

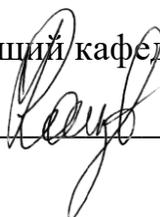
МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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)
«Эксплуатация магистральных газонефтепроводов»

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

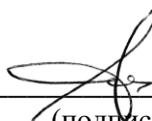
Форма обучения: очная

Идентификационный номер образовательной программы: 210301-01-23

Тула 2023 год

Разработчик(и) методических указаний

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 ПРИМЕР РАСЧЕТА ПА- РАМЕТРОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА. СОДЕРЖА- НИЕ ЗАПИСКИ	5
Введение	5
1. Исходные данные для выполнения курсового проекта	7
2. Построение профиля трассы	8
3. Определение физических свойств нефти	8
4. Выбор конкурирующих диаметров труб	9
5. Механический расчет	9
5.1. Определение толщины стенки труб	9
5.2. Проверка на осевые сжимающие напряжения	10
6. Гидравлический расчёт	11
6.1. Определение расчетной часовой пропускной способности нефте- провода	11
6.2. Определение режима потока	12
6.3. Определение гидравлического уклона	12
6.4. Проверка существования перевальной точки	13
6.5. Определение полной потери напора	14
6.6. Определение числа насосных станций	14
7. Определение капитальных, эксплуатационных и приведенных за- трат	15
7.1. Расчет капитальных затрат	15
7.2. Расчет затрат на электроэнергию	16
7.3. Расчет эксплуатационных затрат	16
7.4. Расчет приведенных затрат	17
8. Выбор основного оборудования	18
9. Построение совмещённой характеристики трубопровода и насос- ных станций	19
10. Расстановка НПС	22
11. Проверка работы трубопровода в летних условиях	23
Заключение	25
4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	26
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	27

ВВЕДЕНИЕ

Курс изучается студентами в 7 и 8 семестрах. Курсовой проект выполняется в 8 семестре на базе знаний, полученных студентами при изучении общепрофессиональных и специальных дисциплин на предыдущих семестрах.

Тема курсового проекта: Выбор оборудования и обоснование параметров магистрального нефтепровода.

Целью работы является формирование у обучающихся навыков выбора оборудования и обоснования параметров магистрального нефтепровода.

Задачи работы заключаются в формировании профиля трассы, в осуществлении механического и гидравлического расчета трубопровода, в определении числа насосных станций, в установлении приведенных затрат, выборе оборудования, построении совмещенных характеристик насосов и сети, в корректировке параметров насосов в соответствии с заданной производительностью.

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

На чертеже должна быть представлена схема магистрального нефтепровода с оборудованием, обоснованным в проекте. Приведены условные обозначения. На чертеж могут быть вынесены отдельные схемы, графики и таблицы, поясняющие разработанные решения.

Масштабирование определяется студентом самостоятельно, но в соответствии с ГОСТами.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ПРИМЕР РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА. СОДЕРЖАНИЕ ЗАПИСКИ

Введение

Магистральный трубопроводный транспорт – это вид транспорта, предназначенный для транспортировки магистральными трубопроводами жидких и газообразных энергоносителей (нефти, нефтепродуктов, газа, широких фракций легких углеводородов), подготовленных в соответствии с требованиями государственных стандартов и технических условий, от пункта приема продукции до пункта ее сдачи, передачи в другие трубопроводы, на иной вид транспорта или хранения.

Магистральный трубопровод – это производственно-технологический комплекс, состоящий из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и других объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку продукции.

В общем случае в реальных условиях *проектирования трубопроводов формируется задание*, в котором указываются следующие основные данные: назначение трубопровода; годовая пропускная способность с разбивкой по очередям строительства; для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов перечень нефтей и нефтепродуктов, подлежащих последовательной перекачке, с указанием числа каждого сорта; характеристики всех нефтей и нефтепродуктов; направление трубопровода (начальный, конечный, а в случае необходимости и промежуточные пункты); перечень пунктов путевого сброса или подкачки продуктов с указанием количеств по сортам; сроки начала и окончания строительства по очередям; сроки представления технической документации по стадиям проектирования; наименование проектировщика и генерального подрядчика.

Кроме того, в задании на проектирование дополнительно могут быть указаны трубы какого диаметра, из какой стали, а также на какое оборудование должны рассчитывать проектировщики.

Задание на проектирование является основным исходным документом при проектировании трубопровода, и все положения в нем должны получить отражение в проекте. Проектирующая организация, принимая задание как основной обязательный для нее документ, должна тщательно изучить все исходные данные.

Отклонения от задания должны быть обоснованы технико-экономическими расчетами и согласованы с организацией, выдавшей задание. Проектирование трубопровода ведется, как правило, в две стадии: технический проект и рабочие чертежи. На стадии технического проекта производятся все необходимые изыскания, принимаются основные технические решения по проектируемым объектам, определяются общая стоимость строительства и основные технико-экономические показатели.

Проектирование решает следующие основные задачи:

производство технических и экономических изысканий по различным вариантам трассы и площадок перекачивающих станций с выбором Рационального (оптимального) варианта;

изучение геологических запасов нефти и газа, обеспечивающих трубопровод сырьем на длительный срок эксплуатации;

составление технологической части проекта, включая гидравлические и тепловые расчеты;

выбор и обоснование параметров трубопровода (диаметр трубопровода, число и мощность перекачивающих станций и т.п.);

рассмотрение вопросов жилищного строительства, снабжения станций водой, энергией, топливом, решение вопросов канализации;

разработка плана строительства и календарных сроков готовности отдельных основных объектов, расчет объема основных строительных и монтажных работ по всему строительству, выбор и описание способов ведения работ, разработка строительного генерального плана с указанием способов ведения работ, сооружений (подсобных предприятий, складов строительных материалов, временных дорог и др.);

составление калькуляций себестоимости транспорта продукта по трубопроводу;

определение стоимости всех объектов и всего строительства, для чего составляют сметно-финансовые расчеты на отдельные объекты и сводную смету.

1. Исходные данные для выполнения курсового проекта

Вид перекачиваемой жидкости	нефть
Производительность G , млн. т/год	17
Плотность при температуре 20°C, ρ_{20} , кг/м ³	825
Вязкость:	
при температуре 20°C, ν_{20} , сСт	15
при температуре 50°C, ν_{50} , сСт	9
Температура транспортировки:	
минимальная t_{\min} , °C	- 2
максимальная t_{\max} , °C	10
Протяженность трубопровода L , км	440

Ниже представлена таблица с высотными отметками по трассе трубопровода.

Таблица 1 – Высотные отметки точек трассы

L , км	Z , м								
0	124	90	147	180	169	270	64	360	63
10	134	100	137	190	142	280	46	370	67
20	125	110	161	200	128	290	40	380	80
30	129	120	151	210	117	300	37	390	80
40	131	130	163	220	110	310	35	400	81
50	136	140	157	230	100	320	44	410	75
60	138	150	151	240	87	330	45	420	64
70	141	160	168	250	82	340	46	430	63
80	152	170	157	260	68	350	50	440	65

2. Построение профиля трассы

По геодезическим отметкам построим сжатый профиль трассы трубопровода (рис. 1).

