

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
**Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования**
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Методические указания по выполнению
лабораторных работ по дисциплине
«Сооружение и ремонт технологических объектов
трубопроводного транспорта»**

Направление подготовки	21.03.01 Нефтегазовое дело		
Направленность (профиль)	«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»		
Год начала обучения	2026		
Форма обучения	очная	заочная	очно-заочная
Реализуется в семестре	8	-	9

Лабораторная работа № 1

Тема: Измерение разности потенциалов между трубопроводом и землей.

Цель: Получить навыки измерения разности потенциалов между трубопроводом и землей для выявления участков трубопроводов, находящихся в зонах коррозионной опасности.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Определение разности потенциалов между трубопроводом и землей выявляет участки трубопроводов, находящиеся в зонах коррозионной опасности.

Теория - Трубопроводы, уложенные в грунт, защищены от воздействия агрессивной окружающей среды изоляционным покрытием. С течением времени изоляция стареет и разрушается, вследствие чего поверхность трубы в местах поврежденной изоляции начинает контактировать с почвенным электролитом. Поверхность трубопровода, как и любого другого металла, состоит из короткозамкнутых гальванических микроэлементов, которые при контакте металла с электролитом начинают действовать, что приводит к

разрушению металла и образованию двойного электрического слоя вследствие перехода ионов металла в электролит или из электролита в металл.

Такой переход возможен до тех пор, пока не установится равновесие, которому соответствует определенный электрохимический потенциал. Электрохимический потенциал трубопровода измеряют с помощью электрода сравнения.

При помощи измерительного прибора невозможно определить потенциал одного электрода или металлического сооружения. Значение стационарного потенциала трубопровода представляет собой разность между его электрохимическим потенциалом и потенциалом электрода сравнения по отношению к грунту.

Для измерения потенциалов подземных сооружений относительно земли используются различные электроды сравнения (стальные, медно-сульфатные). Наибольшее распространение получили медно-сульфатные неполяризующиеся электроды сравнения различных конструкций. Устройство этих электродов представлено на рис. 1.1, 1.2, 1.3.

Медно-сульфатный электрод сравнения (МЭС) сохраняет свой потенциал при контакте с любым электролитом. Его постоянный скачок потенциала $+0,316$ В (по отношению к стандартному нормальному водородному электроду) сравнивается со скачком потенциала на границе защищаемого стального сооружения и окружающей почвы при помощи приборных измерений. Замеры потенциалов по трассе магистрального трубопровода производятся в контрольно-измерительных колонках, расположенных вдоль трубопровода. МЭС применяют в тех случаях, когда амплитуда колебаний разности потенциалов не превышает 1 В.

Стационарный потенциал «труба-грунт» зависит от состояния поверхности трубопровода и физико-химических свойств грунтов, обычно находится в пределах $-0,23 \dots 0,72$ В по медно-сульфатному электроду сравнения (МЭС), в расчетах принимается равным $-0,55$ В.

В плотных, влажных, плохо аэрируемых глинистых грунтах стационарный потенциал более отрицателен, чем в песчаных почвах. В практике коррозионных обследований магистральных трубопроводов стационарный потенциал принято называть естественным потенциалом $U_{\text{ест}}$, подразумевая при этом отсутствие на трубопроводе блуждающих и других наведенных токов.

Критерием защищенности металлического сооружения от коррозии является потенциал $U_{\text{защ}}$ «труба-грунт», который устанавливается после включения станции катодной защиты. Практически считается, что подземные стальные сооружения защищены на 80 - 90% от коррозии при достижении разности потенциалов значения $-0,85$ В.

Приборы и схема измерения потенциала «труба-грунт» на модели трубопровода (см. «Установка» - рис 1.4).

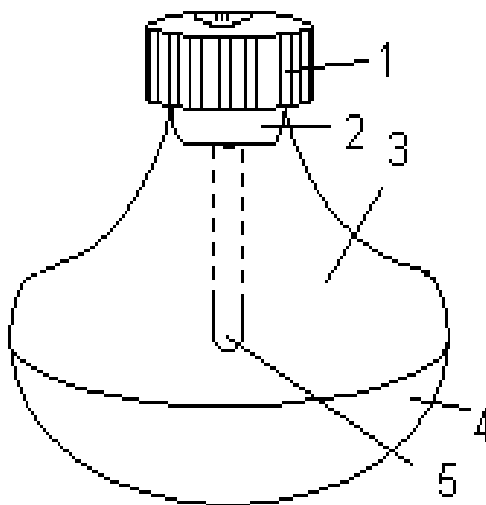


Рис. 1.1. Неполяризующийся медно-сульфатный электрод сравнения ЭН-1:

- 1 – контакт; 2 – резиновая прокладка; 3 – пластмассовая крышка;
4 – пористая керамическая чашка; 5 – медный стержень

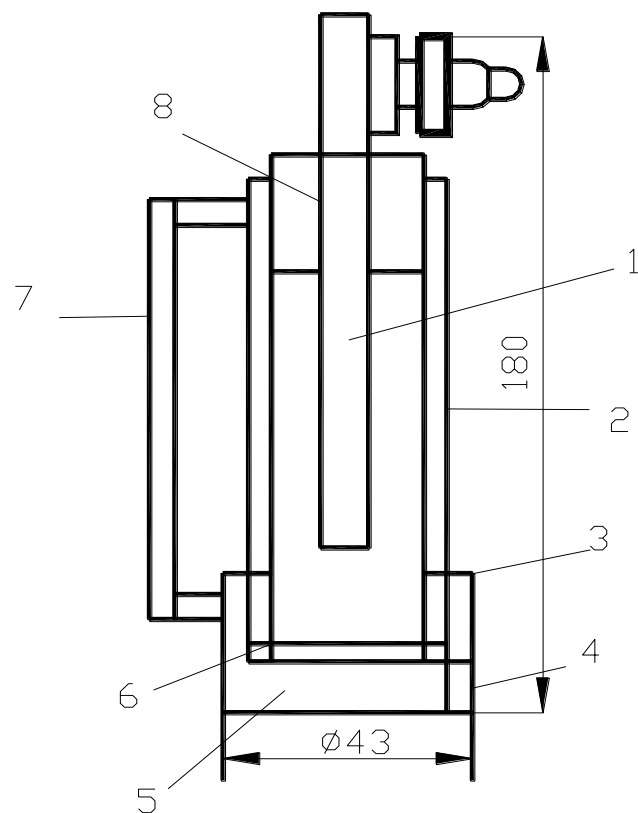


Рис. 1.2. Медно-сульфатный электрод сравнения НМ-СЭ-58:

1 – медный электрод; 2 – корпус; 3 – кольцо; 4 – колпачок; 5 – диафрагма;
6 – резиновое кольцо; 7 – подвеска; 8 – пробка

