10
3.2. Расчет диаметра нефтепровода	11
3.3. Гидравлический расчет нефтепровода	12
4. Подбор магистрального насоса и режима его эксплуатации	14
Заключение	16
4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	16
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	17

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие методические указания разработаны для студентов, обучающихся по программам подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли и могут быть использованы как при выполнении курсовых, так и дипломных проектов, связанных с расчетом и подбором насосов для перекачки нефти и нефтепродуктов по системе магистральных и технологических трубопроводов.

В данных методических указаниях в кратком виде приведены основные характеристики, по которым подбирается машина для перекачки жидкого продукта и способы их регулирования, правила выбора труб для трубопровода, представлен алгоритм расчета гидравлических характеристик трубопровода и технологический расчет магистрального насоса.

Расчет содержит большое число опытных коэффициентов, эмпирических и полуэмпирических формул, методика применения которых, а также их физический смысл хорошо осваиваются в процессе решения поставленной задачи.

Работа выполняется в рамках изучения дисциплины **«Нефтегазовое оборудование»**. Дисциплина изучается в 5 семестре. Курсовой проект также выполняется в 5 семестре на базе знаний, полученных студентами при изучении общепрофессиональных и специальных дисциплин на предыдущих семестрах и данной дисциплины.

Тема курсовой работы: Подбор и расчет параметров насосной установки в системе магистрального нефтепровода.

Целью работы является формирование у обучающихся навыков подбора основного нефтяного насоса и расчета его режимных параметров при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Задачи работы заключаются в выборе основного нефтяного насоса, нахождении физических характеристик транспортируемой нефти, проведении технологического и гидравлического расчета, в определении режимных параметров насоса.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Задание на курсовой проект выдается руководителем - консультантом проекта на специальном бланке и подписывается руководителем и студентом. В задании приводятся сведения об условиях эксплуатации магистрального нефтепровода. В случае необходимости задание может быть откорректировано руководителем.

Курсовой проект состоит из одного листа чертежа формата А2 и расчетно-пояснительной записки объемом 20-30 страниц машинописного текста. Отдельно выполненные эскизы, схемы, таблицы обязательно нумеруются и включаются в общий объем записки, на них делаются ссылки в тексте.

После титульного листа помещается бланк с заданием на разработку курсового проекта. Далее идет оглавление с указанием всех разделов и номеров соответствующих страниц.

В конце пояснительной записки помещается пронумерованный список всей использованной литературы с указанием фамилии автора, издания и года выпуска.

На титульном листе указывается наименование института и кафедры, ведущей проектирование. Далее идёт заголовок «Пояснительная записка к курсовому проекту по соответствующему курсу. В правом нижнем углу листа записывается: «Выполнил студент гр. (шифр группы, фамилия и инициалы студента)» и ниже «Проверил (ученое звание, фамилия и инициалы преподавателя кафедры, ведущего проектирование)».

При выдаче задания на курсовой проект руководителем устанавливается календарный план его выполнения. План должен быть составлен так, чтобы руководитель мог ежемесячно аттестовать студента.

Студент обязан посещать все занятия-консультации согласно расписанию. В случае отсутствия неясных вопросов по проекту студент обязан представить на просмотр преподавателю-консультанту выполненный за прошедший период объём работ (со времени предыдущей консультации).

Руководитель оказывает помощь студенту при самостоятельном выполнении им проекта путем консультаций и советом, контролирует качество и установленные сроки выполнения разделов проекта, а также аттестует студента.

Курсовой проект должен быть полностью закончен за две недели до экзаменационной сессии и сдан руководителю на проверку.

Курсовые проекты защищаются в комиссии из трех человек, назначенной заведующим кафедрой. В состав комиссии обязательно включается лектор курса, на базе которого выполнен проект. К защите допускается курсовой проект, графическая часть и пояснительная записка которого подписаны руководителем.

При неудовлетворительной защите студентом курсового проекта комиссия принимает решение: вернуть курсовой проект на доработку, после чего он повторно защищается. В особых случаях комиссия может принять решение о необходимости повторного выполнения курсового проекта по новому заданию.

2. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Графическая часть должна содержать чертеж нефтяного насоса, обоснованного в проекте, с детализацией и техническими характеристиками. Формат чертежа А1. Должны быть приведены условные обозначения. На чертеж также могут быть вынесены отдельные схемы, графики и таблицы, поясняющие разработанные решения.

Масштабирование определяется студентом самостоятельно, но в соответствии с ГОСТами.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И СТРУКТУРА РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ ПРОЕКТА

1. Виды и основные характеристики магистральных насосов

1.1. Основные рабочие характеристики насосов

Насос – это машина, предназначенная для перемещения жидкости за счет внешней энергии.

Подача насоса – показывает какое количество (объем) жидкости насос подает в трубопровод за единицу времени.

Напор – высота, на которую насос поднимает 1 кг жидкости (прирост удельной энергии насоса).

Мощность – энергия, необходимая насосу для перекачки заданного количества жидкости на требуемое расстояние в единицу времени.

Коэффициент полезного действия – характеристика, которая показывает какую часть внешней энергии насос преобразует в энергию движения жидкости.

Насос – универсальная машина. После произведенных технологических расчетов, по требуемым подаче и напору, насос подбирается по каталогам.

1.2. Виды магистральных насосов

Магистральный насос – насос, предназначенный для перемещения жидкости по системе магистральных трубопроводов.

Магистральный трубопровод (нефтепровод) – МТ, МН – технологический комплекс, обеспечивающий транспортировку нефти (нефтепродуктов) от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки на другой вид транспорта.

Современная практика эксплуатации магистральных насосов предъявляет к ним следующие основные требования:

- экономичность работы насоса, определяемая в основном высоким значением КПД и низкой стоимостью машин;

- простота конструкции, обеспечивающая удобство эксплуатации и надежность работы;

- малый темп снижения КПД с ростом вязкости перекачиваемой жидкости;

- возможность прямой передачи мощности от двигателя к валу;

- хорошие условия всасывания с минимальными затратами средств на осуществление подпора;

хорошая герметизация уплотнений при условии надежной их работы и простоты обслуживания.

В качестве магистральных насосов для перекачки маловязкой нефти (нефтепродуктов) используются центробежные насосы динамического типа НМ (насос магистральный). Типоразмеры насосов отличаются конструктивным исполнением: насосы с подачей до 1250 м³/ч – секционные многоступенчатые, с подачей более 1250 м³/ч – горизонтальные, спирального типа, одноступенчатые, с рабочим колесом двухстороннего входа.

Технические характеристики секционных насосов типа НМ приведены в табл. 1.

Таблица 1 - Технические характеристики секционных насосов типа НМ

Типоразмер насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Доп. кавитац. запас, м	КПД, %	Мощность двигателя, КВт
НМ 125-550	125	550	2980	4,0	72	315; 400
НМ 180-500	180	500		4,0	74	400; 500
НМ 250-475	250	475		4,5	77	500; 630
НМ 360-460	360	460		4,5	80	630; 800
НМ 360-460*	360	412		4,5	80	500
НМ 500-300	500	300		4,5	80	630
НМ 500-300*	500	260		4,5	80	500
НМ 500-800	500	800		25	76,6	1600
НМ 710-280	710	280		6,0	80	800; 1000
НМ 1250-400	1250	400		35	78	1600

Технические характеристики спирального насоса типа НМ приведены в табл. 2.

Таблица 2 - Технические характеристики спиральных насосов типа НМ

Марка	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Доп. кавитац. запас, м	КПД насоса, %	Мощность насоса, КВт
НМ 1250-260-2.1	1250	260	3000	20	82	928
НМ 1250-260а-2.1	1135	215		20	82	697
НМ 1250-260б-2.1	1070	192		20	82	587
НМ 1250/0,7-260-2.1	900	255		16	79	707
НМ 1250/1,25-260-2.1	1565	270		31	78	1269
НМ 2500-230-2.1	2500	230		32	87	1548
НМ 2500-230а-2.1	2300	195		32	87	1207
НМ 2500-230б-2.1	2190	176		32	87	1038
НМ 2500/0,5-230-2.1	1250	220		25	80	805
НМ 2500/0,7-230-2.1	1800	225		27	83	1143
НМ 2500/1,25-230-2,1	3150	225		46	82	2024