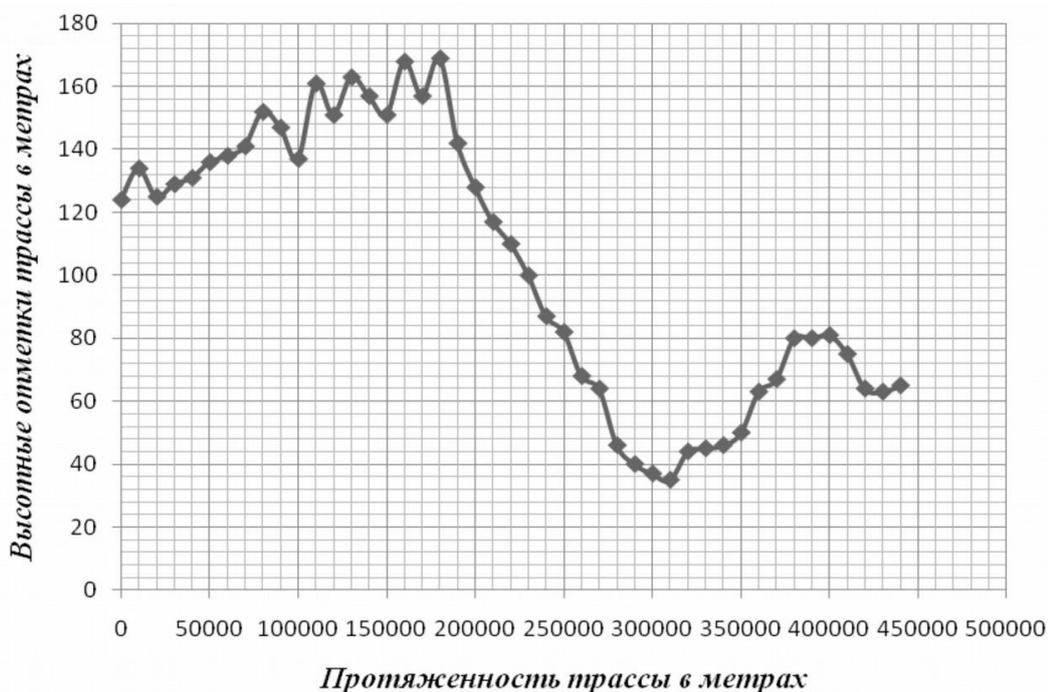


Рисунок 1 – Сжатый профиль трассы

3. Определение физических свойств нефти

Технологический расчет нефтепровода проведем для самых невыгодных условий. Таковыми являются условия с наиболее низкими температурами. В нашем случае минимальная температура $t_{\min} = -2^{\circ}\text{C}$.

Произведем перерасчет плотности на заданную температуру:

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t - 20),$$

(1)

где $t = t_{\min} = -2^{\circ}\text{C}$;

ρ_{20} – плотность нефти при 20°C ($\rho_{20} = 852 \text{ кг/м}^3$);

ξ – температурная поправка, $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$.

$$\xi = 1,825 - 0,001315\rho_{20} = 1,825 - 0,001315 \cdot 852 = 0,705 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C}).$$

Тогда плотность нефти при $t = -2^{\circ}\text{C}$:

$$\rho_t = 852 - 0,705(-2 - 20) = 867,51 \text{ кг/м}^3.$$

Вязкость при температуре t определяется по формуле:

$$\nu_t = \nu_{t_1} e^{-u(t-t_1)},$$

(2)

где ν_{t_1} – коэффициент кинематической вязкости при температуре t_1 ;

u – коэффициент, значение которого определяется по известным значениям вязкостей при двух других температурах, $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

$$u = -\frac{\ln \frac{\nu_{t_1}}{\nu_{t_2}}}{(t_1 - t_2)}, \text{ причем } t_1 t_2. \quad (3)$$

$$u = -\frac{\ln \frac{9}{15}}{(50 - 20)} = 0,017^{\circ}\text{C}^{-1}.$$

Тогда:

$$\nu_{-2} = 15 \cdot e^{-0,017(-2-20)} = 21,8 \text{ сСт.}$$

4. Выбор конкурирующих диаметров труб

Для нахождения оптимального диаметра трубопровода кроме диаметра, рекомендованного в [4] для заданной пропускной способности, примем еще 2 диаметра (соседних) – больший и меньший рекомендуемого. Для каждого из них произведем технологический и экономический расчет, по которым после сопоставления результатов сделаем окончательный выбор.

Согласно таблице 1 [3] для наших исходных данных:

$$D_2 = 720 \text{ мм}, p = 5\text{-}6 \text{ МПа}$$

Принимаем два соседних конкурирующих диаметра:

$$D_1 = 529 \text{ мм}, p = 5,4\text{-}6,5 \text{ МПа};$$

$$D_3 = 820 \text{ мм}, p = 4,8\text{-}5,8 \text{ МПа.}$$

Примем для всех диаметров одно значение давления равное 5,4 МПа.

Результаты расчетов по всем диаметрам внесены в сводную таблицу (табл. 6).

5. Механический расчет

5.1. Определение толщины стенки труб

Определим толщину стенки трубы по каждому из вариантов по формуле:

$$\delta = \frac{npD_{\text{нар}}}{2(R_1 + np)}, \quad (4)$$

где $D_{\text{нар}}$ – наружный диаметр трубы, м;

p – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

n – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления (согласно [4] для нефтепродуктопроводов диаметром более 700 мм $n = 1,15$);

R_1 – расчетное сопротивление (растяжению), МПа.

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (5)$$

где R_1^H – временное сопротивление металла труб (табл. 2 [3]), МПа.

m – коэффициент условий работы трубопровода (согласно табл. 1 [4] $m = 0,9$);

k_1 – коэффициент надежности по материалу, согласно табл. 9 [4] $k_1 = 1,47$ – для спирального шва, $k_1 = 1,57$ – для прямого шва;

k_H – коэффициент надежности по назначению (согласно по табл. 11 [4] $k_H = 1,0$ для всех диаметров).

Марки стали примем по каталогу:

для труб $\varnothing 529$ мм – 17Г1С;

для труб $\varnothing 720$ мм – 17Г1С;

для труб $\varnothing 820$ мм – 17Г1С.

Тогда:

для труб $\varnothing 529$ мм $R_1^H = 510$ МПа;

для труб $\varnothing 720$ мм $R_1^H = 510$ МПа;

для труб $\varnothing 820$ мм $R_1^H = 510$ МПа.

$$R_{1,529} = \frac{510 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,0} = 312,24 \text{ МПа.}$$

$$R_{1,720} = \frac{510 \cdot 0,9}{1,57 \cdot 1,0} = 292,36 \text{ МПа.}$$

$$R_{1,820} = \frac{510 \cdot 0,9}{1,57 \cdot 1,0} = 292,36 \text{ МПа.}$$

$$\delta_{529} = \frac{1,15 \cdot 5,4 \cdot 529}{2 \cdot (312,24 + 1,15 \cdot 5,4)} = 5,16 \text{ мм.}$$

$$\delta_{720} = \frac{1,15 \cdot 5,4 \cdot 720}{2 \cdot (292,36 + 1,15 \cdot 5,4)} = 7,49 \text{ мм.}$$

$$\delta_{820} = \frac{1,15 \cdot 5,4 \cdot 820}{2 \cdot (292,36 + 1,15 \cdot 5,4)} = 8,53 \text{ мм.}$$

Принимаем стандартную толщину стенки:

для труб $\varnothing 529$ мм – 6,0 мм;

для труб $\varnothing 720$ мм – 7,5 мм;

для труб $\varnothing 820$ мм – 9,0 мм.

5.2. Проверка на осевые сжимающие напряжения

$$\sigma_{пр.,N} = -\alpha E \Delta t + 0,25 \frac{npD_{вн}}{\delta}, \quad (6)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла труб (для стали $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$);

E – модуль упругости металла ($E_{ст} = 2,05 \cdot 10^5$ МПа);

Δt – расчетный температурный перепад;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м.

В нашем случае: $\Delta t = t_{\max} - t_{\min} = 10 - (-2) = 12^\circ\text{C}$.

Поскольку $\Delta t < 40^\circ\text{C}$, то примем $\Delta t = 40^\circ\text{C}$.

Для трубы с параметрами 529×6 мм:

$$\sigma_{пр.,N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,25 \frac{1,15 \cdot 5,4 \cdot 517}{6} = 35,37 \text{ МПа} > 0.$$

Для трубы с параметрами 720×7,5 мм:

$$\sigma_{пр.,N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,25 \frac{1,15 \cdot 5,4 \cdot 705}{7,5} = 47,54 \text{ МПа} > 0.$$

Для трубы с параметрами 820×9 мм:

$$\sigma_{пр.,N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,05 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,25 \frac{1,15 \cdot 5,4 \cdot 802}{9} = 39,95 \text{ МПа} > 0.$$

Т.к. во всех случаях $\sigma_{пр.,N} > 0$, то сжимающие осевые напряжения в трубопроводе отсутствуют и величина δ корректировки не требует.