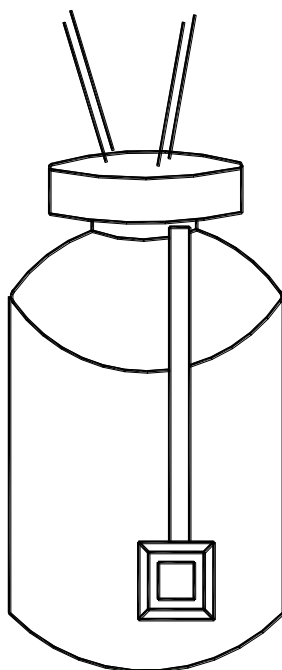


Рис. 1.3. Стационарный медно-сульфатный электрод сравнения с датчиком

Установка

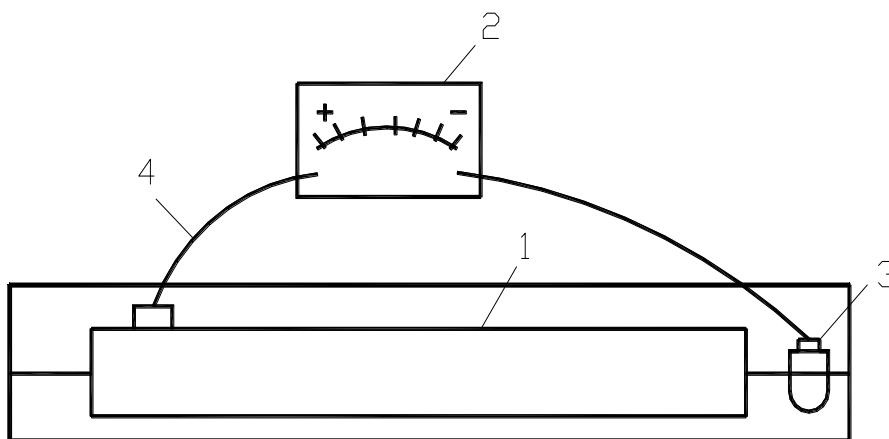


Рис. 1.4.

- 1 - модель трубопровода; 2 - милливольтамперметр М-231;
3 – медно-сульфатный неполяризуемый электрод сравнения ЭН-1;
4 - соединительные провода

Порядок проведения работы

Схема собирается согласно рис. 1.4. Перемещая магнит по поверхности трубы, проводят замеры стационарного потенциала «труба-грунт» в различных точках трубопровода по милливольтамперметру. Интервал между отсчетами принимают 5 - 10 сек. Определяют среднее значение потенциала. В работе следует проследить, как изменяется естественный потенциал в грунтах с различной влажностью и плотностью.

Контрольные вопросы

1. Образование двойного электрического слоя.

2. Понятие электродного потенциала металла, нормального потенциала металла.
3. Образование потенциала «труба-земля».
4. Значение потенциалов, критерий защищенности сооружения от коррозии.
5. Электроды сравнения (норм. водородный, МЭС, стальной).

Требование к отчету

Отчет по выполненной работе должен содержать:

1. Название лабораторной работы и ее цель.
2. Схема лабораторной установки, ее описание.
3. Таблицу измеренных и рассчитанных параметров.
4. Анализ полученных результатов.

Лабораторная работа № 2

Тема: Протекторная защита магистральных трубопроводов

Цель:

1. Изучение процесса замены трубопровода гальваническим анодом.
2. Ознакомление с одним из экспериментальных методов определения потенциалов «труба-грунт».
3. Получение навыков в проведении эксперимента.
4. Изучить последовательность проведения работы, измерений при контроле установки протекторной защиты.
5. Определить разность потенциалов «труба-грунт».

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Протекторная защита (защита гальваническими средствами) является одной из разновидностей катодной защиты, необходимая для защиты трубопроводов от коррозии.

Теория - Протекторная защита (защита гальваническими средствами) является одной из разновидностей катодной защиты. Ее существенной особенностью является отсутствие в защитной системе специального источника постоянного тока. Необходимый для осуществления защиты ток получается путем создания гальванического элемента, в котором роль катода выполняет металл защищаемого сооружения, а роль анода - более электроотрицательный металл, чем защищаемый. Принципиальная схема протекторной защиты приведена на рис. 2.1.

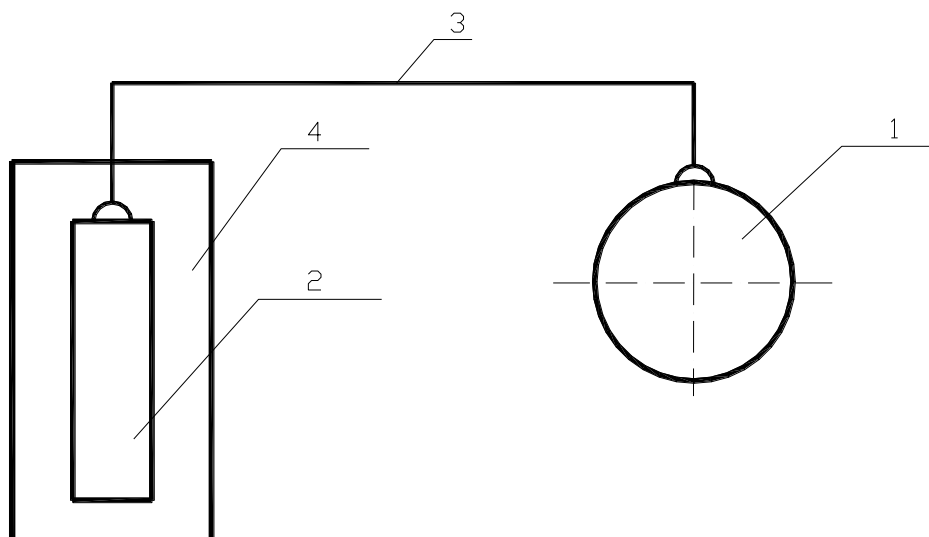


Рис. 2.1. Схема протекторной защиты магистральных трубопроводов:

1 – защищаемый трубопровод; 2 – протектор;

3 – соединительный изолированный кабель; 4 – слой активатора

При протекторной защите магистральных трубопроводов энергоотдача в гальваническом элементе (труба-протектор) сравнительно невелика, благодаря чему гальванические аноды приходится часто располагать вдоль защищаемого трубопровода.

Как следует из принципа протекторной защиты, в качестве материалов для анодов, образующих с защищаемым металлом гальванический элемент, могут быть взяты металлы более электроотрицательные, чем защищаемые.

Наиболее широкое применение в протекторной защите магистральных трубопроводов получили металлы: цинк, магний, алюминий и их сплавы.

Характеристика этих металлов приведена в табл. 2.1. Наиболее широкое распространение получили протекторы типа МГА - 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8.

Эксплуатация гальванических анодов показала, что на их поверхности во многих случаях образуются защитные пленки, снижающие их электродный потенциал, благодаря чему резко снижается их защитное действие. Для устранения этого недостатка гальванические аноды окружают слоем активатора, представляющего собой сплав сернокислых солей магния, натрия, кальция и глины.

