

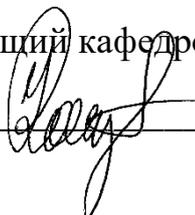
МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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
подземных сооружений»
«24» января 2023 г., протокол № 6

Заведующий кафедрой



Н.М. Качурин

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по проведению практических (семинарских) занятий
по дисциплине (модулю)
«Новые технологии в трубопроводном транспорте»

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 методических указаний

Сарычев В.И., проф., д-р техн. наук, доц.
(ФИО, должность, ученая степень, ученое звание)



(ПОДПИСЬ)

СОДЕРЖАНИЕ

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1. Теоретические основы перекачки вязких и застывающих нефтей.....	4
1.1. Цель и задачи практической работы	4
1.2. План практического занятия	4
1.3. Общие сведения о перекачке вязких и застывающих нефтей	4
1.4. Методические положения расчета теплового режима перекачки нефтей	5
1.5. Оформление отчетной документации	10
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2. Тепловой режим «горячего нефтепровода»	12
2.1. Цель и задачи практической работы	12
2.2. План практического занятия	12
2.3. Формирование исходных данных и основные уравнения решения задачи теплового расчета «горячего нефтепровода»	12
2.4. Методика гидравлического расчета неизотермического нефтепровода	15
2.5. Решение типовой задачи	16
2.6. Задача для самостоятельного решения	20
2.7. Оформление отчетной документации	20
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3. Замещение нефтепродуктов при их последовательной перекачке	21
3.1. Цель и задачи практической работы	21
3.2. План практического занятия	21
3.3. Сущность последовательной перекачки нефтепродуктов	21
3.4. Методические положения и решение типовой задачи на замещение нефтепродуктов	21
3.5. Вопросы к защите задачи по замещению нефтепродуктов	26
3.6. Оформление отчетной документации	26
ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4. Гидравлический расчет последовательной перекачки нефтепродуктов	28
4.1. Цель и задачи практической работы	28
4.2. План практического занятия	28
4.3. Теоретические положения: особенности гидравлического расчета при последовательной перекачке	28
4.4. Решение типовой задачи гидравлического расчета	29
4.5. Задача для самостоятельного решения	30
4.6. Оформление отчетной документации	33
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	34

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1. Теоретические основы перекачки вязких и застывающих нефтей

1.1. Цель и задачи практической работы

Целью работы является формирование у обучающихся представлений о транспортировке высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов и методов оценки режимов их перекачки.

Задачи работы заключаются в ознакомлении с основными способами подготовки и перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов, а также в освоении расчетным аппаратом для определения физических свойств перекачиваемой жидкости, характера изменения температуры нефти по длине трубопровода и изучении основных факторов, влияющих на тепловой режим транспортировки нефтепродуктов.

1.2. План практического занятия

1. Общие сведения о перекачке вязких и застывающих нефтей
2. Методические положения расчета теплового режима перекачки нефтей
3. Защита практической работы

1.3. Общие сведения о перекачке вязких и застывающих нефтей

Добыча высоковязких нефтей, содержащих большое количество парафина, т.е. застывающих при сравнительно высоких температурах, с каждым годом возрастает. Весьма значительной является выработка высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов. Перекачка таких жидкостей обычным способом нерациональна, а иногда и невозможна вследствие большого гидравлического сопротивления. Имеется немало способов, позволяющих перекачивать высоковязкие жидкости; во всех случаях каким-то образом повышается текучесть нефти, т.е. снижается гидравлическое сопротивление трубопровода. Самый простой способ - смешение высоковязких и маловязких нефтей и совместная их перекачка. По сути, близкими к смешению являются различные виды гидротранспорта, когда в качестве маловязкой жидкости используется вода. Применение различных присадок-депрессаторов также позволяет снизить гидравлическое сопротивление трубопровода. Текучесть нефти может быть повышена термообработкой ее. Наиболее технологически отработан и получил широкое практическое применение способ предварительного подогрева высоковязкой нефти. Вязкость перекачиваемой среды можно снизить, насыщая нефть

газом. В последнем случае главной целью, как правило, является не снижение гидравлического сопротивления, а утилизация и использование попутного нефтяного газа. Совместная перекачка нефти и газа может предусматриваться и при комплексной разработке близлежащих чисто газовых и нефтяных месторождений. Возможно применение комбинированных способов перекачки, т.е. сочетание вышеперечисленных и других способов снижения гидравлического сопротивления трубопровода. В каждом конкретном случае выбор способа перекачки обосновывается технико-экономическими расчетами,

1.4. Методические положения расчета теплового режима перекачки нефтей

Свойства жидкости, от которых зависит характер её течения, называются реологическими.

Движение реальной жидкости сопровождается потерей энергии, обусловленной вязкостью.

Поскольку существует несколько классов жидкостей, то оперируют несколькими понятиями вязкости.

Для ньютоновской жидкости причиной потерь является не столько трение о стенки трубопровода, сколько внутреннее трение жидкости. Коэффициент динамической вязкости по кривой течения определяется как

$$\mu = \frac{\tau}{\left| \frac{dw}{dr} \right|}$$

Вязкостно-температурную кривую нефти лучше получать в лаборатории; если нет такой возможности, то пользуются эмпирической формулой Рейнольдса-Филонова

$$\nu = \nu_* \exp[-U(T - T_*)], \quad (1)$$

где U - коэффициент крутизны вискограммы, $1/\text{К}$, ν_* - коэффициент кинематической вязкости при известной (произвольной) температуре T_* . Для нахождения U достаточно знать ν_1 при $T=T_1$ и ν_2 при $T=T_2$.

Плотность нефти ρ при температуре T может быть определена по формуле

$$\rho = \rho_{293} - (1,825 - 0,001315 \rho_{293})(T - 293), \quad (2)$$

где ρ_{293} - плотность нефти при температуре 293 К, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Расчетная плотность n нефтей с достаточной для практики точностью может быть определена

$$\rho_{см} = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^n V_i \rho_i, \quad (3)$$

где ρ_i - плотность i -й нефти объемом V_i в общем случае V .

Расчетную плотность нефти для трубопровода большой протяженности, проложенного в n климатических зонах, усредняют с учетом климатических поясов:

$$\rho_{cp} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n l_i \rho_i, \quad (4)$$

где $L = \sum_{i=1}^n l_i$ - длина трубопровода; ρ_i - средняя плотность нефти на участке трубопровода длиной l_i с примерно одинаковой температурой.

Удельная теплоемкость C_p нефти изменяется в пределах 1600...2500 Дж/(кг·К). При расчетах часто пользуются средним значением $C_p=2100$ Дж/(кг·К). Для диапазона температур 273...673 К C_p можно вычислять по формуле Крего;

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T) . \quad (5)$$

Коэффициент теплопроводности нефти λ_n изменяется в пределах 0,1...0,16. Обычно при расчетах используют среднее значение $\lambda_n=0,13$ Вт/(м·К). Для более точных расчетов используют формулу Крего-Смита, справедливую для температур 273...473 К.

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T) . \quad (6)$$

Для трубопроводов большой протяженности, прокладываемых в нескольких климатических зонах, расчетные теплоемкость и коэффициент теплопроводности усредняют по длине, аналогично усреднению плотности, для этого в формулу (4) вместо ρ_i подставляют C_{pi} или λ_{ni} .

Рассмотрим движение вязкой парафинистой нефти по трубопроводу при неизотермическом установившемся режиме. Полагаем, что, если парафин кристаллизуется, то он уносится потоком, не оседая на стенках трубы.

В общем случае уравнение теплового баланса для элемента трубопровода длиной dx , отстоявшего на расстоянии x , будет

$$k\pi D(T - T_0) dx - Q\rho g i dx + \frac{Q\rho\varepsilon\chi dT}{T_{нп} - T_{кп}} = -Q\rho C_p dT \quad (7)$$

Первое слагаемое – это потери в окружающую среду с элемента трубопровода длиной dx (k - коэффициент теплопередачи; D - внутренний диаметр трубопровода; T - температура нефти в трубопроводе на расстоянии X от начала; T_0 - температура окружающей среды (грунта), постоянная, осредненная по длине).

Второе слагаемое представляет собой теплоту трения в рассматриваемом сечения (Q - объемный расход нефти ρ - плотность нефти, i - гидравлический уклон). Так как теплота трения частично компенсирует теплотопери, то перед вторым слагаемым поставлен знак минус.

Третье слагаемое – это тепло, выделяющееся при кристаллизации парафина (ε - массовое содержание парафина в нефти (в долях); χ - теплота кристаллизации; $T_{нн}$ и $T_{кн}$ - соответственно температура начала и конца выпадения парафина). Тепло кристаллизации также частично компенсирует теплотери в окружающую среду. Но, имея в виду, что dT отрицательное (температура по длине падает), то знак перед третьим слагаемым будет плюс (минус на минус дает плюс).

В правой части уравнения теплового баланса записано изменение теплосодержания (C_p - теплоемкость нефти). Так как градиент отрицательный, то принят знак минус.