HM 3600-230-2,1	3600	230		38	88	2204
HM 3600-230a-2,1	3325	196		38	88	1734
HM 3600-230б-2,1	3230	185		38	88	1590
HM 3600/0,5-230-2,1	1800	230		33	81	1197
HM 3600/0,7-230-2,1	2500	230		35	84	1603
HM 3600/1,25-230-2,1	4500	220		45	83	2793
HM 5000-210-2,1	5000	210		42	89	2763
HM 5000-210a-2,1	4720	187		42	89	2323
HM 5000-260б-2,1	4500	170		42	89	2013
HM 5000/0,5-210-2,1	2500	200		27	81	1446
HM 5000/0,7-210-2,1	3500	220		31	84	2147
HM 7000-210-2,1	7000	210		52	90	3825
HM 7000-210a-2,1	6630	188		52	90	3244
HM 7000-210б-2,1	6340	172		52	90	2838
HM 7000/0,5-210-2,1	3500	205		50	81	2075
HM 7000/0,7-210-2,1	5000	210		45	85	2893
HM 7000/1,25-210-2,1	8750	210		69	85	5063
HM 10000-210-2,1	10000	210		65	90	5465
HM 10000-210a-2,1	9600	194		65	90	4846
HM 10000-210б-2,1	9300	182		65	90	4405
HM 10000/0,5-210-2,1	5000	210		45	80	3074
HM 10000/0,7-210-2,1	7000	210		60	84	3903
HM 10000/1,25-210-2,1	12500	210		97	86	7149
HM 10000/0,5-380-2	4500	350		37	87	4300
HM 10000/0,7-380a-2	7500	305		39	89	6100
HM 10000/0,7-380-2	7500	380		39	89	7600
HM 10000-380-2	9600	305		40	90	9550
HM 10000/1,2-380-2	12000	380		45	90	11900

Для перекачки вязкой нефти и нефтепродуктов используют насосы объемного типа – поршневые, плунжерные или винтовые. На практике предпочтение отдается винтовым конструкциям вследствие их большей надежности. Технические характеристики винтовых насосов приведены в табл. 3.

Таблица 3 - Технические характеристики винтовых насосов

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Давление насоса, кгс/см ²	Частота вращения, об/мин	Мощность двигателя, кВт	Вакууммет- рическая высота вса- сывания, м
ЭВН5-12-1500	0,50	1500	1500		
ЭВН5-16-1200	0,67	1200	1500		
ЭВН5-16-1500	0,67	1500	1500		
ЭВН5-25-1000	1,04	1000	1500		
ЭВН5-25-1500	1,04	1500	1500		
ЭВН5-63-1500	2,63	1500	1500		
ЭВН5-100-1000	4,17	1000	1500		
ЭВН5-100-1200	4,17	1200	1500		
2ЭВН5-12-1000	0,50	1000	1000		

2ЭВН5-50-1000	2,08	1000	1000		
ЭВН5-25-1700	1,04	1700	1500		
ВНО4-800	0,17	8,00	230	2,50	
ВНО7-1200	0,29	12,0	230	3,50	
ВНО10-800	0,42	8,0	230	2,80	
ВНО10-1200	0,42	12,0	230	4,00	
ВНО20-800	0,83	8,0	230	3,80	
ВНО25-800	1,04	8,0	230	6,00	
ВНО40-800	1,67	8,0	230	8,00	
ВНОМ20-1500	0,83	15,0	230	9,00	
ВНО2-1200	0,08	12,0	230	2,00	
ВНО4-1200	0,17	12,0	230	2,50	
ВНО20-1200	0,83	12,0	230	6,00	
ВНО25-1200	1,04	12,0	230	8,00	
ВНО40-1200	1,67	12,0	230	12,00	

2. Регулирование режимов работы нефтеперекачивающих станций

Существующие методы регулирования режимов работы нефтеперекачивающих станций подразделяются на методы плавного и ступенчатого регулирования. К теоретически возможным методам плавного регулирования относятся: дросселирование, перепуск, изменение числа оборотов ротора насоса.