Основные физико-химические свойства магния, цинка,
алюминия и железа

Таблица 2.1

Показатели	Магний	Цинк	Алюминий	Железо
1. Атомный вес	24,32	65,38	26,97	55,85
2. Валентность	2	2	3	2 и 3
3. Плотность, г/см ³	1,74	7,10	2,70	7,87
4. Температура плавления, °С	650	420	933	1538
5. Электрохимический эквивалент а, час/кг	2200	820	2980	960
6. Нормальный потенциал металла С (по водородному электроду), в	- 2,34	- 0,76	- 1,767	- 0,44

Установка

Необходимые приборы к работе:

1. Модель трубопровода, оборудованного протекторной защитой (см. рис. 2.2).
2. Милливольтметр М-231 (или прибор УКИП-56).
3. Медно-сульфатный неполяризующийся электрод.

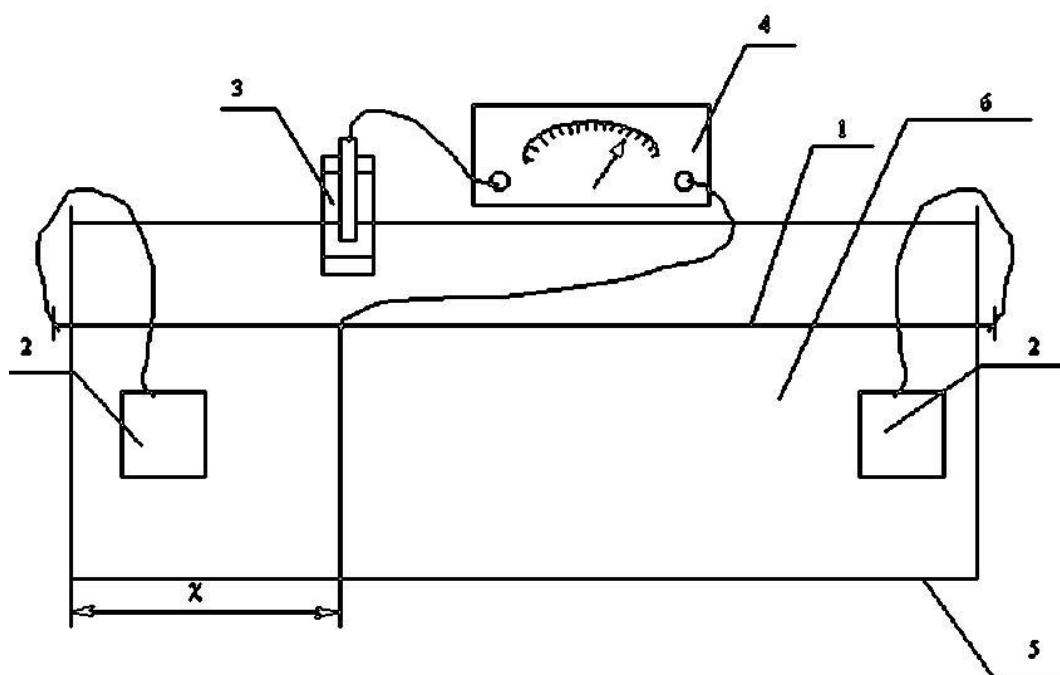


Рис. 2.2. Модель протекторной защиты магистрального трубопровода:

- 1 - защищаемый трубопровод, протектор;
- 2 - медно-сульфатный неполяризующийся электрод;
- 3 - милливольтамперметр М-231 (УКИП-56);
- 4 - ящик из плексигласа; 5 - электролит

Порядок проведения работы

Работа проводится в несколько этапов.

1. Проведение работы

1. Определяется естественный потенциал «труба-грунт» на расстоянии X от протектора (таких точек - 5). На данном этапе протекторы должны быть вынуты из плексигласового ящика.

2. В плексигласовый ящик опускается только один левый протектор, после чего производится замер потенциала «труба-земля» в тех же точках, что и в первом случае.

3. Левый протектор из плексигласового ящика вынимается, а правый протектор спускается и вновь в тех же точках производится замер потенциала «труба-грунт».

4. Опускаются оба протектора, и снова производится замер потенциала «труба-грунт».

2. Оформление работы

Результаты замеров записываются в таблицу 2.2.

Таблица 2.2

№	Результаты измерений		U_x^e	U_x^{nl}	U_x^{nn}	U_x^{zn}
	прямой ход	обратный ход				
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						

где: U_x^e – потенциал «труба-грунт» при вынутых протекторах; U_x^{nl} – потенциал «труба-грунт» при опущенном левом протекторе; U_x^{nn} – потенциал «труба-грунт» при опущенном правом протекторе; U_x^{zn} – потенциал «труба-грунт» при обоих опущенных протекторах.

По результатам таблицы 2.2 строятся графики, вид которых изображен на рис. 2.3.

При построении графиков учитываются средние значения потенциалов «труба-грунт». Затем определяется взаимное влияние двух протекторов на защитное действие магистрального трубопровода.

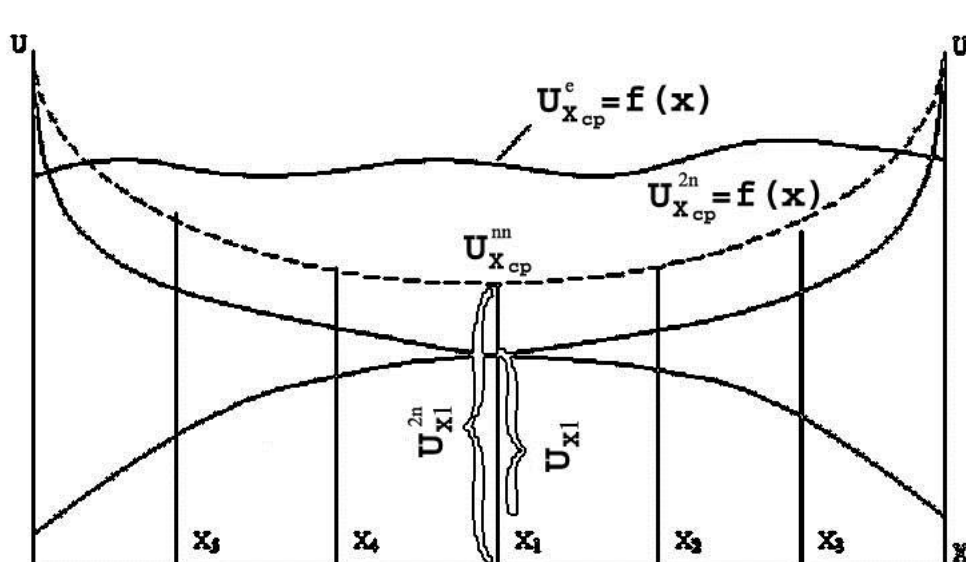


Рис. 2.3. График потенциала «труба-грунт»

Для этого на графике (рис 2.3) определяется значение потенциала «труба-грунт» на пересечении двух кривых $U_{x_{cp}}^{nl} = f(x)$ и $U_{x_{cp}}^{nn} = f(x)$. Допустим значение этого потенциала будет равно $U_{x_1}^{nn}$. Затем определяется значение потенциала в процентах от действия 2-х протекторов $U_{x_1}^{2n}$. Взаимное влияние в процентах определяется по формуле (в %)

$$B = \frac{U_{x_1}^{2n} - U_{x_1}^{nn}}{U_{x_1}^{nn}} \cdot 100\%.$$

Аналогичные вычисления производятся для точек X_2 , X_3 , X_4 , X_5 .