Приняв среднее значение гидравлического уклона, разделяя переменные, интегрируя и имея в виду, что при $X = 0$, $T = T_n$, получим

$$ax = \ln \frac{T_n - T_0 - b}{T - T_0 - b}, \quad (8)$$

или

$$T = T_0 + b + (T_n - T_0 - b)(-ax), \quad (9)$$

$$\text{где } a = \frac{k\pi D}{Q\rho C_p^*}; \quad C_p^* = C_p \left[1 + \frac{\varepsilon\chi}{C_p(T_{нн} - T_{кн})} \right]; \quad b = \frac{Q\rho g i}{k\pi D}.$$

Если парафин отсутствует, то положив $\varepsilon=0$, из (8) и (9) получим формулу Лейбензона. Если к тому же нефть маловязкая, то можно пренебречь теплотой трения ($b=0$) и из (8) и (9) получим формулу Шухова. Для маловязкой, но парафинистой нефти в формуле (9) следует положить $b=0$.

Характер изменения температуры по длине трубопровода для различных нефтей показан на рис. 1. Видим, что самые высокие темпы снижения температуры присущи формуле Шухова. Тепло трения и теплота кристаллизации снижают интенсивность охлаждения жидкости в трубопроводе.

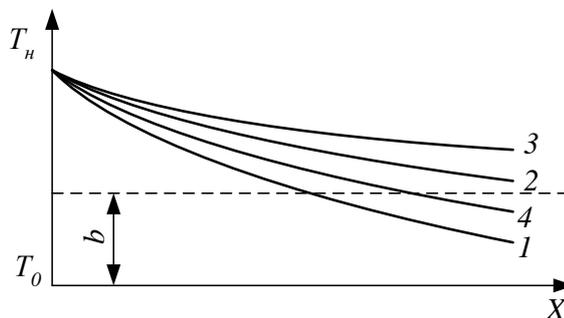


Рисунок 1 – Изменение температуры нефти по длине трубопровода:
1 – по формуле Шухова, $C_p^* = C_p$, $b=0$; 2 – по формуле Лейбензона, $\varepsilon=0$; 3 – по формуле (9), $C_p^* > C_p$, $\varepsilon \neq 0$, $b \neq 0$; 4 – по формуле (9), $C_p^* > C_p$, $\varepsilon \neq 0$, $b=0$

Расчет теплового режима магистрального трубопровода является трудоемким, так как в общем случае могут быть участки, где парафин не выпадает ($T_n > T_{нн}$ и $T > T_{кн}$) и где он выпадает ($T_{нн} \geq T \geq T_{кн}$). В области высоких температур можно не учитывать теплоту трения, а при низких температурах она составляет значимую долю в тепловом балансе. Кроме этого, в трубопроводе могут быть два режима течения: на начальном участке, где температуры высокие, возможен турбулентный режим течения, а на оставшейся длине - ламинарный. Трудность расчета заключается в согласовании условий на границах различных участков. Для упрощения изложения будем рассматривать случай наиболее интенсивного охлаждения, т.е. температура по длине трубопровода выражается формулой Шухова, которая получается из (8) при $b=0$, $\varepsilon=0$;

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \exp\left(-\frac{k \pi D x}{Q \rho C_p}\right), \quad (10)$$

Применяя ее к турбулентному участку, надо положить $K=K_m$: (рис. 2). В конце турбулентного участка температура

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \exp(-a_T x), \quad (11)$$

где $a_T = \frac{\kappa_T \pi D}{Q \rho C_p^*}$; $0 \leq X \leq L$; $T_n \geq T \geq T_{кр}$ (см. рис. 2).

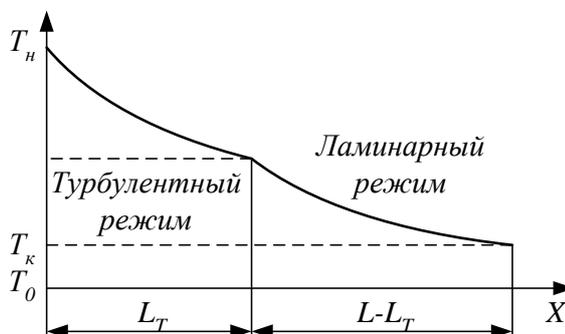


Рисунок 2 – Течение нефти в трубопроводе при двух режимах

В конце трубопроводного участка температура

$$T_{кр} = T_0 + (T_n - T_0) \exp(-a_T L_T), \quad (12)$$

или

$$a_T L_T = \ln \frac{T_n - T_0}{T_{кр} - T_0}.$$

По аналогии для ламинарного участка можно записать (при $K = K_l$)

$$T = T_0 + (T_{кр} - T_0) \exp[-a_l (x - L_T)], \quad (13)$$

где $a_l = \frac{\kappa_l \pi D}{Q \rho C_p^*}$; $L_T \leq x \leq L$; $T_{кр} \geq T \geq T_k$

В конце ламинарного участка температура

$$T_{\kappa} = T_0 + (T_{кр} - T_0) \exp[-a_l (L - L_T)] , \quad (14)$$

или

$$a_l (L - L_T) = \ln \frac{T_{кр} - T_0}{T_{\kappa} - T_0} .$$

На основании (12) и (14), исключая L_T , можно получить соотношение, связывающее все граничные температуры в трубопроводе с двумя режимами течения:

Критическую температуру $T_{кр}$, соответствующую переходу турбулентного режима в ламинарный (и наоборот), определяют следующим образом. Исходя из критического значения параметра $Re \approx 2000$, находим соответствующий ему коэффициент кинематической вязкости

$$v_{кр} = \frac{4Q}{\pi D Re_{кр}} . \quad (15)$$

Затем по вискограмме для данной нефти находим $T_{кр}$. Ее можно найти и аналитически. Например, подставив в формулу (1) $v_{кр}$ и $T_{кр}$ и решая совместно с (15), найдем

$$T_{кр} = T_{жс} + \frac{1}{U} \ln \frac{v_* \pi D Re_{кр}}{4Q} . \quad (16)$$

Используя другие аналитические зависимости для вязкости, можно найти соответствующие им формулы для $T_{кр}$.

Коэффициент теплопередачи для трубопроводов зависит от внутреннего α_1 и внешнего α_2 коэффициентов теплоотдачи, а также от термического сопротивления стенки трубы, изоляции, отложений и т.п.

$$\frac{1}{kD} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{ni}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 D} , \quad (17)$$

где D - внутренний диаметр трубопровода; n - число слоев, учитываемых в термическом сопротивлении при расчете; λ_i коэффициенты теплопроводности слоев (отложений, стали трубы, изоляции и т.п.); D_i , D_{ni} - соответственно внутренний и наружный диаметры каждого слоя; D_n - наружный диаметр трубопровода (диаметр поверхности, соприкасающейся с грунтом).

Для определения α_1 при вынужденном движении жидкости имеются различные экспериментальные зависимости, например, по Михееву (см. формулы 26, 27).

Теплофизические характеристики в приведенных зависимостях определяются при средних температурах потока и стенки трубы (индекс «СТ»), а за определяющий размер принят внутренний диаметр трубы. Теплофизические характеристики рассчитываются по формулам Крето.

В переходной области внутренний коэффициент теплоотдачи α_1 , можно определять приближенно интерполяцией.

Для внешнего коэффициента теплоотдачи α_2 подземного трубопровода используют формулу Форхгеймера-Власова

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{\Gamma}}{D_n \ln \left[\frac{2H}{D_n} + \sqrt{\left(\frac{2H}{D_n}\right)^2 - 1} \right]}, \quad (18)$$

где λ_{Γ} - коэффициент теплопроводности грунта; H - глубина заложения трубопровода в грунт (до оси). При $2H/D_n > 2$ (с погрешностью до 1 %)

$$\alpha_2 \approx \frac{2\lambda_{\Gamma}}{D_n \ln \frac{4H}{D_n}}. \quad (19)$$

При малых заглублениях ($H/D_n < 3-4$) пользуются формулой Аронса-Кутателадзе

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_z}{D_n \ln \left(\frac{4H_n}{D_n} + \frac{1}{Nu} \right)}, \quad (20)$$

где $Nu = \alpha_0 D_n / \lambda_{\Gamma}$; H_n - приведенная глубина укладки трубопровода, которая складывается из геометрической глубины заложения H и эквивалентной глубины $H_э$, определяемой по выражению

$$H_э = H_{CH} \frac{\lambda_{\Gamma}}{\lambda_{CH}}. \quad (21)$$

H_{CH} - толщина снежного покрова; λ_{CH} - коэффициент теплопроводности снега ($\lambda_{CH} \approx 0,105$ Вт/(м·К) - для свежего выпавшего снега; $\lambda_{CH} \approx 0,465$ Вт/(м·К) - для уплотненного снега); α_0 - коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух, при расчетах принимают $\alpha_0 \approx 11,63$ Вт/(м·К).

Для подземных и особенно теплоизолированных трубопроводов при турбулентном режиме течения $\alpha_1 \gg \alpha_2$, поэтому в большинстве случаев значением $1/\alpha_1 D$ в формуле (17) можно пренебречь. Для трубопроводов без специальной тепловой изоляции, прокладываемых в грунтах малой влажности, при турбулентном режиме течения с малой погрешностью можно принять $K \approx \alpha_2$. При оценочных расчетах коэффициент теплопередачи K принимают:

- для сухого песка 1,163 Вт/(м·К),
- для влажной глины 1,454 Вт/(м·К),
- для морского песка 3,489 Вт/(м·К).