Далее проверяют прочность подземного трубопровода по условию:

$$\sigma_{\text{пр.,}N} \leq \Psi_2 R_1, \quad (7)$$

где Ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при $\sigma_{\text{пр.,}N} \geq 0$ равен 1.

Для трубы с параметрами 529×6 мм:

($\sigma_{\text{пр.,}N} = 35,37$ МПа) < ($\Psi_2 R_1 = 312,24$ МПа) – верно, значит прочность подземного трубопровода обеспечена.

Для трубы с параметрами 720×7,5 мм:

($\sigma_{\text{пр.,}N} = 47,54$ МПа) < ($\Psi_2 R_1 = 292,36$ МПа) – верно, значит прочность подземного трубопровода обеспечена.

Для трубы с параметрами 820×9 мм:

($\sigma_{\text{пр.,}N} = 39,95$ МПа) < ($\Psi_2 R_1 = 292,36$ МПа) – верно, значит прочность подземного трубопровода обеспечена.

6. Гидравлический расчёт

6.1. Определение расчетной часовой пропускной способности нефтепровода

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24N_{\text{р}}}, \quad (8)$$

где $N_{\text{р}}$ – расчетное число суток работы нефтепровода (365 сут, [3]);

G – годовая пропускная способность нефтепровода, млн. т/год.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{17 \cdot 10^9}{24 \cdot 365 \cdot 867,51} = 2237 \text{ м}^3/\text{ч}$$

или

$$Q_{\text{с}} = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} = 0,621 \text{ м}^3/\text{с}.$$

6.2. Определение режима потока

Определим число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{4Q_{\text{с}}}{\pi D_{\text{вн}} \nu}. \quad (9)$$

Для трубы с параметрами 529×6 мм:

$$Re = \frac{4 \cdot 0,621}{\pi \cdot 0,517 \cdot 2,18 \cdot 10^{-5}} = 70190.$$

Для трубы с параметрами 720×7,5 мм:

$$Re = \frac{4 \cdot 0,621}{\pi \cdot 0,705 \cdot 2,18 \cdot 10^{-5}} = 51473.$$

Для трубы с параметрами 820×9 мм:

$$Re = \frac{4 \cdot 0,621}{\pi \cdot 0,802 \cdot 2,18 \cdot 10^{-5}} = 45247.$$

Переходные значения числа Рейнольдса определяются по формулам:

$$Re_{1\text{пер}} = \frac{10D_{\text{вн}}}{k_3} \text{ и } Re_{2\text{пер}} = \frac{500D_{\text{вн}}}{k_3}. \quad (10)$$

В этих выражениях $k_3 = 0,05$ мм – шероховатость труб.

Для трубы с параметрами 529×6 мм:

$$Re_{1пер} = \frac{10 \cdot 517}{0,05} = 103400 \text{ и } Re_{2пер} = \frac{500 \cdot 517}{0,05} = 5170000.$$

Для трубы с параметрами 720×7,5 мм:

$$Re_{1пер} = \frac{10 \cdot 705}{0,05} = 141000 \text{ и } Re_{2пер} = \frac{500 \cdot 705}{0,05} = 7050000.$$

Для трубы с параметрами 820×9 мм:

$$Re_{1пер} = \frac{10 \cdot 802}{0,05} = 160400 \text{ и } Re_{2пер} = \frac{500 \cdot 802}{0,05} = 8020000.$$

Во всех случаях $2320 < Re < Re_{1пер}$, следовательно, режим течения турбулентный (зона гидравлически гладких труб).

6.3. Определение гидравлического уклона

Определим гидравлический уклон по формуле:

$$i = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D_{вн}^{5-m}}, \quad (11)$$

где β и m – коэффициенты, зависящие от режима движения потока жидкости, определяемые по таблице 8 [3]. Для режима гидравлически гладких труб $\beta = 0,0247$; $m = 0,25$.

Для трубопровода с параметрами трубы 529×6 мм:

$$i = 0,0247 \frac{0,621^{1,75} \cdot (2,18 \cdot 10^{-5})^{0,25}}{0,517^{4,75}} = 0,0167 \text{ м/м.}$$

Для трубопровода с параметрами трубы 720×7,5 мм:

$$i = 0,0247 \frac{0,621^{1,75} \cdot (2,18 \cdot 10^{-5})^{0,25}}{0,705^{4,75}} = 0,0038 \text{ м/м.}$$

Для трубопровода с параметрами трубы 820×9 мм:

$$i = 0,0247 \frac{0,621^{1,75} \cdot (2,18 \cdot 10^{-5})^{0,25}}{0,802^{4,75}} = 0,0021 \text{ м/м.}$$

6.4. Проверка существования перевальной точки

Из конечной точки профиля трассы трубопровода проводим линии гидравлических уклонов трубопроводов различных диаметров. Если хотя бы одна линия пересечет профиль, значит для трубопровода данного диаметра будет существовать перевальная точка. В нашем случае для всех трех конкурирующих диаметров перевальной точки не будет. Расчетную длину примем равной 50 км.

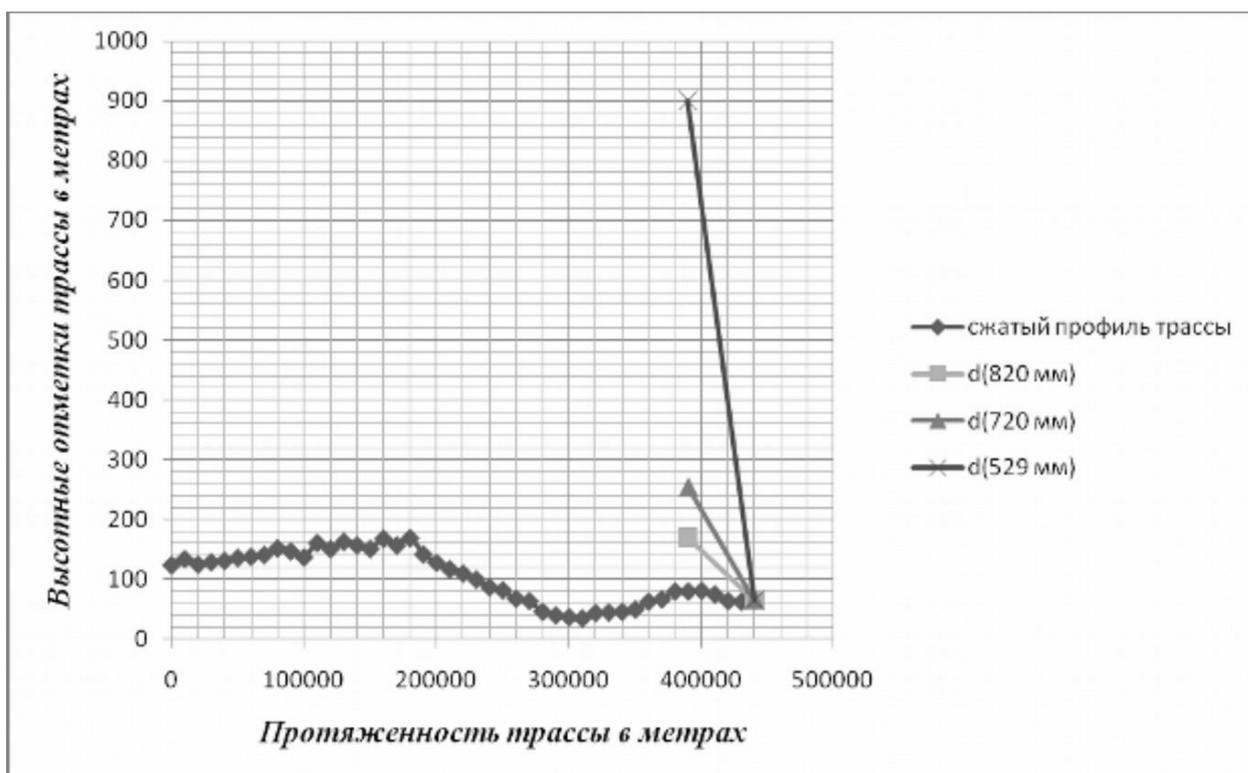


Рисунок 2 – Сжатый профиль трассы и гидравлические уклоны разных диаметров

6.5. Определение полной потери напора

Полную потерю напора в трубопроводе определим по формуле:

$$H = 1,01iL_{\text{расч}} + \Delta z + \Delta h_{\text{кон}},$$

(12)

где 1,01 – коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях;

$\Delta h_{\text{кон}}$ – величина подпора, необходимого в конечной точке трассы (примем 30 м);

Δz – разность отметок конца (или перевальной точки, если такая имеется на трассе трубопровода) и начала трубопровода;

$L_{\text{расч}}$ – расчетная длина трубопровода.