Контрольные вопросы

1. Физико-химическая сущность протекторной защиты.
2. Область использования протекторных установок.
3. Материалы протекторов.
4. Расчетные зависимости, определяющие зону действия протекторной установки.
5. Устройство опытной установки.

6. Обработка опытных данных.

Требование к отчету

Отчет по выполненной работе должен содержать:

1. Задание.
2. Краткое описание работы.
3. Принципиальную схему установки.
4. Журналы наблюдений.
5. Результаты обработки измерений.
6. Графики измерения зависимостей разностей потенциалов «труба-грунт» по длине защищаемого участка.
7. Сравнение полученных результатов с данными полевых измерений (приведены в табл. 2.3).

Таблица 2.3

$U_{Хсп}^e$	$U_{Хсп}^{nl}$	$U_{Хсп}^{nn}$	$U_{Хсп}^{2n}$
8,00	3,50	3,50	4,80
7,88	2,70	4,20	5,40
7,88	2,00	5,90	7,60
7,60	1,30	9,00	8,00
7,80	4,20	2,70	5,65
8,00	5,80	2,00	7,55
7,80	9,00	1,35	7,95

Лабораторная работа № 3

Тема: Изучение плотности анодного тока при неоднородной аэрации

Цель:

1. Изучить механизм и физико-химические процессы неоднородной аэрации.
2. Составить прогноз возможности коррозионных процессов при неоднородной аэрации.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Изучение плотности анодного тока помогает составить прогноз возможности коррозионных процессов при неоднородной аэрации.

Теория - При неоднородной диффузии кислорода воздуха к различным частям трубопровода или другого подземного металлического трубопровода возникает коррозионная гальваническая микропара неоднородной аэрации. При этом участок с большим поступлением кислорода воздуха становится катодом по отношению к участку с меньшим поступлением кислорода, который становится анодом. Возникновение катодного и анодного участка обусловлено тем, что кислород воздуха является активным катодом - деполяризатором, который поглощает электроны, выделяющиеся на аноде. Вследствие этого на участке, куда поступает больше кислорода, ощущается недостаток электронов по сравнению с соседним участком, куда кислород

поступает в меньших количествах. Первый участок при этом становится катодом, а второй - анодом.

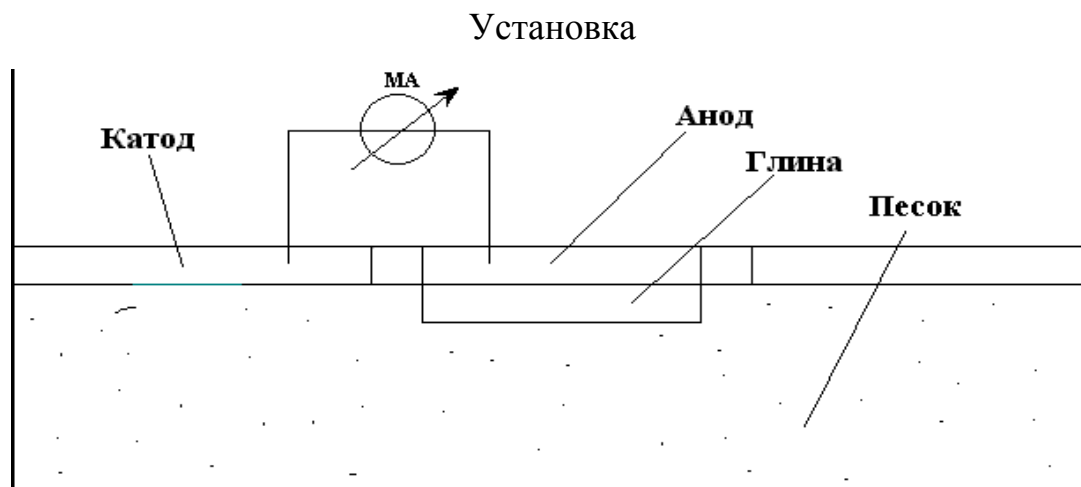


Рис. 3.1.

Модель коррозионной пары представляет собой две металлические пластинки, лежащие в сосуде с увлажненным песком. Нижняя часть центральной пластинки обмазана глиной. Обе пластинки соединены проводом через микроамперметр.

Порядок проведения работы

1. Измерение величины коррозионного тока в цепи.
2. Измеряется площадь центрального диска – анода.
3. Определяется плотность анодного тока.

Контрольные вопросы

1. Почвенная коррозия.
2. Поляризация электродов.
3. Реакции, протекающие на аноде и катоде.

Требование к отчету

Отчет по выполненной работе должен содержать:

1. Задание.

2. Краткое описание работы.
3. Принципиальную схему установки.
4. Журналы наблюдений.
5. Обработку результатов опыта.

Лабораторная работа № 4

Тема: Определение удельного сопротивления грунтов

Цель:

1. Получить навыки измерения удельного электросопротивления грунтов различными методами.
2. Оценить коррозионную активность грунтов.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Определение удельного сопротивления грунтов помогает оценить коррозионную активность грунтов, и тем самым обеспечить безаварийную работу магистрального трубопровода.

Теория - Под удельным электросопротивлением почвы (ρ_r) принято понимать сопротивление растеканию электрического тока в условном почвенном проводнике площадью поперечного сечения 1 м^2 и длиной 1 м .

Единица измерения удельного электросопротивления – Ом·м.

Удельное электросопротивление почвы находится в зависимости от ее влажности и повышенный солесодержания.

По удельному электросопротивлению грунта можно оценить его коррозионную активность, получив таким образом сведения для расчета эффективной электрозащиты подземных сооружений, выбора конструкции и расчета анодного заземления при катодной защите.

Коррозионная активность грунтов в зависимости от их удельного сопротивления по отношению к углеродистой стали приведена в табл. 4.1.

Коррозийная активность грунтов

Таблица 4.1

Коррозийная активность	Ом·м
низкая	свыше 100
средняя	свыше 20 до 100
повышенная	свыше 10 до 20
высокая	свыше 5 до 10
весьма высокая	до 5

Установка

1. Метод измерения четырехэлектродной установкой

Удельное электросопротивление грунта измеряют при помощи четырехэлектродной установки по схеме (рис 4.1).