Регулирование режима работы НПС **дросселированием** состоит в создании потоку жидкости искусственного сопротивления в виде сужения площади поперечного сечения трубопровода, что реализуется на практике установкой после насоса дроссельного устройства – заслонки. Метод прост по конструкционному исполнению, отличается быстрым откликом на внешнее возмущение, но неэкономичен при необходимости значительного изменения подачи.

Похожими достоинствами и недостатками характеризуется метод **перепуска** части рабочей среды с выхода насоса на его вход. Поэтому данные методы плавного регулирования используются на практике лишь в узком диапазоне изменения рабочих характеристик насоса.

При необходимости значительного изменения рабочих характеристик насоса используются методы ступенчатого регулирования: замена ротора насоса, изменение числа работающих насосов, изменение схемы соединения насосов на НПС.

Роторы для магистральных насосов отличаются диаметром рабочего колеса. Чем меньше диаметр колеса, тем меньше подача насоса и наоборот. При этом значительное изменение подачи практически не меняет расхода энергии на процесс перекачки. В настоящее время некоторые типы насосов комплектуются рабочими колесами разных диаметров уже на заводе – изготовителе.

При работе **группы насосов**, нескольких машин, изменение рабочих характеристик зависит от схемы соединения насосов. При последовательном

соединении, при практически неизменной подаче, значительно изменяется напор насосов. При параллельном соединении, при практически неизменном напоре, значительно изменяется подача насосов. К недостаткам метода можно отнести большую пусковую нагрузку при переключениях, которая снижает надежность и уменьшает срок работы насосов и трубопровода.

Все методы ступенчатого регулирования имеют общий недостаток – режим работы НПС и трубопровода изменяется ступенчато, что не всегда отвечает необходимой степени изменения режима работы, а значит, требует дополнительного регулирования с помощью методов плавного регулирования.

Все технологические недостатки отсутствуют у метода плавного регулирования с помощью ЧРП – частотно регулируемых приводов, которые изменяют число оборотов ротора насоса. Данный метод позволяет изменять рабочие характеристики в достаточно широком диапазоне, при этом сохраняется высокий коэффициент полезного действия, повышается долговечность насоса и трубопроводной системы. К недостаткам можно отнести сложность конструкции и обслуживания для насосов с высокими рабочими характеристиками.

3. Технологический расчет трубопровода

3.1. Общие сведения

В практике проектирования расчеты магистральных нефтепроводов называют также технологическими расчетами. В состав технологического расчета входит расчет диаметра МН, гидравлический расчет трубопровода, выбор насосного оборудования, расчет необходимого количества оборудования и режима его эксплуатации.

Исходными данными для технологического расчета в данном курсовом проекте являются следующие величины:

- годовая пропускная способность МН,
- длина проектируемого нефтепровода,
- разность высотных отметок начала и конца нефтепровода,
- плотность перекачиваемой нефти,
- кинематическая вязкость,
- остаточное давление в конце МН.

При расчете трубопровода принимается ряд допущений, основными из которых являются следующие: рабочая жидкость считается несжимаемой; температура жидкости, основные физические свойства жидкости (плотность, вязкость и др.) принимаются постоянными; рассматривается установившееся движение жидкости; коэффициенты гидравлических сопротивлений постоянны; разрыва потока жидкости не происходит.

3.2. Расчет диаметра нефтепровода

Расчет оптимального диаметра нефтепровода – задача, требующая учета технико-экономических и множества частных факторов. Основные параметры – это пропускная способность нефтепровода и скорость движения нефти.

В основе расчета лежит уравнение объемного расхода

$$Q = wS \quad (1)$$

и формула площади поперечного сечения

$$S = \frac{1}{4} \pi d^2. \quad (2)$$

Определяется расчетный диаметр нефтепровода выражением из следующей формулы:

$$d = \sqrt{\frac{4Q_c}{\pi w_T}}, \quad (3)$$

где w_T – теоретически допущенная скорость движения нефти по нефтепроводу, которая не должна превышать 3 м/с;

Q_c – секундная пропускная способность нефтепровода, вычисляется исходя из годовой пропускной способности нефтепровода ($\text{м}^3/\text{с}$).

$$Q_c = \frac{Q_{\Gamma}}{350 \cdot 24 \cdot 3600 \rho}.$$

Расчетная величина диаметра нефтепровода округляется в большую сторону до ближайшего значения по сортаменту производителей труб.