Для трубопровода с параметрами трубы 529×6 мм:

$$H = 1,01 \cdot 0,0167 \cdot 440000 - 59 + 30 = 7392,48 \text{ м.}$$

Для трубопровода с параметрами трубы 720×7,5 мм:

$$H = 1,01 \cdot 0,0038 \cdot 440000 - 59 + 30 = 1659,72 \text{ м.}$$

Для трубопровода с параметрами трубы 820×9 мм:

$$H = 1,01 \cdot 0,0021 \cdot 440000 - 59 + 30 = 904,24 \text{ м.}$$

Напор, развиваемый одной насосной станцией, должен быть не больше допустимого из условия прочности:

$$H_d = \frac{p}{\rho g}. \quad (13)$$

Для всех трубопроводов с принятыми параметрами трубы (529×6 мм; 720×7,5 мм; 820×9 мм) значение напора будет одинаковым:

$$H_d = \frac{5,4 \cdot 10^6}{867,51 \cdot 9,81} = 634,53 \text{ м.}$$

6.6. Определение числа насосных станций

Число насосных станций n определим приближенно по формуле:

$$n = \frac{H}{H_{ст} - \Delta h}, \quad (14)$$

где $H_{ст}$ – напор на выходе насосной станции, который должен быть не больше допустимого;

Δh – дополнительный напор, слагаемый из потерь в коммуникациях станции и величины передаваемого давления, требуемого для обеспечения работы основных насосов без кавитации (согласно таблице 9 [3], $\Delta h = 45$ м);

H – полная потеря напора в трубопроводе.

Для трубопровода с параметрами трубы 529×6 мм:

$$n = \frac{7407,48}{634,53 - 45} = 12,56. \text{ Принимается } n = 13.$$

Для трубопровода с параметрами трубы 720×7,5 мм:

$$n = \frac{1674,72}{634,53 - 45} = 2,84. \text{ Принимается } n = 3.$$

Для трубопровода с параметрами трубы 820×9 мм:

$$n = \frac{919,24}{634,53 - 45} = 1,56. \text{ Принимается } n = 2.$$

Оптимальное количество станций – $n = 3$, т.к. станции необходимо располагать на расстоянии 90-150 км друг от друга.

7. Определение капитальных, эксплуатационных и приведенных затрат

7.1. Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты K вычислим по формуле:

$$K = k_{тр} k_T \left(1 + \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n L_i (k_{тер.,i} - 1) \right), \quad (15)$$

где k_T – поправочный коэффициент, учитывающий надбавку на топографические условия трассы, согласно таблице 10 [3] $k_T = 1,18$;

$1 + \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n L_i (k_{тер.,i} - 1)$ – дополнительные капитальные вложения, учитывающие территориальный район прохождения трассы;

$k_{тер.,i}$ – территориальный коэффициент, согласно по таблице 11 [3] $k_{тер.,i} = 0,99$;

L_i – протяженность i -го участка трубопровода, проходящего по району, к которому применяется территориальный коэффициент;

$$k_{\text{тр}} = C_{\text{л}}L_{\text{тр}} + C_{\text{гнс}} + n_{\text{пс}}C_{\text{пс}}, \quad (16)$$

$C_{\text{л}}$ – удельные капитальные вложения на 1 км трубопровода определяются в зависимости от диаметра трубопровода и от очереди строительства (в случае если строится лупинг параллельно действующей магистрали, затраты меньше) по таблице 12 [3], тыс. у.е./км;

$C_{\text{гнс}}$ и $C_{\text{пс}}$ – капитальные вложения в строительство соответственно одной головной и одной промежуточной насосных станций. Также зависят от производительности станций, определяются согласно таблице 13 [3], тыс. у.е.;

$n_{\text{пс}}$ – число промежуточных насосных станций на трассе трубопровода.

Для трубопровода с диаметром труб $D_1 = 529$ мм:

$$k_{\text{тр}} = 56,6 \cdot 440 + 8077 + 13 \cdot 2170 = 61191 \text{ тыс. у.е.};$$

$$K = 61191 \cdot 1,18 \cdot \left(1 + \frac{1}{440} \sum_{i=1}^n 440 \cdot (0,99 - 1)\right) = 71483,33 \text{ тыс. у.е.}$$

Для трубопровода с диаметром труб $D_2 = 720$ мм:

$$k_{\text{тр}} = 77,5 \cdot 440 + 8077 + 3 \cdot 2170 = 48687 \text{ тыс. у.е.};$$

$$K = 48687 \cdot 1,18 \cdot \left(1 + \frac{1}{440} \sum_{i=1}^n 440 \cdot (0,99 - 1)\right) = 56876,15 \text{ тыс. у.е.}$$

Для трубопровода с диаметром труб $D_3 = 820$ мм:

$$k_{\text{тр}} = 91,1 \cdot 440 + 8077 + 2 \cdot 2170 = 52501 \text{ тыс. у.е.};$$

$$K = 52501 \cdot 1,18 \cdot \left(1 + \frac{1}{440} \sum_{i=1}^n 440 \cdot (0,99 - 1)\right) = 61331,69 \text{ тыс. у.е.}$$

7.2. Расчет затрат на электроэнергию

Расходы на электроэнергию $Z_{\text{э}}$ рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{э}} = \left(\frac{GH_{\text{ст}}k_{\text{с}}}{365\eta_{\text{н}}\eta_{\text{э}}} + N_{\text{с}}\right) nC_{\text{э}}, \quad (17)$$

где G – годовой объем перекачки по трубопроводу, т/год;

$H_{\text{ст}}$ – дифференциальный напор, развиваемый одной станцией, м;

$k_{\text{с}}$ – коэффициент, учитывающий снижение расхода электроэнергии при сезонном регулировании перекачки (примем $k_{\text{с}} = 1$);

$\eta_{\text{н}}$ и $\eta_{\text{э}}$ – КПД насоса и электродвигателя;

$N_{\text{с}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды насосной станции, $N_{\text{с}} = 1,5 \cdot 2 \cdot 10^6$ кВт·ч/год;

$C_{\text{э}}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии. Примем по таблице 14 [3] $C_{\text{э}} = 0,0128$ у.е./(кВт·ч);

n – количество станций.