Измерительные электроды размещаются в одну линию, которая для проектируемого сооружения должна совпадать с осью трассы, а для уложенного в землю сооружения - проходить параллельно последнему. На одной линии забивают в грунт 4 электрода. Между крайними электродами А и В включают источник постоянного тока (в данной работе через выпрямитель электроды подключены к электросети).

Возникающее между электродами А и В электрическое поле распространяется в земле на глубину, зависящую от расстояния между электродами. Рекомендуемое расстояние между питающими электродами А и В находится в следующих пределах $2h \leq AB \leq 4h$, где h - глубина прокладки подземного сооружения.

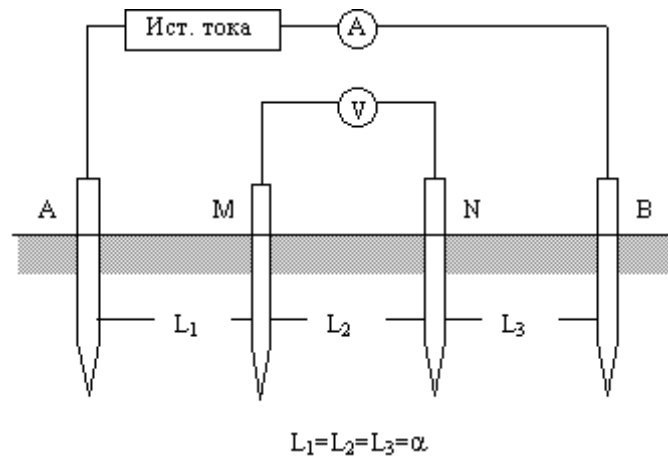


Рис. 4.1

2. Измерение удельного электросопротивления грунта измерителем заземления MC-08

Схема измерения представлена на рис. 4.2.

При измерении удельного электросопротивления грунта по трассе трубопровода прибором MC-08 расстояние между электродами принимается одинаковым и равным двойной глубине заковки сооружения.

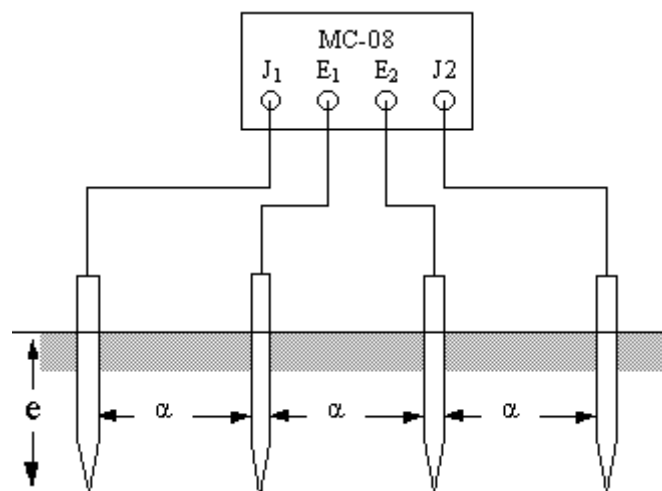


Рис. 4.2

Порядок проведения работы:

Измерение удельного электросопротивления грунта необходимо провести методом измерения четырехэлектродной установкой и измерителем заземления МС-08.

1. Метод измерения четырехэлектродной установкой

При помощи 2-х других электродов М и N определяют разность потенциалов в созданном электрическом поле по показанию вольтметра. Зная разность потенциалов ΔU (В) и силу тока I (А), можно найти величину кажущегося удельного электрического сопротивления грунта (Ом·м) по формуле

$$\rho_r = K \frac{\Delta U}{I}, \quad (4.1)$$

где: K – коэффициент, зависящий от расстояния между электродами, м.

При одинаковых расстояниях между электродами ($AM = MN = NB = a$) $K = 2\pi a$.

Удельное электросопротивление ρ_r определяют по формуле

$$\rho_r = 2\pi R a, \quad (4.2)$$

где: R – показания прибора, Ом; a – расстояние между двумя соседними электродами, м.

Глубина забивки h , электродов в грунт должна быть более $1/20 a$.

Контрольные вопросы

1. С какой целью определяют удельное электросопротивление грунта?
2. Как влияет влажность и концентрация солей на удельное электросопротивление почвы?
3. Как снизить сопротивление растеканию тока с анодного заземления?

4. В каких грунтах (с большим или меньшим электросопротивлением) лучше устанавливать анодные заземления?

5. Как влияет влажность грунта на скорость коррозии? Показать на коррозионной диаграмме.

Требование к отчету

Определив удельное электросопротивление различных грунтов различной влажности на нескольких участках трубопровода двумя способами, необходимо оценить коррозионную активность грунтов и сделать выводы. Результаты занести в табл. 4.2.

Удельное электросопротивление грунтов

Таблица 4.2

№ п/п	Грунты	Коррозионная активность	
		I способ	II способ
1.	Песок		
2.	Глина		
3.	Торф		

Лабораторная работа № 5

Тема: Определение коэффициента затухания наложенного потенциала при катодной защите магистралей трубопроводов

Цель: Определить коэффициент затухания наложенного потенциала при катодной защите магистральных трубопроводов, ознакомиться с устройством и эксплуатацией СКЗ.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Станции катодной защиты необходимы для нормальной эксплуатации МТ.

Теория - Основной принцип катодной защиты – катодная поляризация защищаемой поверхности с приданием ей отрицательного потенциала относительно окружающей среды при помощи внешнего источника постоянного тока. Положительный полюс источника постоянного тока с помощью дренажного кабеля подключается к специальному металлическому заземлению - аноду, отрицательный - к защищаемому трубопроводу. Таким образом, защищаемое сооружение становится катодом, а заземление - анодом. Анод разрушается, в то время как трубопровод остается защищенным.

О степени защищаемости подземного металлического сооружения судят по величине наложенной разности потенциалов «труба-грунт»

$$U_x^{нал} = U_x^{защ} - U_x^{ест}, \quad (5.1)$$

где $U_x^{нал}$ - величина наложенной разности потенциалов «труба-грунт» в рассматриваемой точке защищаемого трубопровода, измеренная относительно МЭС; $U_x^{защ}$ - величина разности потенциалов «труба-грунт», измеренная в той же точке трубопровода при включенной СКЗ относительно того же МЭС; $U_x^{ест}$ - естественная разность потенциалов «труба-грунт», измеренная в точке X без включения станции катодной защиты относительно МЭС.

Изменение величины $U^{нал}$ вдоль защищаемого сооружения различно для случая, когда имеет место одиночная СКЗ и когда на трубопроводе расположено рядом несколько станций катодной защиты.

При отдельно расположенной СКЗ, которая создает так называемый защищаемый участок «бесконечной длины», распределение наложенной разности потенциалов происходит по экспоненциальной зависимости. В этом случае кривая изменения $U^{нал}$ от максимального своего значения в точке дренажа, достигнув своего минимального значения в точке I, продолжает снижаться, асимптотически приближаясь к нулю в бесконечность.