Расчет падения температуры можно выполнить более точно, если перегон разбить на отдельные участки в зависимости от грунтовых условий. Этот же расчет можно проводить по некоторому среднему значению $\lambda_{\Gamma ср}$. Падение температуры рассчитывают либо, начиная с головного участка при известной начальной температуре подогрева, либо с конца участка при известной конечной температуре.

1.5. Оформление отчетной документации

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; теоретические положения о перекачке вязких и застывающих нефтей с необходимыми показателями свойств и состава углеводородов, методические основы расчета перекачиваемых жидкостей, основные инновационные предложения по транспорту и хранению высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов; при необходимости результаты расчета о найденных решениях, соответствующие предложенной методике; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2. Тепловой режим «горячего нефтепровода»

2.1. Цель и задачи практической работы

Целью работы является формирование у обучающихся навыков расчета теплового режима работы нефтепроводов при перекачке высоковязких и высокозастывающих нефтепродуктов.

Задачи работы заключаются в определении закона падения температуры по длине изотермического нефтепровода и полного коэффициента теплопередачи от нефти через стенку в окружающую среду методом последовательных приближений.

2.2. План практического занятия

1. Формирование исходных данных и основные уравнения решения задачи теплового расчета «горячего нефтепровода»
2. Методика гидравлического расчета изотермического нефтепровода
3. Решение типовой задачи расчета «горячего нефтепровода»
4. Задача для самостоятельного решения
5. Оформление отчетной документации
6. Защита практической работы

2.3. Формирование исходных данных и основные уравнения решения задачи теплового расчета «горячего нефтепровода»

Для расчета формируются следующие данные.

D – диаметр нефтепровода внутренний, [м];

δ – толщина стенки нефтепровода, [м];

Q – производительность нефтепровода, [м³/с];

L – длина нефтепровода, [м];

T – начальная температура или температура подогрева нефти, [К];

T – температура окружающей среды, [К];

$\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта, [Вт/м·К];

H – глубина заложения трубопровода до оси трубы, [м];

ρ_{20} – плотность нефти при 20 °С, [кг/м³];

ν_{20} – вязкость нефти при 20 °С, [м²/с];

ν_{50} – вязкость нефти при 50 °С, [м²/с];

C – теплоемкость нефти для предварительных расчетов, [Дж/кг·К].

Основные уравнения и порядок решения поставленной задачи.

1. По уравнению Форхгеймера–Власова определяют внешний коэффициент теплопередачи α_2 [Вт/м²·К]

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{zp}}{D_H \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot H}{D_H} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot H}{D_H} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (22)$$

где $D_H = D + 2\delta$.

2. Так как трубопровод подземный и неизолированный, то принимают K в первом приближении чуть меньше α_2 , например на 0,2÷0,4.

3. Считая K в первом приближении известным, по формуле Шухова определяют температуру в конце «горячего» нефтепровода

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{\frac{-K \cdot \Pi \cdot D \cdot L}{Q \cdot \rho \cdot C_p}}. \quad (23)$$

Таким образом определяют T в первом приближении.

4. Определяют внутренний коэффициент теплоотдачи α_1 из уравнения

$$\frac{1}{K \cdot D} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{D_{ni}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_H}, \quad (24)$$

причем, вторым членом в правой части уравнения, вследствие малости, можем пренебречь и уравнение примет вид

$$\frac{1}{K \cdot D} \approx \frac{1}{\alpha_1 \cdot D} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_H}. \quad (25)$$

5. Теперь, чтобы убедиться, что первое приближение по K сделано верно, необходимо определить α_1 по критериальному уравнению с учетом гидродинамики процесса, и полученные результаты проверить на сходимость.

Критериальные уравнения Михеева для α_1 :

Если $Re < 2000$, то

$$\alpha_1 = 0,17 \cdot \frac{\lambda_{\Pi}}{D} \cdot Re_{\Pi}^{0,33} \cdot Pr_{\Pi}^{0,43} \cdot Gr_{\Pi}^{0,1} \cdot \left(\frac{Pr_{\Pi}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}. \quad (26)$$

Если $Re > 10000$, то

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda_{\Pi}}{D} \cdot Re_{\Pi}^{0,8} \cdot Pr_{\Pi}^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_{\Pi}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}. \quad (27)$$

6. Чтобы определить, по какому из уравнений рассчитывать α_1 , необходимо определить режим течения жидкости.

В "горячем" нефтепроводе режим течения жидкости определяют по критической температуре, т.е. температуре перехода из ламинарного режима в турбулентный, которая определяется по формуле

$$T_{кр} = T_* + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{\nu_* \cdot \pi \cdot D \cdot Re_{кр}}{4 \cdot Q}, \quad (28)$$

где $Re = 2000$; ν_* – вязкость при известной температуре T_* , $[M^2/c]$; Q – производительность нефтепровода, $[M^3/c]$.

7. Коэффициент крутизны вискограммы определяют по формуле Филонова (7.29), имея два значения вязкости при двух известных температурах

$$u = \frac{1}{T_2 - T_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2}. \quad (29)$$

8. Определив $T_{кр}$, сравнивают критическую температуру с начальной и конечной температурами нефти в "горячем" нефтепроводе:

Если $T_{кр} \leq T_k$, то режим турбулентный.

Если $T_{кр} \geq T_n$, то режим ламинарный.

Если $T_n > T_{кр} > T_k$, то в трубопроводе наблюдаются 2 режима течения – турбулентный и ламинарный.

Определив с помощью $T_{кр}$ режим течения нефти, определяют α_l по уравнению (26) если режим течения ламинарный ($Re < 2000$), и по уравнению (27), если режим турбулентный ($Re > 10000$).

Если $2000 < Re < 10000$, то

$$\alpha_l = \frac{Nu_T \cdot \lambda_{II}}{D}, \quad (30)$$

$$\text{где } Nu_T = Nu_{II} + (Nu_T - Nu_{II}) \frac{Re_{II} - 2000}{10^4 - 2000}, \quad (31)$$

где Nu_{II} , Nu_T – критерий Нуссельта при ламинарном и турбулентном режимах течения, а

$$Nu_{II} = \frac{\alpha_{II} \cdot D}{\lambda_{II}}, \quad Nu_T = \frac{\alpha_T \cdot D}{\lambda_{II}}, \quad (32)$$

где α_{II} – α_l , определённая по формуле (7.26); α_T – α_l определённая по формуле (27).

9. Для определения α_l по критериальным уравнениям необходимо знать физико-химические параметры нефти, а также различные критерии при температуре потока и температуре стенки нефтепровода.

Температура потока определяется как среднеарифметическая, если

$$\frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} \leq 2, \quad \text{то } t_{II} = \frac{t_n + t_k}{2}, \quad (33)$$

$$\text{если } \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} > 2, \quad \text{то } t_{II} = t_0 + \frac{t_n - t_k}{\ln \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}}. \quad (33)$$

10. Далее из уравнения теплового баланса определяют температуру стенки нефтепровода, т.е. температуру нефти в пристенном слое

$$t_{cm} = \frac{t_0 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2} t_{п}}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}, \quad (34)$$

11. Затем при t_n и t_{cm} определяют параметры нефти:

вязкость: ν_n и ν_{cm} ;

плотность: ρ_n и ρ_{cm} ;

теплоёмкость: C_{pn} и C_{pcm} ;

теплопроводность: λ_n и λ_{cm} ,

причем вязкость определяют по известной формуле Филонова:

$$\nu_T = \nu_* \cdot e^{-u(T-T_*)} \quad (\text{м}^2/\text{с}), \quad (35)$$

где ν_* - вязкость при известной T_* ; T – температура, при которой нужно определить вязкость; u – коэффициент крутизны вискограммы; e – основание натурального логарифма.

Плотность определяется по формуле Менделеева

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta \cdot (T - 293)} \quad (\text{т/м}^3), \quad (36)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, [$1/^\circ\text{K}$]; (можно принять $\beta = 0,00075$).

Теплоемкость определяют по формуле Крего

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39 \cdot T) \quad (\text{Дж/кг} \cdot \text{K}). \quad (37)$$

Теплопроводность определяют по формуле Крего-Смита

$$\lambda = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 \cdot T) \quad (\text{Вт/м} \cdot \text{K}). \quad (38)$$

12. Затем определяют критерии Рейнольдса, Грасгофа и Прандля при t_n и t_{cm} по формулам:

$$Re_n = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu_n}, \quad (39)$$

$$Gr_n = \frac{D^3 \cdot g \cdot \beta (t_n - t_{cm})}{\nu_n^2}, \quad (40)$$

$$Pr_n = \frac{\nu_n \cdot C_{pn} \cdot \rho_n}{\lambda_n}, \quad Pr_{cm} = \frac{\nu_{cm} \cdot C_{pcm} \cdot \rho_{cm}}{\lambda_{cm}}. \quad (41)$$

13. Затем окончательно по критериальному уравнению 26, 27 или 30 определяют α_l и сравнивают с α_l , полученным по уравнению (25).

Если сходимость $\approx 5\%$, то расчет считают удовлетворительным, и K выбранным верно и определяют по формуле Шухова, изменяя L от 0 до L (например через 10 км) температуру нефти в «горячем» нефтепроводе и строят закон падения температуры по длине в координатах $T - L$; если сходимость неудовлетворительна, то расчет повторяют, начиная со 2-го пункта, задаваясь новым значением K и делают столько приближений,

сколько необходимо для достижения заданной сходимости, а затем строят график $T - L$ изменения температуры по длине нефтепровода.