Для трубопровода с диаметром труб $D_1 = 529$ мм:

$$Z_{\text{э}} = \left(\frac{17 \cdot 10^6 \cdot 634,53 \cdot 1}{365 \cdot 0,86 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6\right) \cdot 13 \cdot 0,0128 = 6686,410 \text{ тыс. у.е.}$$

Для трубопровода с диаметром труб $D_2 = 720$ мм:

$$Z_{\text{э}} = \left(\frac{17 \cdot 10^6 \cdot 634,53 \cdot 1}{365 \cdot 0,86 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6\right) \cdot 3 \cdot 0,0128 = 1543,017 \text{ тыс. у.е.}$$

Для трубопровода с диаметром труб $D_3 = 820$ мм:

$$Z_{\text{э}} = \left(\frac{17 \cdot 10^6 \cdot 634,53 \cdot 1}{365 \cdot 0,86 \cdot 0,9} + 2 \cdot 10^6\right) \cdot 2 \cdot 0,0128 = 1028,678 \text{ тыс. у.е.}$$

7.3. Расчет эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты рассчитаем по формуле:

$$\mathcal{E} = (\alpha_2 + \alpha_4) K_{\text{л}} + (\alpha_1 + \alpha_3) K_{\text{ст}} + \mathcal{Z}_3 + \mathcal{Z}_T + \mathcal{Z}_3 + \Pi, \quad (18)$$

где $K_{\text{л}}$ – капитальные вложения в линейную часть с учетом всех поправочных коэффициентов;

$$K_{\text{л}} = C_{\text{л}} k_{\text{T}} L_{\text{тр}}; \quad (19)$$

$K_{\text{ст}}$ – капитальные вложения в насосные станции с учетом всех поправочных коэффициентов;

$$K_{\text{ст}} = (C_{\text{гнс}} + C_{\text{пс}}(n_{\text{ст}} - 1)) k_{\text{T}}; \quad (20)$$

α_1 – годовые отчисления в долях единицы на амортизацию станций ($\alpha_1 = 8,5\%$ от капитальных затрат на станции);

α_2 – годовые отчисления на амортизацию линейной части трубопровода ($\alpha_2 = 3,5\%$ от капитальных затрат на трубопровод);

α_3 – годовые расходы на текущий ремонт станций ($\alpha_3 = 1,3\%$);

α_4 – годовые расходы на текущий ремонт трубопровода ($\alpha_4 = 0,3\%$);

\mathcal{Z}_T – затраты на воду, смазку, топливо (5 тыс. у.е./год на одну станцию);

\mathcal{Z}_3 – затраты плата (80 тыс. у.е./год на одну станцию);

Π – прочие расходы (примем 25 % от зарплаты, т.е. 20 тыс. у.е./год на одну станцию).

Для трубопровода с диаметром труб $D_1 = 529$ мм:

$$K_{\text{л}} = 56,6 \cdot 1,18 \cdot 440 = 29386,72 \text{ тыс. у.е.};$$

$$K_{\text{ст}} = (8077 + 2170 \cdot (13 - 1)) \cdot 1,18 = 40258,06 \text{ тыс. у.е.};$$

$$\mathcal{E} = (0,035 + 0,003) \cdot 29386,72 + (0,085 + 0,013) \cdot 40258,06 + 6686,41 + 5 \cdot 13 + 80 \cdot 13 + 20 \cdot 13 = 13113,395 \text{ тыс. у.е.}$$

Для трубопровода с диаметром труб $D_2 = 720$ мм:

$$K_{\text{л}} = 77,5 \cdot 1,18 \cdot 440 = 40238 \text{ тыс. у.е.};$$

$$K_{\text{ст}} = (8077 + 2170 \cdot (3 - 1)) \cdot 1,18 = 14652,06 \text{ тыс. у.е.};$$

$$\mathcal{E} = (0,035 + 0,003) \cdot 40238 + (0,085 + 0,013) \cdot 14652,06 + 1543,017 + 5 \cdot 3 + 80 \cdot 3 + 20 \cdot 3 = 4822,963 \text{ тыс. у.е.}$$

Для трубопровода с диаметром труб $D_3 = 820$ мм:

$$K_{\text{л}} = 91,1 \cdot 1,18 \cdot 440 = 47299,12 \text{ тыс. у.е.};$$

$$K_{\text{ст}} = (8077 + 2170 \cdot (2 - 1)) \cdot 1,18 = 14310 \text{ тыс. у.е.};$$

$$\mathcal{E} = (0,035 + 0,003) \cdot 47299,12 + (0,085 + 0,013) \cdot 14310 + 1028,68 + 5 \cdot 2 + 80 \cdot 2 + 20 \cdot 2 = 4438,427 \text{ тыс. у.е.}$$

7.4. Расчет приведенных затрат

Приведенные затраты определяем по формуле:

$$S = E_{\text{н}} K + \mathcal{E}, \quad (21)$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, $E_n = 0,15$;

K – капитальные затраты для рассматриваемого вида транспорта;

\mathcal{E} – эксплуатационные затраты для рассматриваемого вида транспорта.

Для трубопровода с диаметром труб $D_1 = 529$ мм:

$$S = 0,15 \cdot 71483,33 + 13113,395 = 23835,89 \text{ тыс. у.е.}$$

Для трубопровода с диаметром труб $D_2 = 720$ мм:

$$S = 0,15 \cdot 56876,15 + 4822,963 = 13354,386 \text{ тыс. у.е.}$$

Для трубопровода с диаметром труб $D_3 = 820$ мм:

$$S = 0,15 \cdot 61331,69 + 4438,427 = 13638,18 \text{ тыс. у.е.}$$

Поскольку приведенные затраты оказались меньше для второго варианта, то трубопровод с диаметром 720 является наиболее экономически выгодным.

8. Выбор основного оборудования

По заданной пропускной способности $Q = 2237 \text{ м}^3/\text{ч}$ подберем в приложении 3 [1] основной насос марки НМ 2500-230, характеристики которого даны для воды. Выясним, необходимо ли пересчитывать их на нефть. Для этого определим число Re для потока перекачиваемой жидкости.

$$D_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{4D_2B_2K_{\text{л}}}, \quad (22)$$

где D_2 и B_2 – диаметр и ширина лопатки рабочего колеса (по табл. 17 [3] $D_2 = 3,8$ см; $B_2 = 40,5$ см);

$K_{\text{л}} = 0,9$ – коэффициент сужения входного сечения рабочего колеса.

$$D_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{4 \cdot 3,8 \cdot 4,5 \cdot 0,9} = 23,538 \text{ см.}$$

Находим число Re на выходе из колеса по формуле:

$$Re = \frac{Q_n}{D_{\text{ЭКВ}}v}, \quad (23)$$

где Q_n – номинальная подача насоса;

v – коэффициент кинематической вязкости нефти.

$$Re = \frac{2500}{3600 \cdot 0,235 \cdot 21,8 \cdot 10^{-6}} = 135554.$$

Определим переходное значение параметра Рейнольдса по формуле:

$$Re_{\text{пер}} = 3,16 \cdot 10^5 n_s^{-0,305},$$

(24)

где n_s – коэффициент быстроходности насоса. По приложению 3 [1] для насоса НМ2500-230 коэффициент $n_s = 117$.

$$Re_{\text{пер}} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 117^{-0,305} = 73942.$$

Поправочные коэффициенты в нашем случае равны 1,0 [3], и $Re > Re_{\text{пер}}$, то характеристики насоса при работе на нефти остаются такими же, как на воде, т.е. пересчет характеристики не требуется.

Подбирают электродвигатели для насосов исходя из потребной мощности, рассчитываемой по формуле:

$$N_H = \frac{QH_H \rho g}{3600 \eta_H}, \quad (25)$$

где N_H – мощность электродвигателя, кВт;

H_H – напор, развиваемый насосом, м;

Q – подача насоса, м³/ч;

g – ускорение свободного падения;

η_H – КПД насоса, в долях единиц, $\eta_H = 0,86$.

$$N_H = \frac{2500 \cdot 230 \cdot 867,51 \cdot 9,81}{3600 \cdot 0,86} = 1580 \text{ кВт.}$$

Подбираем марку электродвигателя - СТД-2000-2 ($N = 2000$ кВт).

Для создания на входе основного насоса напора, необходимого для безкавитационной работы, устанавливаем подпорный насос. Напор этого насоса должен быть не менее:

$$H = \Delta h + h_k,$$

(26)

где Δh – допустимый кавитационный запас основного насоса, м;

h_k – потери в коммуникациях, м.

Для насоса НМ2500-230 имеем:

$$\Delta h = 32 \text{ м; } h_k = 50 \text{ м;}$$

$$H = 32 + 50 = 82 \text{ м.}$$

Для обеспечения заданного расхода основного насоса и его безкавитационной работы выбираем в качестве подпорного насоса НМП-2500-74 с электродвигателем ДС-118/44-6 мощностью 800 кВт.