Другой случай имеет место, когда вдоль защищаемого сооружения расположено несколько СКЗ, каждая из которых оказывает влияние на распределение потенциалов соседней СКЗ, сокращая расходы тока. При этом кривая распределения $U^{нал}$ определяется линией гиперболического косинуса. Участок в этом случае носит название участка «конечной длины».

В данной лабораторной работе рассмотрен только первый случай, для которого наложенный потенциал в любой точке определяется по формуле

$$U_x^{нал} = U_{\max}^{нал} e^{-kx}, \quad (5.2)$$

где $U_x^{нал}$ - наложенная разность потенциалов в рассматриваемой точке на расстоянии X от точки дренажа относительно МЭС; $U_{max}^{нал}$ - максимальная наложенная разность потенциалов в точке дренажа относительно МЭС; k - коэффициент затухания наложенной разности потенциалов;

$$k = \sqrt{R_{тр} / R_{изо}}, \quad (5.3)$$

где $R_{тр}$ - продольное сопротивление единицы длины трубопровода;

$R_{изо}$ - сопротивление единицы длины изоляционного покрытия;

$$R = \rho * \frac{1}{S} = \rho * \frac{4}{\pi D^2}, \quad (5.4)$$

$$R_{изо} = \rho_{изо} * \frac{\delta_{изо}}{\pi D_{изо}}, \quad (5.5)$$

где ρ , $\rho_{изо}$ - удельное электросопротивление материала трубопровода и изоляции; $D_{изо}$ - внешний диаметр трубопровода и средний диаметр изоляционного покрытия; $\delta_{изо}$ - толщина изоляционного покрытия.

Установка



Рис. 5.1.

Порядок проведения работы

На трубопроводе имеется 5 выводов, расположенных на различных расстояниях X от точки дренажа, в которых с помощью милливольтамперметра и МЭС измеряется потенциал «труба-грунт».

Измерения проводятся как при прямом ходе, так и при обратном, сначала без включенной станции СКЗ. Затем включается СКЗ и в тех же точках измеряется потенциал $U_x^{защ}$ (при прямом ходе и обратном).

Результаты измерений записываются в табл. 5.1 и вычисляются среднеарифметические значения потенциалов «труба-грунт» $U_{cp}^{ест}$ и $U_{cp}^{защ}$.

Определяется значение $U_{max}^{нал}$ в точке дренажа. Величину коэффициента затухания получаем по формуле

$$k = \frac{1}{x} 2,3 \lg \frac{U_{max}^{нал}}{U_x^{нал}}. \quad (5.6)$$

Величина k определяется для каждой из 5 точек, после чего определяется среднее значение k .

Результаты измерений записываются в таблицу.

Контрольные вопросы

1. Катодная защита (принцип действия).
2. Распределение токов и потенциалов вдоль трубопровода.
3. Значение потенциалов, используемых в расчетах катодной защиты.

Требование к отчету

Таблица с результатами измерений и все необходимые расчеты.

Таблица 5.1

№ п/п	Результаты измерений				Ср. зн. $U_{cp}^{ест}$	Ср. зн. $U_{cp}^{защ}$	Налож. разн. потенц. $U_x^{нал}$	Коэфф. затух. k
	прямой ход		обратный ход					
	$U_{x(в)}^{ест}$	$U_{x(в)}^{защ}$	$U_{x(в)}^{ест}$	$U_{x(в)}^{защ}$				
1.								
2.								
3.								
4.								
5.								
6.								
7.								

Лабораторная работа № 6

Тема: Определение мощности, расходуемой станцией катодной защиты

Цель:

1. Изучение устройства станции катодной защиты.
2. Приобретение навыков по определению мощности станции катодной защиты.
3. Изучение принципиальной схемы катодной защиты.
4. Определение мощности станции катодной защиты.

Теория - Катодная станция представляет собой источник постоянного тока, используемый для катодной поляризации трубопровода, уложенного в грунте, при его катодной защите от коррозии.

Сетевая катодная станция подключается к сети переменного тока. Переменный ток поступает в первичную обмотку входного трансформатора. Вторичная обмотка трансформатора имеет обычно несколько отводов, что позволяет

регулировать напряжение, снимаемое с нее. Пониженное напряжение с вторичной обмотки подается на двухполупериодный выпрямитель. Выпрямляемое напряжение подается в цепь катодной защиты трубопровода. В зависимости от состояния наружной изоляции трубопровода, длины защищаемого участка и удельного омического сопротивления грунта, мощность, затрачиваемая катодной станцией, меняется.

Если известна величина постоянного тока, расходуемого катодной станцией, и его напряжение, то мощность можно определить по выражению

$$N = IU, \quad (6.1)$$

где N – расходуемая мощность; I – ток катодной станции; U - напряжение на выходе катодной станции.

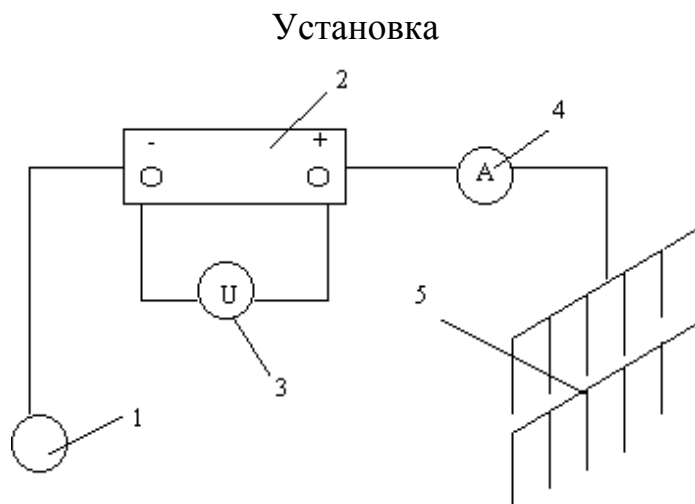


Рис. 6.1. Схема катодной защиты:

1 - трубопровод; 2 - СКЗ; 3 - вольтметр; 4 - амперметр; 5 - анодное заземление

Порядок проведения работы

Работа проводится на сетевой катодной станции, в качестве которой используется серийный выпрямитель ВС-25 и модель трубопровода длиной 1 м, оборудованная установкой катодной защиты.

Катодная станция подключается к трубопроводу и анодному заземлению. Затем проводится включение катодной станции в сеть переменного тока. После того как режим работы катодной станции установится, проводят

измерение напряжения на выходе катодной станции по вольтметру, вмонтированному в корпус выпрямителя ВС-25. Величину постоянного тока, расходуемого станцией на катодную защиту модели трубопровода, измеряют при помощи микроамперметра, включенного последовательно в цепь катодной защиты. Принципиальная схема сетевой катодной станции и схема включения измерительных приборов показана на рис. 6.1.

Измерения напряжения и величины постоянного тока повторяют 3 раза с интервалом в 5 мин., после чего определяют их среднее значение. Затем по формуле (6.1) подсчитывается полезная мощность, расходуемая катодной станцией.