2.4. Методика гидравлического расчета неизотермического нефтепровода

$$H_{неиз} = h_{уз} \cdot \Delta ; \quad (42)$$

$$h_{уз} = \beta \frac{Q^{2-m} v_H^m l}{D^{5-m}} ; \quad (43)$$

$$L_T = \frac{Q \rho C_p}{K_T \pi D} \ln \frac{t_H - t_O}{t_{KP} - t_O} ; \quad (44)$$

$$L_\Lambda = \frac{Q \rho C_p}{K_\Lambda \pi D} \ln \frac{t_{KP} - t_O}{t_K - t_O} ; \quad (45)$$

$$L_{ОБЩ} = L_{ТУРБ} + L_{ЛАМ} ; \quad (46)$$

$$\frac{D_{ИЗ}}{D_H} = \frac{e^{2\lambda_{ИЗ} \left(\frac{\pi L}{Q \rho C_p \pi D} - \frac{1}{\alpha_2 D_H} \right)}}{\left(\frac{D_H}{D} \right)^{\lambda_{СТ}} \left[\frac{t_H - t_O}{t_K - t_O} \right]^{\alpha_{1T} D \pi \lambda_{ИЗ}}} ; \quad (47)$$

$$\pi \lambda_{ИЗ} = \frac{K \cdot \pi \cdot D \cdot l}{Q \cdot \rho \cdot C_p} ; \quad (48)$$

$$\pi \lambda_{ИЗ} = \ln \frac{t_H - t_O}{t_K - t_O} ; \quad (49)$$

$$\left[\frac{\pi \lambda_{ИЗ} C_p}{\partial i_o \ln \left(\frac{d \ln v}{dT} \right)} \cdot \frac{\delta_T \cdot \eta_M}{\delta_M \cdot \eta_T} \right] < 1 , \quad (50)$$

где i_o - гидравлический уклон при v_o , m - показатель режима течения

$$\Delta = \frac{e^{um(T_n - T_0)}}{\pi \lambda_{ИЗ}} \left\{ E_i \left[-u \left(m - \frac{1}{3} \cdot \frac{K}{\alpha_1} \right) (T_n - T_0) \right] - E_i \left[-u \left(m - \frac{1}{3} \cdot \frac{K}{\alpha_1} \right) (T_K - T_0) \right] \right\} ; \quad (51)$$

$$S = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H_{неиз} \frac{\sigma_M}{\eta_M} + Q \cdot \rho \cdot C_p (T_n - T_K) \frac{\sigma_T}{\eta_T} . \quad (52)$$

2.5. Решение типовой задачи

Исходные данные для расчета нефтепровода с подогревом нефти.

$D = 0,35$ м; $\delta = 0,008$ м; $D_H = 0,366$ м; $Q = 350$ м³/ч; $Q = 0,09722$ м³/сек;
 $C_p = 1800$ Дж/кг·К; $\beta = 0,00065$; $L = 50000$ м; $T_H = 62$ °С = 335 К; $T_o = 1$ °С =

274 К; $\rho_{20}=940$ кг/м³; $\nu_{10} = 49$ м²/ч; $\nu_{10} = 0,01361$ м²/сек; $T_{10} = 283$ К; $\nu_{60} = 4,9$ м²/ч; $\nu_{60} = 0,00136$ м²/сек; $T_{60} = 333$ К; $\lambda_{cp} = 2,4$ Вт/м·К; $H_o = 2,2$ м.

Решение.

По условию Форхгеймера-Власова определяем внешний коэффициент теплопередачи:

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{cp}}{\left[D_H \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot H_0}{D_H} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot H_0}{D_H} \right)^2 - 1} \right) \right]},$$

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{cp}}{\left[0,36 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 2,2}{0,366} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 2,2}{0,366} \right)^2 - 1} \right) \right]} = 4,1266 \quad \text{Вт/м·К.}$$

Т. к. нефтепровод подземный и неизолированный принимаем K меньше α_2 на 0,1882.

$$K = \alpha_2 - 0,1882,$$

$$K = 4,1266 - 0,1882,$$

где $K = 3,9384$ полный k теплопередачи в первом приближении.

По формуле Шухова определим температуру в конце нефтепровода

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{-K \cdot 3,145 \cdot D \cdot L / (Q \cdot \rho_{20} \cdot C_p)},$$

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{-3,9384 \cdot 3,145 \cdot 0,35 \cdot 50000 / (0,09722 \cdot 940 \cdot 1800)},$$

$$T_K = 290,40 \text{ К.}$$

Внутренний коэффициент теплопроводности α_1

$$\frac{1}{(K \cdot D)} = \frac{1}{\left(\alpha_1 \cdot D + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_H} \right)},$$

$$\frac{1}{(3,9384 \cdot 0,35)} = \frac{1}{\left(\alpha_1 \cdot 0,35 + \frac{1}{4,1266 \cdot 0,366} \right)},$$

отсюда $\alpha_1 = 45,0986$ Вт/м·К.

Коэффициент крутизны вискограммы по формуле Филонова

$$U = \frac{\ln \left(\frac{\nu_{10}}{\nu_{60}} \right)}{(T_{60} - T_{10})},$$

$$U = \frac{\ln \left(\frac{0,01361}{0,00136} \right)}{(333 - 283)} = 0,04607.$$

Температура перехода из ламинарного в турбулентный режим

$$T_{кр} = T_{60} + \text{Ln}(\nu_{60} \cdot 3,1415 \cdot \text{Re}_{кр} / (4Q))$$

где $Re_{кр} = 2000$; $T_{кр} = 333 + \ln(0,00136 \cdot 3,1415 \cdot 2000 / (4 \cdot 0,09722))$; $T_{кр} = 336,1$ К; $T_{кр} = 335$ К; $T_{кр} = 290,4$ К.

Так как $T_{кр} > T_H$, то в трубопроводе режим ламинарный.

Определяем α_1 по критериальному уравнению с учетом гидродинамики процесса для ламинарного режима

$$\alpha_1 = 0,17 \frac{\lambda_{II}}{D} Re_{II}^{0,33} Pr_{II}^{0,43} Gr_{II}^{0,1} \left(\frac{Pr_{II}}{Pr_{СТ}} \right)^{0,25},$$

для этого вначале определим среднеарифметическую температуру

$$\frac{T_H - T_0}{T_K - T_0} = \frac{335 - 274}{290,4 - 274} = 3,7 > 2,$$

отсюда температура потока определяется по формуле

$$T_{II} = T_0 + \frac{(T_H - T_K)}{\ln \left[\frac{(T_H - T_0)}{T_K - T_0} \right]},$$

$$T_{II} = 274 + \frac{(335 - 290,4)}{\ln \left[\frac{(335 - 290,4)}{(290,4 - 274)} \right]} = 308 \text{ К.}$$

Из уравнения теплового баланса определим температуру нефти в пристенном слое

$$T_{СТ} = \frac{\left(\frac{T_0 + T_{II} \cdot \alpha_1}{\alpha_2} \right)}{\left(1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \right)},$$

$$T_{СТ} = \frac{\left(\frac{274 + 308 \cdot 45,0986}{4,1266} \right)}{\left(1 + \frac{45,0986}{4,1266} \right)} = 305,1 \text{ К.}$$

Для T_{II} и $T_{СТ}$ определим вязкость, плотность, теплоемкость и теплопроводность по формуле Филимонова

$$v_T = v_x \cdot e^{-U(T-T_x)},$$

$$v_{II} = v_{10} \cdot e^{-U(T_{II}-T_{10})},$$

$$v_{II} = 0,01361 \cdot e^{-0,04607(308-283)},$$

$$v_{II} = 0,00432 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$v_{СТ} = 0,00493 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Плотность определяем по формуле Менделеева

$$\rho_T = \rho_{293} / (1 + \beta(T - 293)),$$

$$\rho_{II} = \rho_{20} / (1 + \beta(T_{II} - 293)),$$

$$\rho_{II} = 940 / (1 + 0,00065(308 - 293)) ,$$

$$\rho_{II} = 930,2 \text{ кг/м}^3 ,$$

$$\rho_{CT} = 932,7 \text{ кг/м}^3 .$$

Теплоемкость определяем по формуле

$$C = (762 + 3,39 \cdot T) \cdot 31,56 / \sqrt{936} ,$$

$$C_{II} = (762 + 3,39 \cdot T_{II}) \cdot 31,56 / \sqrt{936} ,$$

$$C_{II} = 1862,15 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К},$$

$$C_{CT} = 1852,01 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}.$$

Теплопроводность определяется по формуле

$$\lambda = (1 - 0,00047 \cdot T) \cdot 156,6 / \rho_{293} ,$$

$$\lambda_{II} = (1 - 0,00047 \cdot T_{II}) \cdot 156,6 / \rho_{293} ,$$

$$\lambda_{II} = 0,1424 \text{ Вт/м}\cdot\text{К},$$

$$\lambda_{CT} = 0,14271 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}.$$