Таким образом, чтобы перекачать нефть с заданной производительностью на расстояние 440 км с диаметром нефтепровода 720 мм установим на каждой станции по 3 последовательно соединенных между собой насоса НМ2500-230.

Получили, что на головной нефтеперекачивающей станции последовательно соединены 2 насоса НМ2500-230 (1 в резерве) и 1 подпорный НМП2500-74 (1 в резерве), а на промежуточных – 2 насоса НМ2500-230.

9. Построение совмещённой характеристики трубопровода и насосных станций

В координатах Q-H строят суммарную напорную характеристику всех рабочих насосов на трубопроводе. Для построения характеристики насосов воспользуемся следующей зависимостью:

$$H = a - bQ^{2-m},$$

(27)

где a и b – коэффициенты аппроксимации ($a = 258,8$ м; $b = 8,59 \cdot 10^{-6}$ ч²/м⁵).

Зависимость Q- η характеризуется выражением:

$$\eta = k_1 Q - k_2 Q^2,$$

(28)

где k_1 и k_2 – коэффициенты, соответственно ч/м³ и (ч/м³)².

Для насоса НМ2500-230 данные коэффициенты вычисляются по формулам:

$$k_1 = 2 \frac{\eta_{\max}}{Q_H} \text{ и } k_2 = 2 \frac{\eta_{\max}}{Q_H^2}. \quad (29)$$

Тогда:

$$k_1 = 2 \cdot \frac{0,86}{2500} = 0,000688 \text{ и } k_2 = 2 \cdot \frac{0,86}{2500^2} = 0,000000137.$$

Результаты расчета параметров работы насосов НМ2500-230 представлены в табл. 2 и графически (рис. 3 и рис. 4)

Таблица 2 – Характеристика работы насоса НМ2500-230 на нефти

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	0	500	1000	1500	2000	2237	2500	3000
$H, \text{ м}$	258,8	258,35	257,27	255,69	253,66	252,55	251,21	248,35
$N, \text{ кВт}$	0	986	1104	1253	1448	1565	1726	2119
$\eta, \%$	30,98	55,10	72,38	82,80	85,34	86,00	83,10	0

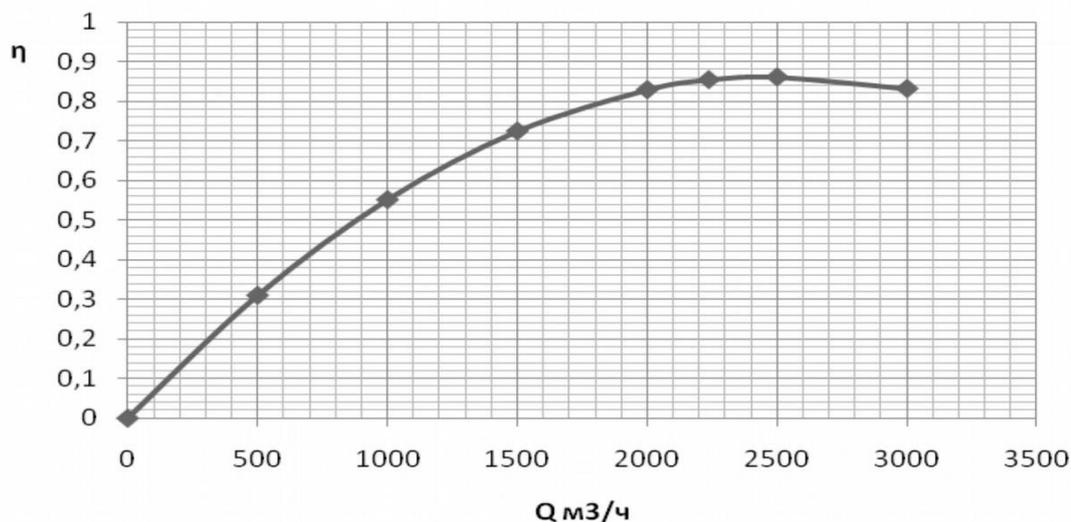


Рисунок 3 – Характеристика $Q=f(\eta)$ насоса НМ2500-230

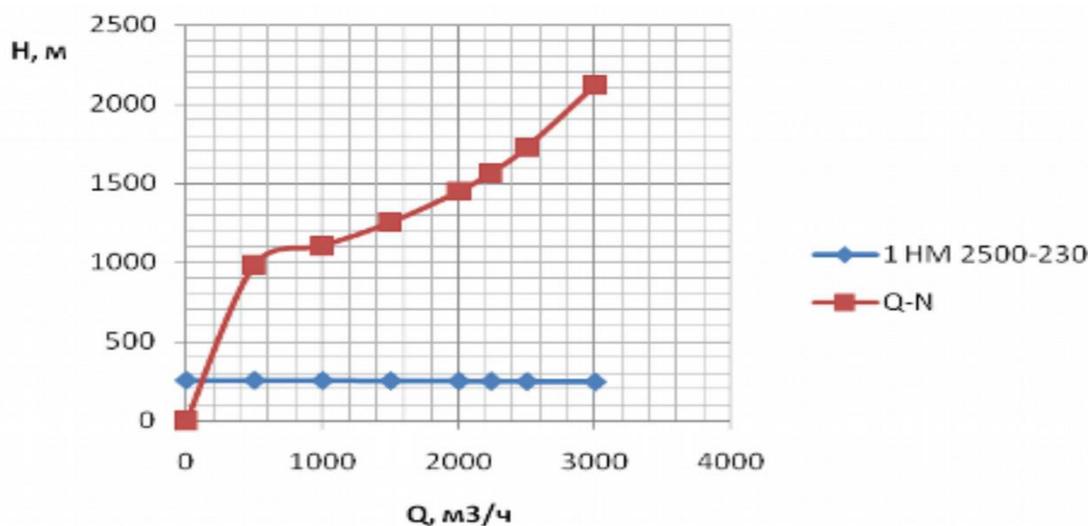


Рисунок 4 – Характеристики насоса НМ2500-230

Для построения характеристики сети запишем зависимость между гидравлическими потерями и расходом:

$$H_c = H_r + h_{\Pi}, \quad (30)$$

где H_r – геодезическая высота (разность отметок между началом и концом нефтепровода, без перевалов), м;

h_{Π} – напор, необходимый для преодоления гидравлических потерь, м.

$$h_{\Pi} = \beta \frac{Q^{2-m_v m}}{D_{\text{ВН}}^{5-m}} L. \quad (31)$$

Результаты расчетов сведены в табл. 3. На рис. 5 приведена совмещенная характеристика сети и насосов.

(! Результаты получены по наружному диаметру, а не по внутреннему)

Таблица 3 – Характеристика работы сети

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	0	500	1000	1500	2000	2237	2500	3000
$H_c, \text{ м}$	-59	52,74	316,85	705,15	1205,22	1478,92	1809,16	2511,28

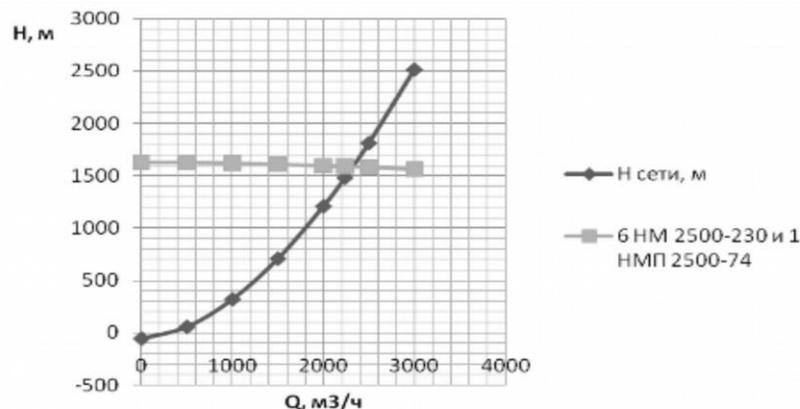


Рисунок 5 – Совмещенная характеристика сети и насоса

Рабочая точка получилась при $Q = 2160 \text{ м}^3/\text{ч}$, что не соответствует расчетной часовой пропускной способности нефтепровода $Q = 2237 \text{ м}^3/\text{ч}$. Для этого применим метод изменения числа оборотов:

$$H = a \left(\frac{n_1}{n_0} \right)^2 - b_1 Q^2; \quad b_1 = b; \quad a_1 = a \left(\frac{n_1}{n_0} \right)^2, \quad (32)$$

где n_1 – новое значение числа оборотов, об/мин;

n_0 – номинальная частота вращения ротора нагнетателя, $n_0 = 3000$ об/мин;

ΔH – величина недостающего (избыточного) напора, приходящаяся на один нагнетатель, м (в случае недостающего напора $\Delta H < 0$).