Результаты работы заносят в тетрадь в виде схемы сетевой катодной станции с указанием схемы подключения измерительных приборов и таблиц с результатами замеров, в форме

№№ замеров	Напряжение, В	Сила тока, А	Мощность, В
1.			
2.			

Контрольные вопросы

1. Принципиальная схема катодной защиты.
2. Физико-химическая основа катодной защиты.
3. Типы СКЗ.
4. Материалы анодного заземления.

Требование к отчету

Отчет по выполненной работе должен содержать:

1. Задание.

2. Краткое описание работы.
3. Принципиальную схему установки.
4. Журналы наблюдений.
5. Обработку результатов опыта.

Лабораторная работа 7. Геодезические расчёты при проектировании линейной части магистрального трубопровода по топографической карте

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Геодезические расчёты необходимы для составления проекта на строительство магистральных трубопроводов.

1. Краткая теоретическая часть

Трассирование линейных сооружений – комплекс проектно-изыскательских работ, выполняемых для выбора положения трассы трубопровода. Камеральное трассирование – вычерчивание проекции оси трубопровода на горизонтальной плоскости, выполняемое по картам, планам, аэро- и космоснимкам и другим картографическим материалам.

Трассировочным работам предшествуют изучение топографических условий местности в пределах расположения вариантов направления линии, анализ исходных материалов с точки зрения возможности выполнения предварительного, а затем более подробного камерального трассирования.

Проектирование трубопроводов происходит в несколько этапов (СП 11-104–97).

Камеральное трассирование вариантов линейных сооружений на стадии инженерно-геодезических изысканий для разработки предпроектной документации должно производиться по топографическим картам и

аэрофотоснимкам в масштабах 1:25000 или планам в масштабе 1:10000 с использованием материалов космической фотосъемки. На сложных (барьерных) и эталонных участках должна быть выполнена топографическая съемка в масштабах 1:5000–1:2000. Допускается выполнение съемки в масштабах 1:2000-1:1000 при трассировании в пересеченной местности, в горных и предгорных районах.

Для камерального трассирования линейных сооружений на стадии разработки проекта следует использовать инженерно-топографические планы в масштабах 1:5000–1:500, составленные при разработке обоснований инвестиций в строительство объекта, или создавать их заново (СП 11-104–97).

Выбор трассы трубопроводов должен производиться по критериям оптимальности, которые определены в СНиП 2.05.06–85*. В качестве критериев оптимальности следует принимать приведенные затраты при сооружении, техническом обслуживании и ремонте трубопровода при эксплуатации, включая затраты на мероприятия по обеспечению сохранности окружающей среды, а также металлоемкость, конструктивные схемы прокладки, безопасность, заданное время строительства, наличие дорог и др.

При выборе трассы следует учитывать условия строительства с тем, чтобы обеспечить применение наиболее эффективных, экономичных и высокопроизводительных методов производства строительно-монтажных работ.

Выбор трассы между начальным и конечным пунктами надлежит производить в пределах области поиска, определяемой эллипсом, в фокусах которого находятся начальный и конечный пункты.

Малая ось эллипса b , км, определяется по формуле

$$b = l \sqrt{K_p^2 - 1} \quad (1)$$

где l – расстояние между начальной и конечной точками по

геодезической прямой, км;

K_p – коэффициент развития линии трубопровода.

Коэффициент развития линии трубопровода K_p следует определять из условия

$$K_p = \frac{W_{\text{ср.о}}}{W_{\text{ср.н}}}, \quad (2)$$

где $W_{\text{ср.о}}$ – приведенные затраты на 1 км трубопровода по геодезической прямой между начальной и конечной точками с учетом переходов через препятствия;

$W_{\text{ср.н}}$ – приведенные затраты на 1 км трубопровода по геодезической прямой между начальной и конечной точками без затрат на переходы через естественные и искусственные препятствия.

Не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов.

При выборе трассы трубопровода необходимо учитывать перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, железных и автомобильных дорог и других объектов и проектируемого трубопровода на ближайшие 20 лет, выполнять прогнозирование изменений природных условий в процессе строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов.

Не допускается предусматривать прокладку магистральных трубопроводов в тоннелях железных и автомобильных дорог, по мостам железных и автомобильных дорог всех категорий, за исключением случаев прокладки газопроводов диаметром до 1000 мм на давление до 2,5 МПа (25 кгс/см²) и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 500 мм и

менее по несгораемым мостам автомобильных дорог III, III-п, IV-п, IV и V категорий. При этом участки трубопроводов, укладываемых по мосту и на подходах к нему следует относить к I категории (категории и классы трубопроводов по СНиП 2.05.06–85* приведены в приложении 1).

Расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от класса и диаметра трубопроводов, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в приложении 2 (СНиП 2.05.06–85*).

Минимальное расстояние от ближайшего магистрального газопровода первого класса диаметром 1000 мм и более и от границ технических коридоров трубопроводов до границ проектной застройки городов и других населенных пунктов в районах Западной Сибири и Крайнего Севера следует принимать не менее 700 м.

В стесненных условиях, когда это расстояние выдержать невозможно, его допускается сокращать до 350 м при условии повышения категорийности таких участков до I категории и принятия дополнительных мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию трубопровода, или до значений, приведенных в табл. (приложение 2), при отсутствии в районе прокладки трубопроводов вечномёрзлых грунтов.

При проектировании трассы трубопровода через естественные и искусственные препятствия (реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота¹, овраги, балки, железные и автомобильные дороги) следует соблюдать ряд условий, определённых в СНиП 2.05.06–85*, в том числе:

- створ подводного перехода следует, как правило, предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных

¹ К болотам относятся водонасыщенные переувлажнённые участки земной поверхности со слоем торфа и болотной растительностью (СНиП 4-02-91).

скальными грунтами; при выборе створа перехода трубопровода следует руководствоваться методом оптимального проектирования с учетом гидролого-морфологических характеристик каждого водоема и его изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода;

- при определении оптимального положения створа и профиля перехода расчет следует производить по критерию приведенных затрат с учетом требований, предъявляемых к прочности и устойчивости трубопровода и охране природы;

- переходы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы следует предусматривать, как правило, ниже по течению от мостов, промышленных предприятий, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений, водозаборов и других аналогичных объектов, а также нерестилищ и мест массового обитания рыб;

- прокладку трубопроводов на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов (в местах поворота следует применять упругий изгиб трубопроводов);

- переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях – при соответствующем обосновании в выемках дорог;

- угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90 °.

- При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается располагать переходы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы выше по течению от указанных объектов на расстояниях, приведенных в СНиП 2.05.06–85* (приложение 2), при этом должны разрабатываться дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность работы подводных переходов.

В местах пересечений магистральных трубопроводов с линиями электропередачи напряжением 110 кВ и выше должна предусматриваться только подземная прокладка трубопроводов под углом не менее 60°. При этом трубопроводы, прокладываемые в районах Западной Сибири и Крайнего Севера на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения, должны приниматься II категории.