Критерий Рейнольдса

$$Re_{II} = \frac{4 \cdot Q}{3,1415 \cdot D \cdot v_{II}} ,$$

$$Re_{II} = \frac{4 \cdot 0,09722}{3,1415 \cdot 0,35 \cdot 0,00432} = 81,87 .$$

Критерий Гросгофа

$$Gr_{II} = D^3 \cdot g \cdot \beta (T_{II} - T_{CT}) / v_{II}^2 ,$$

$$Gr_{II} = 0,35^3 \cdot 9,81 \cdot 0,00065(308 - 305,1) / 0,00432^2 = 42,4 .$$

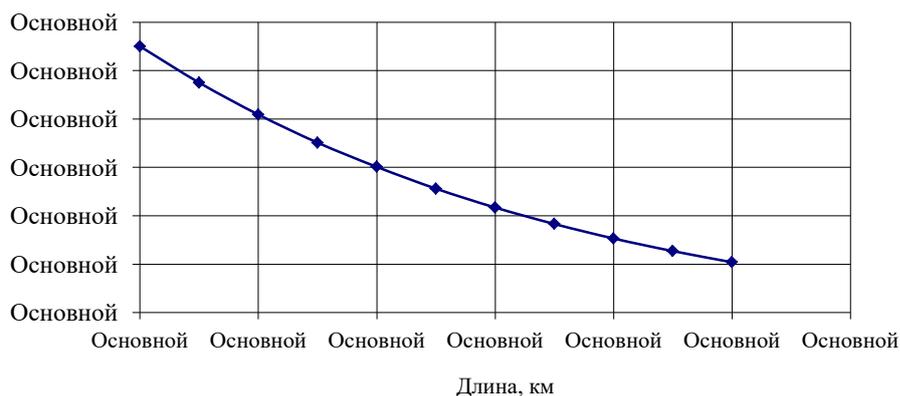


Рисунок 3 – Зависимость температуры нефти от длины участка нефтепровода

Критерий Прандтля

$$Pr_{II} = v_{II} \cdot C_{II} \cdot \rho_{II} / \lambda_{II} ,$$

$$Pr_{II} = 0,00432 \cdot 1862,15 \cdot 932,7 / 0,14248 = 53592,3 ,$$

$$Pr_{CT} = v_{CT} \cdot C_{CT} \cdot \rho_{CT} / \lambda_{CT} ,$$

$$Pr_{CT} = 0,00493 \cdot 1852,01 \cdot 930,2 / 0,14271 = 60613,5 ,$$

определение α_1

$$\alpha_1 = 0,17 \cdot \lambda_{II} / D \cdot Re_{II}^{0,33} \cdot Pr_{II}^{0,43} \cdot Gr_{II}^{0,1} (Pr_{II} / Pr_{CT})^{0,25} ,$$

$$\alpha_1 = 45,12 ,$$

Ошибка: $\frac{45,0986 - 45,12}{45,0986} = 0,0\% .$

Распределение температуры представлено в табл. 1.

Таблица 1 – Распределение температуры по длине нефтепровода

t, K	335,0	327,5	320,9	315,1	310,1	305,6	301,7	298,3	295,3	292,7	290,4
$L, км$	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50

2.6. Задача для самостоятельного решения

По нефтепроводу длиной L , км, диаметром 377×10 мм перекачивается нефть в количестве $350 \text{ м}^3/\text{час}$ с параметрами ρ_{20} , [$\text{кг}/\text{м}^3$]; v_{10} и v_{60} , [$\text{м}^2/\text{час}$]; с подогревом до $t_{нач.}$ [$^{\circ}\text{C}$]. Задана глубина заложения подземного неизолированного нефтепровода H , [м] и коэффициент теплопроводности грунта, $\lambda_{гр}$, [$\text{Вт}/\text{м}\cdot\text{К}$]. Найти полный коэффициент теплопередачи методом последовательных приближений и построить график падения температуры по длине нефтепровода.

Исходные данные представлены в табл. 2.

Таблица 2 – Данные к задаче по «горячей» перекачке

№ вар.	ρ_{20} , $\text{кг}/\text{м}^3$	v_{10} , $\text{м}^2/\text{час}$	v_{60} , $\text{м}^2/\text{час}$	L , км	$t_{нач.}$, $^{\circ}\text{C}$	H , м	$\lambda_{гр}$, $\text{Вт}/\text{м}\cdot\text{К}$
1	936	41	4,5	54	70	1,60	2,30
2	952	47	6,7	55	71	1,50	2,20
3	946	43	3,2	51	69	1,40	2,10
4	948	50	8,0	50	68	1,45	2,33
5	934	40	5,0	42	67	1,70	2,25
6	950	44	6,5	43	66	1,45	2,05
7	948	42	5,5	44	65	1,55	1,95
8	942	45	6,0	45	64	1,65	2,17
9	940	46	4,7	46	66	1,30	2,20
10	938	48	5,7	47	69	1,40	2,21

2.7. Оформление отчетной документации

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3. Замещение нефтепродуктов при их последовательной перекачке

3.1. Цель и задачи практической работы

Целью работы является формирование у обучающихся навыков расчета сложных режимов эксплуатации нефтепродуктопроводов, заключающегося в замещении одного продукта другим.

Задачи работы заключаются в изучении условий возникновения замещения нефтепродуктов, а также в определении параметров изменения давления нефтеперекачивающих станций, подпора перед ними и производительности нефтепровода.

3.2. План практического занятия

1. Сущность последовательной перекачки нефтепродуктов
2. Метод расчета и решение типовой задачи на замещение нефтепродуктов
3. Контрольные вопросы
4. Оформление отчетной документации
5. Защита практической работы

3.3. Сущность последовательной перекачки нефтепродуктов

Один из сложных режимов эксплуатации продуктопровода – это процесс замещения одного продукта другим; в процессе замещения изменяется давление НПС, подпор перед НПС и производительность нефтепродуктопровода, что непосредственно связано с настройкой САР.

3.4. Методические положения и решение типовой задачи на замещение нефтепродуктов

Исходные данные.

По трубопроводу длиной $L=200$ км и $D_{вн}=350$ мм перекачивается последовательно 2 нефтепродукта легкий и тяжелый, $\Delta z=0$.

$$v_1 < v_2; \quad v_1 = 4,3 \text{ сСт}; \quad v_2 = 14 \text{ сСт};$$

$$\rho_1 < \rho_2; \quad \rho_1 = 724 \text{ кг/м}^3; \quad \rho_2 = 824 \text{ кг/м}^3;$$

На трубопроводе расположены 2 НПС, вторая расположена на 100-ом км.

Каждая НПС оборудована 2-мя насосами НМ-500-300

$$\left. \begin{array}{l} a_{\text{насоса}} = 425 \\ b_{\text{нас}} = 7350 \end{array} \right\} \text{параметры работы насоса}$$

Схема продуктопровода представлена на рис. 4.

Задание.

1. Определить Q продуктопровода при работе на легком и тяжелом продукте.

2. Определить изменение режима работы продуктопровода при замещении легкого нефтепродукта тяжелым.

В изменение режима входит:

изменение Q ;

изменение P на обеих НПС;

изменение подпоров (ΔP) перед станцией № 2.

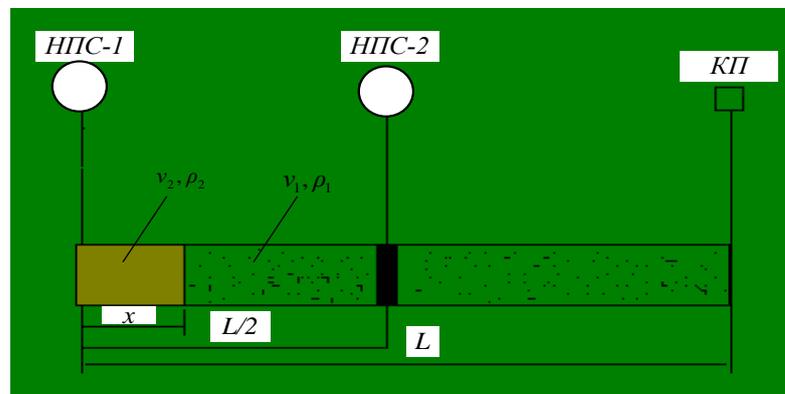


Рисунок 4 – Схема продуктопровода

Графики изменения режима работы будем строить в зависимости от X , т.е. длины зоны замещения.

X примем равным: 0, 0*, 50, 100, 100*, 150, 200 км.

При последовательной перекачке оперируют понятием «падение давления», а не «падение напора», т.к. величина H является непоказательной, а именно, при одинаковом H давления на НПС при разной плотности нефтепродуктов являются различными.

Производительность найдем из уравнения баланса давлений, а в точках 0 и 200 из уравнения баланса напоров.

$m=0,123$; $\beta=0,0074$ – зона смешанного закона сопротивления.

Решение.

Уравнение баланса напоров:

$$4(a - bQ^{2-m}) = \beta \frac{Q^{2-m} v_1^m L}{D^{5-m}} .$$

1. Подставляем v_1 , затем v_2 и получим Q_1 и Q_2 , при этом данные используются в системе “СИ”.

Для легкого нефтепродукта:

$$4(425 - 7350Q_1^{2-0,123}) = 0,0074 \frac{Q_1^{1,877} (4,3 \cdot 10^{-6})^{0,123} 200000}{0,35^{4,877}}$$

$$10,15942 = 175,69815Q_1^{1,877} + 323,72656Q_1^{1,877} .$$

$$Q_1 = {}^{1,877}\sqrt{\frac{10,15942}{499,4247}} = 0,12554 \text{ м}^3/\text{с}, \text{ производительность на “легком”}$$

нефтепродукте.