Ориентировочные параметры МН в зависимости от пропускной способности приведены в табл. 4.

Таблица 4 – Параметры МН

Пропускная способность, Q_{Γ} , млн т/год	Наружный диаметр $D_{\text{н}}$, мм	Допустимое давление $P_{\text{доп}}$, МПа
15,0-27,0	820	6,0
23,0-50,0	1020	5,9
41,0-80,0	1220	5,8

После выбора стандартной трубы необходимо уточнить реальную скорость движения нефти по трубопроводу, по формуле обратной той, по которой был вычислен приблизительный диаметр:

$$w = \frac{4Q_c}{\pi D_{\text{вн}}^2}. \quad (4)$$

3.3. Гидравлический расчет нефтепровода

Гидравлический расчет проводится на основании уравнения Бернулли для реальной жидкости:

$$\frac{P_H}{\rho g} + z_H + \frac{w_H^2}{2g} = \frac{P_K}{\rho g} + z_K + \frac{w_K^2}{2g} + H_{\text{пот}}. \quad (5)$$

Так как скорость в начале участка нефтепровода и в конце одинакова, вследствие неизменности диаметра трубы, то скоростным напором $w^2/2g$ можно пренебречь. Следовательно, уравнение (5) для простого трубопровода - трубопровода равного диаметра - приобретает следующий вид:

$$\frac{P_H}{\rho g} + z_H = \frac{P_K}{\rho g} + z_K + H_{\text{пот}}. \quad (6)$$

Потребный напор – напор, который необходимо развить станции, рассчитывается из следующей зависимости:

$$H = \frac{P_H}{\rho g} = \frac{P_K}{\rho g} + z_K + H_{\text{пот}}. \quad (7)$$

Потери напора $H_{\text{пот}}$ являются суммой потерь напора по длине трубопровода (потерь напора на трение) вследствие движения реальной жидкости, обладающей вязкостью, и потерь напора в местных сопротивлениях. Местные сопротивления – это участки локальных изменений геометрии потока. Таким образом, местные потери обусловлены изменением формы потока (вход в трубу), изменением диаметра трубы (внезапное расширение трубопровода, внезапное сужение трубопровода, постепенное расширение трубопровода, краны, фильтры, распределители, угольники, клапана и т.д.). Потери напора в местных сопротивлениях определяются по формуле Вейсбаха:

$$H_{\text{мс}} = \sum \zeta \frac{w^2}{2g}. \quad (8)$$

Особенностью длинных трубопроводов (магистральных) является примерно одинаковое соотношение потерь напора по длине и на преодоление местных сопротивлений – $H_{\text{мс}} = 1-2\%$ от $H_{\text{тр}}$. Поэтому общие потери напора в длинных трубопроводах рассчитывают, как:

$$H_{\text{пот}} = 1,02 H_{\text{тр}}. \quad (9)$$

При расчете коротких технологических трубопроводов необходимо рассчитывать потери напора в местных сопротивлениях с использованием коэффициента местных сопротивлений – ζ , который является справочной величиной. Средние значения коэффициентов местных сопротивлений приведены в табл. 5.

Таблица 5 – Средние значения коэффициентов местных сопротивлений

№ п/п	Местное сопротивление	Коэффициент ζ
1	Вход в трубу без закругления входных кромок	0,5
2	Вход в трубу при хорошо закругленных входных кромках	0,1
3	Выход из трубы в резервуар больших размеров	1,0
4	Резкий поворот трубы без переходного	1,25-1,50

	закругления при угле поворота примерно 90°	
5	Плавно закругленное колено	0,5
6	Задвижка при среднем открытии	2,0
7	Задвижка открытая	0,1
8	Кран	0,4-0,7
9	Вход в коробку с обратным клапаном	5,0-10,0
10	Фильтр для нефтепродуктов	1,7-2,2

Для нахождения потерь напора на преодоление сил трения $H_{тр}$ используется уравнение Вейсбаха-Дарси:

$$H_{тр} = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2g}. \quad (10)$$

Величина коэффициента трения λ зависит от режима течения жидкости и относительной шероховатости и для разных режимов определяется по различным зависимостям.