Необходимое число оборотов можно определить по формуле:

$$n_1 = n_0 \sqrt{1 - \frac{\Delta H}{6a}}. \quad (33)$$

$$n_1 = 3000 \cdot \sqrt{1 - \frac{-77}{6 \cdot 258,8}} = 3073,48 \text{ об/мин.}$$

Тогда выражение для установления зависимости $H = f(Q)$ можно представить в следующем виде:

$$H = 1,0496a - bQ^2.$$

(34)

Результаты расчета представлены в табл. 4, а совмещенная характеристика трубопровода и насосных станций – на рис. 6.

Таблица 4 – Характеристика работы насоса НМ2500-230 на нефти

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	0	500	1000	1500	2000	2237	2500	3000
$H, \text{ м}$	269,15	268,70	267,62	266,04	264,01	262,90	261,56	258,70

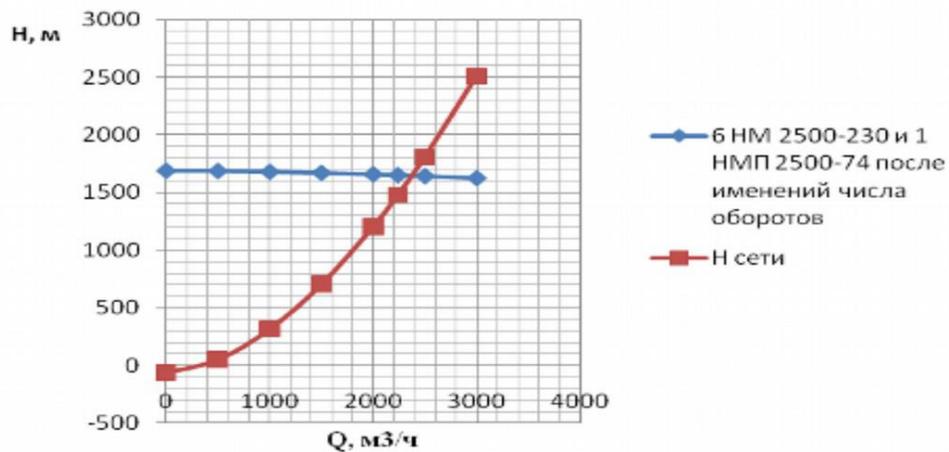


Рисунок 6 – Совмещенная характеристика трубопровода и насосов (после корректировки)

На основании корректировки числа оборотов двигателя насосов установлено, что $Q = 2190 \text{ м}^3/\text{ч}$. Полученное значение удовлетворяет допустимым ограничениям:

$$(2237 - 2190)/2237 \cdot 100 = 2,1 \text{ \%}.$$

При этом, напор $H = 1660 \text{ м}$, тогда $(1660 - 74)/6 = 264,3 \text{ м}$.

Напор на выкиде ГНПС: 602,6 м

Напор на выкиде НПС: 528,6 м

Данные напоры не превышают допустимого напора ($H_{\text{доп}} = 634,53 \text{ м}$).

10. Расстановка НПС

Расстановку насосных станций произведем по методу В.Г. Шухова на сжатом профиле трассы.

Определение местоположения станций связано с выполнением следующего требования: напор на выходе любой НПС не должен превышать H_{max} , найденного из условия прочности, и не должен быть меньше такого H_{min} ,

чтобы на следующей станции была обеспечена бескавитационная работа насосов.

От начальной точки трассы, где должна находиться головная станция, в масштабе высот профиля отложим по вертикали напор $H_{ст}$, развиваемый станцией. Из конца полученного отрезка проведем линию гидравлического уклона. Точка пересечения ее с линией H_{min} – место расположения второй станции. От этой точки вновь отложим напор, развиваемый станцией, проведем линию гидроуклона и т.д. Линия гидроуклона, идущая от последней станции, должна прийти к конечной точке трассы с некоторым остатком напора, необходимым, как правило, для обеспечения взлива нефти или нефтепродукта в резервуар на конечном пункте.

11. Проверка работы трубопровода в летних условиях

Поскольку летом из-за понижения вязкости нефти смещается рабочая точка на совмещенной характеристике, то возникает необходимость проверки работы трубопровода в летних условиях на предмет неперевышения напорами на нагнетательных линиях станций предельно допустимых напоров из условия прочности и неперевышения минимально допустимыми подпорами перед станциями реальных подпоров, приходящих на станции.

Для этого на ранее построенную совмещенную характеристику насосных станций и трубопровода наносят, предварительно рассчитав, координаты трех-четырех точек, напорную характеристику трубопровода при летних условиях. Затем по методу В.Г. Шухова проводят соответствующие линии пьезометрических напоров (гидравлических уклонов). Если напоры или подпоры на какой-либо станции вышли за допустимые пределы, следует изменить ее местоположение, чтобы и в зимних и в летних условиях напоры и подпоры находились в допустимых пределах.

Произведем *перерасчет плотности* на заданную температуру, используя формулу (1):

$$\rho_t = \rho_{20} - \xi(t - 20),$$

где $t = t_{max} = 10^\circ\text{C}$.

Расчеты аналогичны п. 2 (см. выше).

Плотность нефти при $t = 10^\circ\text{C}$:

$$\rho_t = 852 - 0,705(10 - 20) = 895,05 \text{ кг/м}^3.$$

Вязкость при температуре t определяется по формуле (2) аналогично п. 2 (см. выше):

$$\nu_t = \nu_{t_1} e^{-u(t-t_1)}.$$

В итоге:

$$\nu_{10} = 15 \cdot e^{-0,017(10-20)} = 17,78 \text{ сСт.}$$

Произведем *перерасчет пропускной способности* нефтепровода в соответствии с положениями п. 5.1:

$$Q_{ч} = \frac{17 \cdot 10^9}{24 \cdot 355 \cdot 895,05} = 2322,69 \text{ м}^3/\text{ч}$$

или

$$Q_c = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} = 0,645 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определение режима потока

Определим число Рейнольдса по формуле (9):

$$Re = \frac{4 \cdot 0,645}{\pi \cdot 0,705 \cdot 17,78 \cdot 10^{-6}} = 65549.$$

Переходные значения числа Рейнольдса определяются по формулам (10):

$$Re_{1\text{пер}} = \frac{10 \cdot 705}{0,05} = 141000 \text{ и } Re_{2\text{пер}} = \frac{500 \cdot 705}{0,05} = 7050000.$$

Так как $2320 < Re < Re_{1\text{пер}}$, то режим течения турбулентный (зона гидравлически гладких труб).

Определение гидравлического уклона

Определим гидравлический уклон по формуле (11):

$$i = 0,0247 \frac{0,645^{1,75} \cdot (17,78 \cdot 10^{-6})^{0,25}}{0,705^{4,75}} = 0,0039$$

Для определения характеристики сети воспользуемся формулами (30) и (31), изменив значение вязкости. Результаты представим в виде табл. 5. Совмещенная характеристика при ведена на рис. 7.