Для тяжелого нефтепродукта:

$$10,15942 = 175,69815Q_2^{1,877} + 374,3135Q_2^{1,877} .$$

$$Q_2 = {}^{1,877}\sqrt{\frac{10,15942}{550,01162}} = 0,11925 \text{ м}^3/\text{с} - \text{ производительность на “тяжелом”}$$

нефтепродукте.

2. Составим уравнение баланса давлений, если длина зоны замещения равна x .

$$2(a - bQ^{2-m})\rho_2 g + 2(a - bQ^{2-m})\rho_1 g = \beta \frac{Q^{2-m} v_2^m x}{D^{5-m}} \rho_2 g + \beta \frac{Q^{2-m} v_1^m (L-x)}{D^{5-m}} \rho_1 g ,$$

откуда

$$Q_{0*} = \left[\frac{2a(\rho_1 + \rho_2)}{\beta \frac{v_2^m x}{D^{5-m}} \rho_2 + \beta \frac{v_1^m (L-x)}{D^{5-m}} \rho_1 + 2b(\rho_1 + \rho_2)} \right]^{\frac{1}{2-m}} ;$$

$$Q_{0*} = \left[\frac{2 \cdot 425(724 + 824)}{0,0074(4,3 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 200000 \cdot 724 + 2 \cdot 7350(1548)} \right]^{\frac{1}{1,877}} = \left[\frac{1315800}{61974648,17} \right]^{1/1,877} = 0,12843 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Если $x=0_*$, то $x=0$ в уравнении баланса давлений.

При $X=50\text{км}$

$$Q_{50} = \left[\frac{1315800}{0,0074 \frac{0,25291 \cdot 50000}{0,35^{4,877}} 824 + \frac{0,0074 \cdot 0,218734 \cdot 150000}{0,35^{4,877} \cdot (724 + 22755600)}} \right]^{\frac{1}{1,877}} = 0,125136 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При $X=100\text{км}$

$$Q_{100} = \left[\frac{1315800}{0,31381 \cdot 100000 \cdot 824 + 0,270855 \cdot 100000 \cdot 724 + 22755600} \right]^{\frac{1}{1,877}} = 0,12202 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При $X=100_*$

$$Q_{100*} = \left[\frac{2 \cdot 2 \cdot 425 \cdot 824}{45467846 + 4 \cdot 7350(824)} \right]^{1,877} = 0,12474 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При $X=150$ км

$$Q_{150} = \left[\frac{1400800}{0,31381 \cdot 150000 \cdot 824 + 0,270855 \cdot 50000 \cdot 724 + 24225600} \right]^{1,877} = 0,12186 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Данные по изменению Q заносим в табл. 7.3.

3. Далее найдем напор насосных станций при $X=0$, $X=0^*$, $X=50$, $X=100$, $X=100^*$, $X=150$, $X=200$.

Напор на НПС равен:

$$H_0 = (425 - 7350 \cdot 0,12554^{1,877}) \cdot 2 = 550,96 \text{ м};$$

$$H_{0*} = 537,91 \text{ м}; H_{50} = 552,76 \text{ м};$$

$$H_{100} = 566,50 \text{ м}; H_{100*} = 554,53 \text{ м};$$

$$H_{150} = 567,20 \text{ м}; H_{200} = 578,46 \text{ м}.$$

Данные по изменению H заносим в табл. 7.3.

4. Затем определим давление на станциях НПС-1 и НПС-2 по формуле:

$$P = \rho_i g H_x .$$

$$\text{При } x=0 \quad P_1 = P_2 = 724 \cdot 9,81 \cdot 550,96 = 3,91 \text{ МПа}.$$

$$\text{При } x=0^* \quad P_1 = 824 \cdot 9,81 \cdot 537,91 = 4,35 \text{ МПа};$$

$$P_2 = 724 \cdot 9,81 \cdot 537,91 = 3,82 \text{ МПа}.$$

$$\text{При } x=50 \quad P_1 = 824 \cdot 9,81 \cdot 552,76 = 4,47 \text{ МПа};$$

$$P_2 = 724 \cdot 9,81 \cdot 552,76 = 3,93 \text{ МПа}.$$

$$\text{При } x=100 \quad P_1 = 824 \cdot 9,81 \cdot 566,50 = 4,58 \text{ МПа};$$

$$P_2 = 724 \cdot 9,81 \cdot 566,50 = 4,02 \text{ МПа}.$$

$$\text{При } x=100^* \quad P_1 = 824 \cdot 9,81 \cdot 554,53 = 4,48 \text{ МПа};$$

$$P_2 = P_1 = 4,48 \text{ МПа}.$$

$$\text{При } x=150 \quad P_1 = P_2 = 824 \cdot 9,81 \cdot 567,20 = 4,58 \text{ МПа};$$

$$\text{При } x=200 \quad P_1 = P_2 = 824 \cdot 9,81 \cdot 578,46 = 4,68 \text{ МПа}.$$

Данные по изменению P_1 и P_2 заносим в табл. 7.3.

5. Далее рисуем график изменения давлений на станциях НПС-1 и НПС-2 в зависимости от длины зоны замещения “тяжелого” нефтепродукта x (рис. 5).

6. Затем определим давление перед станцией 2 в процессе замещения нефтепродуктов.

$P_{100} = 0,12202^{1,877} \cdot 12,147(208,4 \cdot 100000) = 4,882 \text{ МПа}$ - потери давления на длине 100 км, т.е. до 2-ой НПС.

$$\Delta P_{cm2} = P_1 - P_l \text{ - подпор перед станцией НПС-2}$$

$$P_l = \beta \frac{Q^{2-m} v_2^m x}{D^{5-m}} \rho_2 g + \beta \frac{Q^{2-m} v_1^m (l-x)}{D^{5-m}} \rho_1 g = \frac{\beta g}{D^{5-m}} (Q^{2-m} v_2^m x \rho_2 + Q^{2-m} v_1^m (l-x) \rho_1) =$$

$$= Q^{2-m} \frac{\beta g}{D^{5-m}} (v_2^m x \rho_2 + v_1^m (l-x) \rho_1) \text{ - потери давления на участке 0-100 км в зависимости от длины зоны замещения.}$$

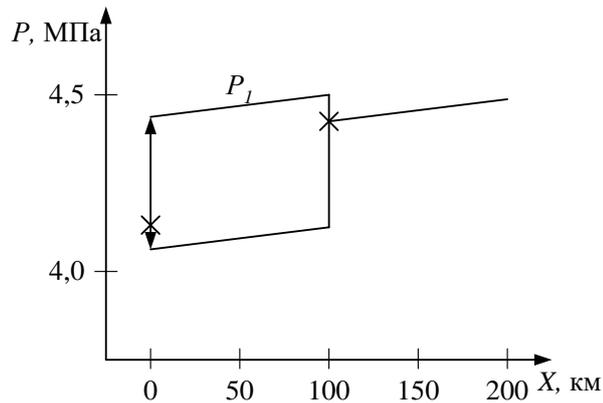


Рисунок 5 – Графики изменения давления на НПС-1 (P_1) и НПС-2 (P_2) в зависимости от X

$$P_{l0} = 0,12554^{1,877} \frac{0,0074 \cdot 9,81}{0,35^{4,877}} \left[(4,3 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 100000 \cdot 724 \right] = 3,9135 \text{ МПа;}$$

$$\Delta P_{cm20} = -0,0035 \text{ МПа - давление перед станцией-2 при } x=0.$$

$$P_{l0^*} = 0,12843^{1,877} \cdot 12,147 ((4,3 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 100000 \cdot 724) = 4,05 \text{ МПа;}$$

$$\Delta P_{cm2} = 0,3 \text{ МПа - давление перед станцией-2 при } x=0^*.$$

$$P_{l50} = 0,125136^{1,877} \cdot 12,147 ((14 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 50000 \cdot 824 + (4,3 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 50000 \cdot 724) = 4,504 \text{ МПа;}$$

$$\Delta P_{cm2} = -0,034 \text{ МПа - давление перед станцией-2 при } x=50.$$

$$P_{l100^*} = 0,12474^{1,877} \cdot 12,147 (208,4 \cdot 100000) = 5,06 \text{ МПа;}$$

$$\Delta P_{cm2} = -0,58 \text{ МПа } \Delta P \text{ перед станцией НПС-2 при } x=100 \text{ км.}$$

$$P_{l150} = 0,12186^{1,877} \cdot 12,147 (208,4 \cdot 100000) = 4,87 \text{ МПа;}$$

$$\Delta P_{cm2} = -0,29 \text{ МПа } \Delta P \text{ перед станцией НПС-2 при } x=150 \text{ км.}$$

$$P_{l200} = 0,11925^{1,877} \cdot 12,147 (208,4 \cdot 100000) = 4,676 \text{ МПа;}$$

$$\Delta P_{cm2} = 0,00395 \text{ МПа } \Delta P \text{ перед станцией НПС-2 при } x=200 \text{ км.}$$

Данные по изменению ΔP заносим в табл. 3.