Таблица 6 - Способы определения коэффициента трения

Режим (зона)	Границы	Коэффициент гидравлического сопротивления λ
Ламинарный	$Re < Re_{кр} (Re_{кр} = 2300)$	$\frac{64}{Re}$ – формула Стокса
Турбулентный: зона гидравлических гладких труб зона смешанного трения или гидравлически шероховатых труб зона квадратичного сопротивления (вполне шероховатого трения)	$Re_{кр} < Re < 10 \frac{d}{\Delta}$ $10 \frac{d}{\Delta} < Re < 500 \frac{d}{\Delta}$ $Re > 500 \frac{d}{\Delta}$	$\frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$ – формула Блазиуса $0,11 \left(\frac{64}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$ – формула Альтшуля $0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$ – формула Шифринсона

Значения коэффициентов эквивалентной шероховатости Δ для труб из различных материалов приведены в табл. 7.

Таблица 7 – Значения коэффициентов эквивалентной шероховатости

Группа	Материалы, вид и состояние трубы	$\Delta \cdot 10^{-2}$, мм
1. Давленные или тянутые трубы	Давленные или тянутые трубы (стеклянные, свинцовые, латунные, медные, цинковые, оловянные, алюминиевые, никелированные и пр.)	0,1
2. Стальные трубы	Бесшовные стальные трубы высшего качества изготовления	1,0

	Новые и чистые стальные трубы	6,0
	Стальные трубы, не подверженные коррозии	15,0
	Стальные трубы, подверженные коррозии	20,0
	Стальные трубы, сильно заржавевшие	200,0
	Очищенные стальные трубы	17,0
3. Чугунные трубы	Новые черные чугунные трубы	25,0
	Обыкновенные водопроводные чугунные трубы, бывшие в употреблении	100,0
	Старые заржавленные чугунные трубы	150,0

4. Подбор магистрального насоса и режима его эксплуатации

Насос подбирают по каталогам по двум основным характеристикам – подаче и напору, после чего определяются с режимом его эксплуатации в соответствии с методами регулирования основных рабочих характеристик. Если для достижения необходимых рабочих характеристик не хватает методов регулирования с позиции перекачивающей станции, меняют характеристики трубопроводной системы: предусматривают лупинги или вставки, дополнительные перекачивающие станции.

В основе подбора магистрального насоса лежит технологический расчет.

4.1. В соответствии с заданной пропускной способностью магистрального нефтепровода G_T выбираются его ориентировочные параметры (табл. 4): наружный диаметр D_n и допустимое давление $P_{доп}$.

4.2. Определяется расчетная толщина стенки трубопровода δ (с округлением до номинальной толщины стенки в большую сторону) по формуле (мм):

$$\delta = \frac{K_{нр} P_{доп} D_n}{2([\sigma_p] + K_{нр} P_{доп})}, \quad (1)$$

где $K_{нр}$ – коэффициент надежности по внутреннему рабочему (допустимому) давлению в трубопроводе ($K_{нр} = 1,15$);

$[\sigma_p]$ – расчетное (допустимое) сопротивление стали на разрыв, МПа.

Расчетное (допустимое) сопротивление материала трубопровода (стали) на разрыв находится по формуле:

$$[\sigma_p] = \sigma_p \frac{K_{ур}}{K_{нм1} K_n}, \quad (2)$$

где $K_{ур}$ – коэффициент условий работы трубопровода, для III категории трубопровода $K_{ур} = 0,9$;

σ_p – временное сопротивление стали на разрыв, МПа;

K_n – коэффициент надежности, учитывающий внутреннее давление ($K_n = 1$);

$K_{нм1}$ – коэффициент надежности по материалу ($K_{нм1} = 1,4$).

Толщина стенки трубопровода принимается по ближайшему большему значению.

4.3. Определяется внутренний диаметр трубопровода $D_{вн.}$.