Таблица 5 – Характеристика работы сети при $t = 10^\circ\text{C}$

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	0	500	1000	1500	2000	2322,69	2500	3000
$H_c, \text{ м}$	-59	60,73	343,72	759,78	1295,58	1700,90	1942,69	2695,00

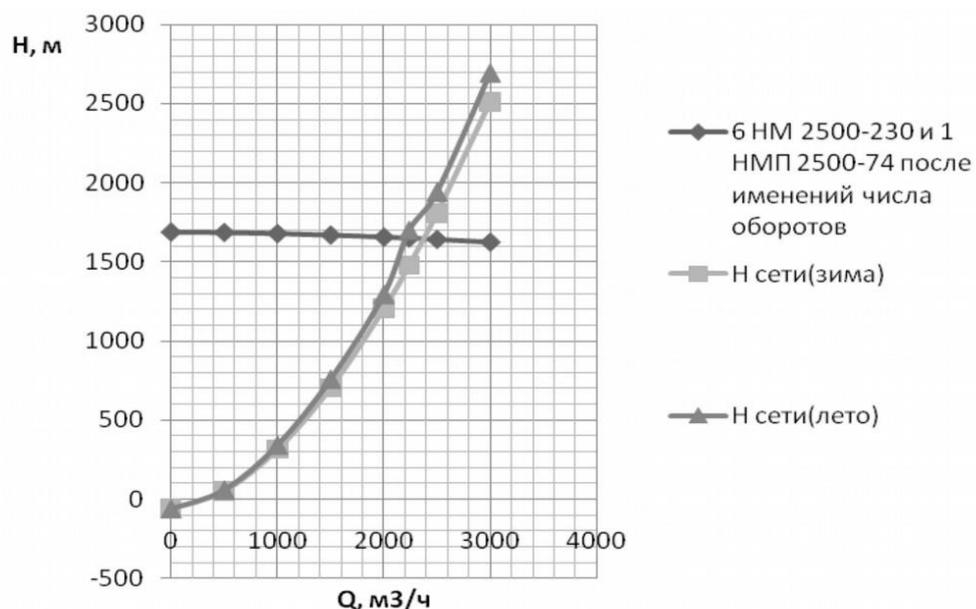


Рисунок 7 – Совмещенная характеристика работы насосных станций и сети при $t = 10^\circ\text{C}$

Таблица 6 – Сводная таблица результатов расчета

№ п/п	Параметр	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	$D_{нар}$, м	0,529	0,720	0,820
2	Марка стали	17Г1С	17Г1С	17Г1С
3		510	510	510
4	m	0,9	0,9	0,9
5	k_1	1,47	1,47	1,47
6	k_H	1,00	1,00	1,05
7	R_1 , МПа	312,24	292,36	292,36
8	p , МПа	5,4	5,4	5,4
9	n	1,15	1,15	1,15
10	δ , мм	5,16	7,49	8,53
11	$\delta_{станд}$, мм	6,0	7,5	9,0
12	$\sigma_{пр.,N}$, МПа	35,37	47,54	39,95
13	$D_{вн}$, м	0,517	0,705	0,802
14	Re	70190	51473	45247
15		103400	141000	160400
16		5170000	7050000	8020000
17	k_3 , м	0,00005	0,00005	0,00005
18	i , м/м	0,0167	0,0038	0,0021
19	Перевальная точка	нет	нет	нет
20	L , км	440	440	440
21	ΔZ , м	-59	-59	-59
22	H , м	7392,48	1659,72	904,24
23	$H_{доп}$, м	634,53	634,53	634,53
24	Δh , м	45	45	45
25	$n_{ст}$	13	3	2
26	k_T	1,18	1,18	1,18
27	$k_{тер}$	0,99	0,99	0,99
28	K , тыс. у.е.	71483,33	56876,15	61331,69
29	C_3 , у.е./(кВт·ч)	0,0128	0,0128	0,0128
30	Z_3 , тыс. у.е.	6686,410	1543,017	1028,678
31	\mathcal{E} , тыс. у.е.	13113,395	4822,963	4438,427
32	S , тыс. у.е.	23835,89	13354,386	13638,18

Заключение

В результате выполнения работы разработан проект магистрального нефтепровода для перекачки нефти на расстояние 440 км с производительностью 17 млн. т./год в условиях перепада температур от -2 °С до 10 °С.

Технологический расчет нефтепровода проведен для самых невыгодных условий (какими являются условия с наиболее низкими температурами), т.к. при низких температурах вязкость нефти, а, следовательно, и гидравлические потери максимальны.

Для определения параметров нефтепровода выполнены гидравлический и механический расчеты для 3-х конкурирующих диаметров нефтепровода: 529 мм, 720 мм, 820 мм; определяющие число нефтеперекачивающих станций и толщину стенки нефтепровода.

Оптимальным оказался диаметр 720 мм, для него же был произведен выбор основного оборудования.

Для определения рабочей точки произведено построение совмещенной характеристики трубопровода и насосных станций в летних и зимних условиях, что позволяет проверить работу трубопровода при изменении климатических показателей и, как следствие, свойств нефтепродуктов.

4. ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Выбрать оборудование насосных станций и обосновать параметры магистрального нефтепровода при исходных данных, представленных в таблице. Дополнительная информация определяется на основании справочной и технической литературы подобно типовому решению, предложенному выше. Высотные отметки по трассе нефтепровода сформировать самостоятельно.

№ вар.	Производительность G , млн. т/год	Протяженность трубопровода L , км	Плотность при температуре 20°C ρ_{20} , кг/м ³	Температура транспортировки		Вязкость	
				минимальная t_{\min} , $^{\circ}\text{C}$	максимальная t_{\max} , $^{\circ}\text{C}$	при температуре 20°C , ν_{20} , сСт	при температуре 50°C , ν_{50} , сСт
1	10	320	875	-15	21	60	31
2	15	420	885	-10	32	101	72
3	20	560	880	-8	25	72	44
4	30	620	870	-3	22	53	30
5	25	1100	860	-6	30	81	57
6	35	440	850	-20	23	64	43
7	40	650	865	-18	10	105	82
8	10	400	855	-17	15	85	56
9	50	860	840	-12	17	75	42
10	45	830	830	0	19	32	18
11	40	780	820	-11	23	28	19
12	55	740	825	-1	26	57	33
13	60	450	835	2	31	74	44
14	65	390	845	3	32	46	19
15	10	620	855	-7	21	97	61
16	20	640	865	-14	18	78	52
17	30	710	875	-9	19	34	17
18	40	750	860	-4	17	64	38

19	50	910	850	1	19	115	92
20	15	980	890	5	16	83	71
21	25	770	840	-6	17	102	87
22	35	210	880	-4	16	110	83
23	45	290	885	-7	21	84	49
24	20	310	870	-18	22	38	16
25	60	370	855	-25	16	41	19
26	70	540	840	-21	27	47	21
27	65	580	850	-4	21	46	23
28	55	410	895	-3	22	51	28
29	50	380	870	-14	9	37	14
30	10	1010	870	-22	13	96	71

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Основная литература

1. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. 2-ое изд./Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2004. 623с.
2. Эксплуатация магистральных газопроводов: Учебное пособие. /Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2006. – 525 с.
3. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие/ Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2008. 550 с.
4. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: Учебное пособие. /Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – ТюмГНГУ, 2004. 554 с.
5. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Кононова. – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006. 128с.
6. Бахмат Г.В. и др. Транспорт и хранение нефти и газа: экологические проблемы и решения.: Учебное пособие. – ТюмГНГУ, 2006.189 с.

Дополнительная литература

- 1 Коваленко П.В., Пистунович Н.Н. Методические указания для курсового проектирования по дисциплине «Машины и газонефтепроводов». Новополоцк, ПГУ, 2007
- 2 Коваленко П.В., Рябыш Н.М. Машины и оборудование газонефтепроводов. Часть 1 Новополоцк, ПГУ, 2005
- 3 Липский В.К. Методические указания к курсовому проекту по дисциплине «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов». Новополоцк, ПГУ, 2006
- 4 СНиП 2.05.06–85*. Магистральные трубопроводы.