7. Строим график изменения давления перед НПС-2 в зависимости от длины зоны замещения “тяжелого” нефтепродукта x (рис. 6).

$$\Delta P = P_1 - \beta \frac{Q_{lim}^{2-m} v_1^m 10^5}{D^{5-m}} \rho_1 g \Rightarrow$$

При $x=100$

$$Q_{lim} = \sqrt[2-m]{\frac{(P_1 - \Delta P) D^{5-m}}{\beta v_1^m 10^5 \cdot \rho_1 g}} = \sqrt[2-m]{\frac{(4,48 - 0,2) 0,35^{4,877} \cdot 10^6}{0,0074 (14 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 10^5 \cdot 824 \cdot 9,81}} = 0,1115 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Q_{lim} – ограничивает пропускную способность трубопровода. Это Q участка, занятого вязким продуктом, следовательно, в процессе замещения нужно уменьшить Q до $Q=Q_{lim}$, во избежание кавитации в насосах НПС-2.

Таблица 3 – Изменение режима работы продуктопровода в процессе замещения легкого нефтепродукта тяжелым

X , км	Q_x	H	P_1	P_2	ΔP
0	0,12554	550,96	3,91	3,91	-0,0035
0*	0,12843	537,91	4,35	3,82	0,3
50	0,125136	552,76	4,47	4,93	-0,034
100	0,12202	566,50	4,58	4,02	-0,3
100*	0,12474	554,53	4,48	4,48	-0,58
150	0,12186	567,20	4,58	4,58	-0,29
200	0,11925	578,46	4,68	4,68	0,004

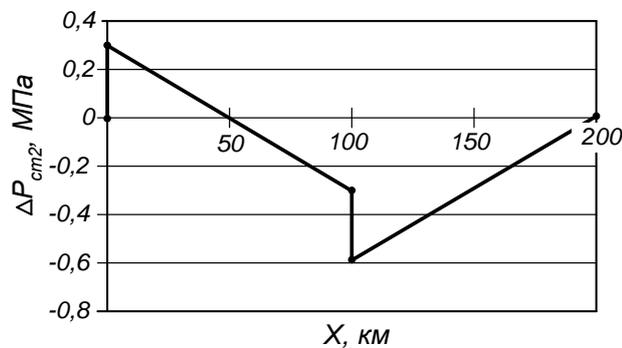


Рисунок 6 – Изменение давления перед НПС-2 в зависимости от X

3.5. Вопросы к защите задачи по замещению нефтепродуктов

1. Объяснить общую тенденцию изменения давления на станциях.
2. Объяснить скачки давления на станциях 1 и 2 в точках 0 и 0* и точках 100 и 100*.
3. Объяснить график подпора перед НПС-2.
4. С учетом графика подпора определить лимитирующую производительность, если минимально допустимый подпор принять $[\Delta P_{дон}] = 0,2 \text{ МПа}$.

3.6. Оформление отчетной документации

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4. Гидравлический расчет последовательной перекачки нефтепродуктов

4.1. Цель и задачи практической работы

Целью работы является формирование у обучающихся навыков гидравлического расчета при последовательной перекачке нефтепродуктов и определения производительности нефтепровода.

Задачи работы заключаются в ознакомлении с методическими положениями расчета, в проведении гидравлического расчета последовательной перекачки по средней производительности и по самому продукту; в построении графика технической характеристики работы нефтепровода и насосной перекачивающей станции, в определении производительности по каждому виду нефтепродукта.

4.2. План практического занятия

1. Теоретические положения: особенности гидравлического расчета при последовательной перекачке
2. Решение типовой задачи гидравлического расчета
3. Задача для самостоятельного решения
4. Оформление отчетной документации
5. Защита практической работы

4.3. Теоретические положения: особенности гидравлического расчета при последовательной перекачке

Особенностью гидравлического расчета последовательной перекачки является то, что расчет ведется по средней производительности и по самому вязкому продукту. В конце расчета обязательно построение графика $Q-H$ нефтепродуктопровода и НПС и определение по графику действительной производительности по каждому виду продукта, а затем определение действительного количества дней перекачки по каждому виду нефтепродукта и сравнения общего количества дней перекачки с числом дней работы продуктопровода в году, равным 350 дням.

$$Q_{\text{годдз}} = \frac{G_{\text{общ}} \cdot 0,45}{\rho_{\text{тр}}^{\text{дз}}}; Q_{A-76} = \frac{G \cdot 0,55}{\rho_{\text{тр}}^{A-76}};$$

$$q_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{Дз}} + Q_{A-76}}{350 \cdot 24};$$

$$Re = \frac{4Q_{cp}}{\pi D v_{Дз}}$$

4.4. Решение типовой задачи гидравлического расчета

Задание.

Рассчитать трубопровод для последовательной перекачки дизельного топлива (зимнего) 45 % и автобензина А-76 – 55 %.

Определить диаметр трубопровода, число НС, подобрать насосно-силовое оборудование, определить действительные производительности при работе на каждом продукте и действительное количество дней перекачки (по графику $Q-H$ для последовательной перекачки). Определить объем резервуарного парка.

Исходные данные.

Суммарная производительность трубопровода G , длина трубопровода L (км), $\Delta z=200$ м, перевальных точек на трассе нет. Температура среднегодовая $T=0$ °C=273К.

Данные по дизельному топливу при расчетной температуре.

$$\rho=847 \text{ кг/м}^3; \nu=11 \text{ сСт}$$

по автобензину при расчетной температуре.

$$\rho=740 \text{ кг/м}^3; \nu=0,95 \text{ сСт.}$$

$$P_{\text{выхНС}}=60 \text{ атм, на входе } P_{\text{вх}}=2 \text{ атм.}$$

$$G=11,7 \text{ млн.т/год, } L=700 \text{ км.}$$

Решение.

Задаемся скоростью перекачки (1,5-2) м/с.

Определим диаметр и уточним по сортаменту, определим гидравлические потери.

1. Определим среднюю производительность продуктопровода

$$Q_{Дз} = \frac{11,7 \cdot 10^9 \cdot 0,45}{847} = 6,216 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год,}$$

$$Q_{А-76} = \frac{11,7 \cdot 10^9 \cdot 0,55}{740} = 8,696 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год,}$$

$$q_{cp} = \frac{(6,216 + 8,696) \cdot 10^6}{350} = 1775,238 \text{ м}^3 / \text{час} = 0,493 \text{ м}^3/\text{с.}$$

2. Задаемся средней скоростью перекачки равной 1,7 м/с.

3. Определим D трубопровода

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2} \rightarrow D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,493}{3,14 \cdot 1,7}} = 0,608 \text{ мм.}$$

Принимаем по сортаменту (табл. 4)

$$D_n \times \delta = 630 \times 10; D_{вн} = 610 \text{ мм}$$

Таблица 4 – Сортамент труб

$D_n \times \delta$	$D_n \times \delta$
219×7	426×9
273×8	529×10
325×8	630×10
377×8	720×10

4. Уточним скорость:

$$v = \frac{4 \cdot 0,493}{3,14 \cdot 0,61^2} = 1,688 \text{ м/с.}$$

Определим потери напора на трение

$$Re = \frac{4q_{cp}}{\pi D v_{Дэ}} = \frac{4 \cdot 0,493}{3,14 \cdot 0,61 \cdot 11 \cdot 10^{-6}} = 93595 ,$$

турбулентный режим

$$Re_I = \frac{10D_{вн}}{K_{Э}}; Re_{II} = \frac{500D_{вн}}{K_{Э}} ;$$

$$Re_I = \frac{10 \cdot 0,61 \cdot 10^3}{0,1} = 61000; Re_{II} = \frac{500 \cdot 610}{0,1} = 3050000 .$$

$Re_I < Re < Re_{II}$ – зона смешанного закона сопротивления; λ определяем по формуле Альтшуля.

Потери находим по формуле Лейбензона

$$L\tau = \beta \frac{Q^{2-m} v^m L}{D^{5-m}} ; m = 0,123 ;$$

$$\beta = 0,0802 \cdot 10^{0,127 \lg \frac{K_{Э}}{D} - 0,627} ;$$

$$\beta = 0,0802 \cdot 10^{0,127 \lg \frac{0,1}{610} - 0,627} = 0,00626 ;$$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{K_{Э}}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} = 0,11 \left(\frac{0,1}{610} + \frac{68}{93595} \right)^{0,25} = 0,019 ;$$

$$h_{\tau} = 0,019 \frac{700000}{0,61} \cdot \frac{1,688^2}{2 \cdot 9,81} = 3166,7 \text{ м.}$$

Полные потери в трубе, с учетом Δz и $H_k = 30$ м, а также местных сопротивлений

$$H = 1,01h\tau + \Delta z + H_k = 3166,7 + 200 + 30 = 3396,7 \text{ м.}$$

5. Принимаем насос НМ 1800-270 при

$$q_{cp} = 1775,238 \text{ м}^3/\text{час} \rightarrow H_{осн} = 230 \text{ м,}$$