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta. \quad (3)$$

4.4. Принимается температурная поправка на плотность нефти ξ кг/(м³·°C). Поправка принимается для заданной плотности при температуре 20°C.

4.4. Определяется плотность перекачиваемой нефти для средней температуры.

$$\rho_{\text{т}} = \rho_{\text{ст}} - \xi(t_{\text{пн}} - t_{\text{ст}}), \quad (4)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³;

$t_{\text{пн}}$ – средневзвешенная температура перекачиваемой по МНП нефти, °C;

$t_{\text{ст}}$ – нормальная температура, $t_{\text{ст}} = 20^\circ\text{C}$.

4.5. Определяется расчетный часовой $Q_{\text{ч}}$ (м³/ч) и секундный $Q_{\text{с}}$ (м³/ч) расходы нефти.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{г}} \cdot 10^9 K_{\text{п}}}{24 N_{\text{г}} \rho_{\text{т}}}, \quad (5)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий возможность перераспределения потоков в процессе эксплуатации нефтепровода (принимается $K_{\text{п}} = 1,07$ – для однострунных (одноточных) нефтепроводов);

$N_{\text{г}}$ – число рабочих дней трубопровода в году.

$$Q_{\text{с}} = Q_{\text{ч}} / 3600. \quad (6)$$

4.6. Нормативная годовая продолжительность работы МНП определяется по табл. 8.

Таблица 8 – Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы МНП

Протяженность L , м	Диаметр нефтепровода $D_{\text{н}}$, мм	
	≤ 820 мм	> 820 мм
$500 < L (700)$	354(352)	351(349)

4.7. Определяется скорость перекачки нефти (м/с).

$$V = \frac{4Q_{\text{с}}}{\pi D_{\text{вн}}^2}. \quad (7)$$

4.8. Выбирается марка основного магистрального насоса.

Марка насоса выбирается в соответствии расчетной часовой пропускной способностью по табл. 1 или 2.

4.9. Рассчитывается подача насоса и КПД в оптимальном режиме по воде (м³/ч).

$$Q_{\text{нв.опт}} = -\frac{C_{1\text{в}}}{2C_{2\text{в}}}, \quad (8)$$

где $C_{1\text{в}}$, $C_{2\text{в}}$ – эмпирические коэффициенты. $C_{1\text{в}} = 7,11 \cdot 10^{-4}$; $C_{2\text{в}} = -15,63 \cdot 10^{-8}$.

Максимальный КПД насоса по воде рассчитывается по эмпирической формуле:

$$\eta_{\text{нв.мах}} = C_{0\text{в}} + C_{1\text{в}} Q_{\text{н.опт}} + C_{2\text{в}} Q_{\text{н.опт}}^2, \quad (9)$$

где $C_{0\text{в}}$ – эмпирический коэффициент. $C_{0\text{в}} = 6,86 \cdot 10^2$.

4.10. Определяются границы рабочей области Q_L и Q_H ($\text{м}^3/\text{ч}$).

$$Q_L = 0,8Q_{\text{нв.опт}}; \quad (10)$$

$$Q_H = 1,2Q_{\text{нв.опт}}, \quad (11)$$

где Q_L – левая граница рабочей зоны насоса;

Q_H – правая граница рабочей зоны насоса.

4.11. Находится аналитическая зависимость напора, развиваемого насосом по воде от его подачи по двум точкам (Q_1, H_1) и (Q_2, H_2) .

$$H_{\text{нв}} = h_{\text{нв}} - b_{\text{нв}} Q^2; \quad (12)$$

$$Q_1 = Q_L \text{ и } Q_2 = Q_H;$$

где $h_{\text{нв}}$ и $b_{\text{нв}}$ – коэффициенты, которые рассчитываются из системы двух уравнений с двумя неизвестными.

$$\{H_1 = h_{\text{нв}} - b_{\text{нв}} Q_1^2; | \quad (13)$$

4.12. Напор, развиваемый насосом на воде в оптимальном режиме (м).

$$H_{\text{нв.опт}} = h_{\text{нв}} - b_{\text{нв}} Q_{\text{нв.опт}}^2. \quad (14)$$

Заключение

Приводятся выводы по результатам проведенных расчетов при выполнении задания на курсовой проект. Выводы подтверждаются качественными и количественными показателями, при необходимости – табличной или графической интерпретацией.