выбираем подпорный насос НПВ 2500-80 $H_n = 93 \text{ м.}$

6. Количество насосов

$$k = \frac{H}{H_{осн}} = \frac{3396,7 - 93}{230} = 14,4 \text{ ,}$$

принимаем $k = 15$ насосов

7. Построение совместной характеристики трубопровода и насоса

$$H = 1,01\beta \frac{Q^{2-m} v_{Дз}^m L}{\dots} + \Delta z + H_n \text{ .}$$

Для ДТ характеристика трубопровода:

$$H_{cp} = 1,01 \cdot 0,00626 \frac{0,493^{1,877} \cdot (11 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 700000}{0,61^{4,877}} + 230 =$$

$$= 12106,86 \cdot 0,493^{1,877} + 230 = 3440 \text{ м;}$$

$$H_1 = 12106,86 \cdot 0,417^{1,877} + 230 = 2570,86 \text{ м;}$$

$$H_2 = 12106,86 \cdot 0,556^{1,877} + 230 = 4246,84 \text{ м;}$$

$$\begin{cases} q_{cp} = 1775,24 \text{ м}^3 / \text{ч} = 0,493 \text{ м}^3 / \text{с} \\ q_1 = 1500 \text{ м}^3 / \text{ч} = 0,417 \text{ м}^3 / \text{с} \\ q_2 = 2000 \text{ м}^3 / \text{ч} = 0,556 \text{ м}^3 / \text{с} \end{cases} \text{ .}$$

Для бензина А-76

$$H_{cp} = 1,01 \cdot 0,00626 \cdot \frac{0,493^{1,877} \cdot (0,95 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 700000}{0,61^{4,877}} + 230 =$$

$$= 8957,775 \cdot 0,493^{1,877} + 230 = 2605,06 \text{ м;}$$

$$H_1 = 8957,775 \cdot 0,417^{1,877} + 230 = 1964,58 \text{ м;}$$

$$H_2 = 8957,775 \cdot 0,556^{1,877} + 230 = 3201,98 \text{ м;}$$

Характеристика всех насосов:

$$H_{нас} = H_{осн} \cdot k + H_n \text{ ;}$$

$$H_{нас.ср} = 230 \cdot 15 + 93 = 3543 \text{ м;}$$

$$H_1 = 255 \cdot 15 + 93 = 3917 \text{ м;}$$

$$H_2 = 220 \cdot 15 + 93 = 3393 \text{ м.}$$

Строим $Q-H$ характеристику (рис. 7) и найдем действительные производительности для продуктов, действительное количество дней перекачки.

$$q_B = 1800 \text{ м}^3 / \text{ч} \text{ ;}$$

$$q_{A-76} = 2000 \text{ м}^3 / \text{ч} ;$$

$$N_A = \frac{Q_A \text{ м}^3 / \text{год}}{q_A \cdot 24}, \quad N_B = \frac{Q_B \text{ м}^3 / \text{год}}{q_B \text{ м}^3 / \text{час} \cdot 24} .$$

Решение задачи заканчивается неравенством:

$$N_A + N_B \leq 350 .$$

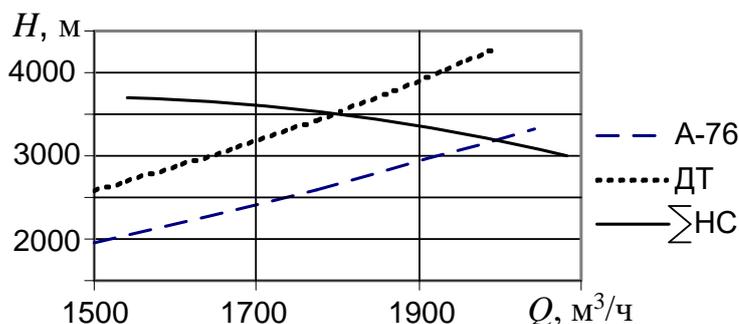


Рисунок 7 – Графики Q - H работы НПС и трубопровода на разных продуктах

4.5. Задача для самостоятельного решения

Построить график замещения легкого продукта А тяжелым Б (вариант «а») и тяжелого нефтепродукта Б легким А (вариант «б»), если длина продуктопровода $L=200$ км, на продуктопроводе находятся 2 НПС (на «0» и «100» км), Δz принять равным 0, местные сопротивления не учитывать, напор подпорного насоса принять равным H конечному. На НПС установлено по 2 рабочих насоса марки НМ-500-300 («а» насоса 452; «в» =7400); диаметр продуктопровода 350 мм, режим течения – зона смешенного закона сопротивления $m=0,123$; $\beta=0,0075$.

Плотности и вязкости легкого и тяжелого продуктов при температуре перекачки представлены в табл. 5.

В результате расчета определить производительность при работе на легком и тяжелом продуктах, построить график изменения давления на станциях НПС-1 и НПС-2 и подпора перед НПС-2, найти лимитирующую производительность процесса замещения.

Таблица 5 – Исходные данные к задаче по замещению нефтепродуктов

№ варианта	ρ тяжелого продукта, $\text{кг}/\text{м}^3$, ρ_B	ρ легкого продукта, $\text{кг}/\text{м}^3$,		ν тяжелого продукта, сСт, ν_B	ν легкого продукта, сСт, ν_A
		ρ_A	ρ_B		
1а	840	740	740	5,9	1,2
2б	830	730	730	10,1	2,2
3а	820	720	720	9,7	1,8

4б	845	745	8,0	1,6
5а	855	755	12,0	2,4
6б	835	735	14,0	2,7
7а	810	710	11,0	2,5
8б	815	715	7,0	1,5
9а	820	720	5,3	1,3
10б	825	725	6,9	1,7

4.6. Оформление отчетной документации

Отчет по практической работе оформляется в виде сброшюрованной записки, выполненной на листах формата А4 машинописным текстом.

Отчет должен содержать: титульный лист; задание с исходными данными; краткое изложение основных теоретических положений расчета; результаты расчета; выводы по работе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Гольянов А.И. и др. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах / Под общ. ред. Земенкова Ю.Д. – М.: Недра, 2004. 544 с.
2. Васильев, Г. Г. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.; под ред. С. М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – Т. 1.
3. Гашенко, А. А. Технология сооружения магистральных трубопроводов: учебное пособие / А. А. Гашенко, Ю. В. Гашенко. — Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2020. — 204 с. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/105079.html>. (дата обращения: 16.02.2023). — Режим доступа: для авторизир. пользователей
4. Иванов, В. А. Аварийно-восстановительные работы на трубопроводах: учебное пособие / В. А. Иванов, А. В. Рябков, Б. П. Елькин. — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. — 76 с. — ISBN 978-5-9961-1424-5. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/83676.html> (дата обращения: 16.02.2023). — Режим доступа: для авторизир. пользователей
6. Лурье, М. В. Расчет оптимальных концентраций антитурбулентных присадок для увеличения производительности трубопровода / М. В. Лурье, А. А. Прохоров. – М.: РГУНГ им. Губкина, 2001.
7. Лурье, М. В. Сборник задач по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М.: ГАНГ, 1995.
8. Мустафин, Ф. М. Машины и оборудование газонефтепроводов: учеб. пособие для вузов / Ф. М. Мустафин, Н. И. Коновалов, Р. Ф. Гильметдинов и др. – Уфа: Монография, 2002.
9. Николаев, А. К. Трубопроводный транспорт углеводородов: учебное пособие для вузов / А. К. Николаев, В. В. Пшенин, Н. А. Зарипова. Санкт-Петербург: Лань, 2021. 76 с. ISBN 978-5-8114-7667-1. Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. URL: <https://e.lanbook.com/book/176847> (дата обращения: 16.02.2023). Режим доступа: для авториз. пользователей.
10. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП-2-86). Миннефтепром. - М.: 1987.

11. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных, месторождений (ВНТП 3-85). Миннефтепром. - М.: 1985.

12. Иванов, В. А. Организационно-производственные мероприятия по строительству и капитальному ремонту магистральных трубопроводов: учебное пособие / В. А. Иванов, А. В. Рябков. — Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. — 80 с. — ISBN 978-5-9961-1449-8. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART: [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/83705.html>. (дата обращения: 16.02.2023). — Режим доступа: для авторизир. пользователей

15. РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»/ Минэнерго РФ, ОАО «Гипротрубопровод», ОАО «АК «Транснефть». 2002 г., 141 с.

17. СНиП 2-05.06-85. Магистральные трубопроводы. Госкомитет СССР по делам строительства. - М.:1985.

22. Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа: справочное пособие / под руковод. и общ. ред. Ю. М. Костелевского. — М.: Недра, 1976.

23. Спасский, К. Н. Насосные и компрессорные станции: учеб. пособие / К. Н. Спасский. — М.: Изд-во ВЗПИ, 1990.

24. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач: учебное пособие: в 2 томах / под редакцией Ю. Д. Земенкова. Омск: ОмГТУ, 2017. Том 1. 2017. 428 с. ISBN 978-5-8149-2551-0. Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. URL: <https://e.lanbook.com/book/149153> (дата обращения: 22.04.2021).

25. Трубопроводный транспорт и хранение углеводородных ресурсов. Примеры решения типовых задач: учебное пособие: в 2 томах / под редакцией Ю. Д. Земенкова. Омск: ОмГТУ, 2017. Том 2. 2017. 352 с. ISBN 978-5-8149-2552-7. Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. URL: <https://e.lanbook.com/book/149165> (дата обращения: 22.04.2021).

26. Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. — Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2002.

27. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Процессы: учебное пособие / под редакцией Ю. Д. Земенкова. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 260 с. — ISBN 978-5-9961-0819-0. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/55451> (дата обращения: 16.02.2023). — Режим доступа: для авториз. пользователей.