4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Подобрать и рассчитать параметры нефтяного магистрального насоса при исходных данных, представленных в табл. 9. Дополнительная информация определяется на основании справочной и технической литературы подобно типовому решению, предложенному выше. Высотные отметки по трассе нефтепровода сформировать самостоятельно.

Таблица 9 – Варианты исходных данных

№ вар.	Производительность G , млн. т/год	Протяженность трубопровода L , км	Плотность при температуре 20°C $\rho_{\text{ст}}$, кг/м ³	Температура транспортировки $t_{\text{пн}}$, $^\circ\text{C}$	Вязкость при температуре 20°C ν_{20} , сСт
1	10	320	875	-15	60
2	15	420	885	-10	101
3	20	560	880	-8	72
4	30	620	870	-3	53
5	25	1100	860	-6	81
6	35	440	850	-20	64
7	40	650	865	-18	105
8	10	400	855	-17	85
9	50	860	840	-12	75
10	45	830	830	0	32
11	40	780	820	-11	28

12	55	740	825	-1	57
13	60	450	835	2	74
14	65	390	845	3	46
15	10	620	855	-7	97
16	20	640	865	-14	78
17	30	710	875	-9	34
18	40	750	860	-4	64
19	50	910	850	1	115
20	15	980	890	5	83
21	25	770	840	-6	102
22	35	210	880	-4	110
23	45	290	885	-7	84
24	20	310	870	-18	38
25	60	370	855	-25	41
26	70	540	840	-21	47
27	65	580	850	-4	46
28	55	410	895	-3	51
29	50	380	870	-14	37
30	10	1010	870	-22	96

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахмат Г.В. и др. Транспорт и хранение нефти и газа: экологические проблемы и решения.: Учебное пособие. – ТюмГНГУ, 2006.189 с.

2. Беляева В.Я. Нефтегазовое строительство: учебное пособие для студентов вузов / В.Я. Беляева, И.И. Мазура, В.Д. Шапиро - М.: Издательство ОМЕГА-Л, 2005. - 774 с. Веригин И.С. Компрессорные и насосные установки: учебник / И.С. Веригин. - М.: Издательский центр «Академия», 2007. - 288 с.

3. Гумеров А.Г. Реконструкция линейной части магистральных нефтепроводов / А.Г. Гуменова, Х.А. Азметов, Р.С. Гумеров. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 308 с.

4. Дятлов В.А. Оборудование, эксплуатация и ремонт магистральных газопроводов / В.А. Дятлов, В.М. Михайлов, Е.И. Яковцев. - М.: Недра. 2010. - 221 с.

5. Крылов Г.В., Степанов О А Эксплуатация и ремонт газопроводов и газохранилищ. - М.: Академия, 2000. - 231 с.

6. Методические указания по выполнению курсового проекта «Расчет насосной установки для транспортирования нефти по магистральному нефтепроводу»/ С.С. Медведева, Н.В. Колотушкина. – Томск, 2018. – 21 с.

7. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Кононова. – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006. 128 с.

8. ОНТП 51-185. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Мингазпром СССР, 29.08.85

9. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. – Мингазпром СССР, 29.08.85
10. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»/ Минэнерго РФ, ОАО «Гипротрубопровод», ОАО «АК «Транснефть». 2002 г., 141 с.
11. СНиП 2.05.06.85*. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой СССР 1985.
12. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: справочное пособие / под руковод. и общ. ред. Ю. М. Костелевского. – М.: Недра, 1976.
13. Спасский, К. Н. Насосные и компрессорные станции: учеб. пособие / К. Н. Спасский. – М.: Изд-во ВЗПИ, 1990.
14. Справочник работника магистрального газопровода / под ред. С. Ф. Бармина. – Л.: Недра, 1974.
15. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: Учебное пособие. /Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2004. 554 с.
16. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. 2-ое изд./Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2004. 623 с.
17. Эксплуатация магистральных газопроводов: Учебное пособие. /Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2006. – 525 с.