Выбор трассы трубопроводов в районах со сложными условиями (в горных условиях², в районах шахтных разработок и вечномёрзлых грунтов, в сейсмических районах) имеет ряд особенностей.

При выборе трассы трубопроводов в сейсмических районах необходимо избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает 9 баллов.

Прокладка трубопроводов в перечисленных условиях может быть осуществлена в случае особой необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании и согласовании с соответствующими органами Государственного надзора. При этом в проекте должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность трубопровода.

Для трассы трубопровода должны выбираться наиболее благоприятные в мерзлотном и инженерно-геологическом отношении участки по материалам опережающего инженерно-геокриологического изучения территории.

Выбор трассы для трубопровода и площадок для его объектов должен производиться на основе:

- мерзлотно-инженерно-геологических карт и карт ландшафтного микрорайонирования оценки благоприятности освоения территории масштаба не более 1:100 000;
- схематической прогнозной карты восстановления растительного

² К горной местности относится сочетание чередующихся возвышенностей (горы, хребты) с относительными высотами более 200 м и понижений (долины, впадины, котловины) между ними с продольными уклонами более 20% (СНиП 4-02-91).

покрова;

- карт относительной осадки грунтов при оттаивании;
- карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения.

На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания для прогноза этих процессов в соответствии с требованиями СНиП 1.02.07–87.

Принцип использования вечномёрзлых грунтов в качестве основания трубопровода должен приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04–88 в зависимости от способа прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания.

Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения. Минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения очистных устройств должен составлять не менее пяти его диаметров.

Упругий изгиб сваренного в нитку трубопровода следует выполнять непосредственно при его укладки в траншею, отрытую по проекту.

Радиусы упругого изгиба трубопровода устанавливаются проектом.

Минимальные допустимые радиусы изгиба принимаются в соответствии с табл. приложения 3.

Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять упругим изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов.

Если на отдельных участках трассы в соответствии с проектом необходимо выполнить повороты малого радиуса, который не может быть получен при изгибе труб на станках холодного гнутья, кривые поворота

следует выполнять из крутоизогнутых отводов горячего гнутья и штампосварных отводов, выполненных в соответствии со СНиП 2.05.06–85*.

Планы выбранных вариантов трассы линейного сооружения предоставляются заказчику в составе технического отчета.

В отчетных материалах должны приводиться технические показатели: длина трассы по выбранным вариантам; протяженность прохождения трассы по пашне, лесу, лугу, садам, виноградникам, болотам и др.; прохождение трассы по участкам с неблагоприятными условиями строительства, застроенной территории, горным участкам и др.; пересечение трассы водотоками, железными и автомобильными дорогами и др., их число и протяженность; протяженность прохождения трассы по местности без дорог, участков сближения или параллельного следования с железными и автомобильными дорогами, линиями электропередачи и связи и др., возможные сносы строений и другие показатели, учитываемые при выборе направления трассы (СП 11-104–97). Сравнение вариантов трассы проводят на стадии технико-экономического обоснования (предпроектный этап).

Вслед за камеральным проводится полевое трассирование – комплекс полевых изыскательских работ в составе инженерных изысканий по проложению (трассированию) на местности оси линейного сооружения. Состав таких работ:

- рекогносцировочное обследование конкурентоспособных вариантов трассы и мест расположения сооружений при необходимости визуальных (аэровизуальных) осмотров с целью определения полноты содержания и достоверности имеющихся материалов;
- маршрутная аэрофотосъемка для составления крупномасштабных планов, планово-высотная привязка и дешифрирование аэрофотоснимков по вариантам трассы;
- создание планово-высотного съемочного обоснования и проведение топографической съемки эталонных и сложных участков в масштабах

1:5000-1:2000 в случаях, когда аэрофотосъемку производить экономически нецелесообразно или не представляется возможным;

- проложение тахеометрических ходов с набором пикетов в местах рельефа и ситуации.

На стадии изысканий (проектный этап) по заданному в техническом задании направлению трассы выполняют детальное камеральное трассирование, собирают материалы для разработки технического проекта выбранного варианта трассы.

Проект трассы, уложенной на карте, переносится в натуру (полевое трассирование) по координатам углов поворота трассы, от точек геодезического обоснования или от ближайших чётких контуров.

Затем проводят нивелирование трассы. При этом нивелируют все точки – пикеты, плюсовые, главные точки кривой. По результатам нивелирования составляют профиль, горизонтальный масштаб которого указывается в техническом задании (от 1:200 до 1:5000).

2. Содержание лабораторной работы

1. По СНиП 2.05.06–85* (приложение 1) определите класс и категорию трубопровода (участка) в соответствии со своим заданием (диаметр трубы и вид транспортируемого продукта указывает преподаватель).

2. На основе требований к проектированию трубопроводов, изложенных в нормативных документах (СНиП 2.05.06–85*, СНиП III-42–80*, СП 11-104–97), перечислите условия проектирования трассы трубопровода для своего задания.

3. С учетом условий проектирования наметьте на карте расположение основного и дополнительного вариантов трассы между точками А и В, заданными преподавателем.

4. Сравните запроектированные варианты трассы по основным техническим показателям (СП 11-104–97). Результаты сравнения приведите в табл. 1, дополнив её при необходимости. Используя полученные данные, выберите из рассматриваемых вариантов оптимальный.

Таблица 1

Сравнение вариантов трассы

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Данные по вариантам	
			I	II
1	Длина трассы	км		
2	Категория трубопровода	—		
3	Число углов поворота	шт.		
4	Средний угол поворота	°		

Рис. 1. Элементы круговой кривой и её главные точки: Θ – угол поворота трассы, R – радиус кривой, T – тангенс, B – биссектриса, НК – начало кривой, КК – конец кривой, СК – середина кривой.

Разбивку производят по оптимальному варианту в следующей последовательности (рис. 2):

- Разбивают пикетаж через 100 метров на первом прямом участке от начала трассы НТ (точка А) до вершины угла поворота УГ1, пикетажное положение которого определяют по схеме.
- В соответствии с измеренным углом поворота θ_1 и радиусом кривой R_1 в бланке лабораторного задания (приложение 4) рассчитывают основные элементы первой кривой T_1 , K_1 , D_1 и B_1 по формулам. Результаты расчетов заносят в табл. 2 в строку, соответствующему первому углу поворота. Формулы для расчёта⁴:

$$T_1 = R_1 \cdot \operatorname{tg} \frac{\Theta_1}{2}; \quad K_1 = R_1 \cdot \frac{\pi \cdot \Theta_1}{180^\circ}; \quad D_1 = 2T - K;$$

$$B_1 = R_1 \left(\operatorname{Sec} \frac{\Theta_1}{2} - 1 \right).$$

⁴ Функция Sec представляет собой обратную функцию косинуса.

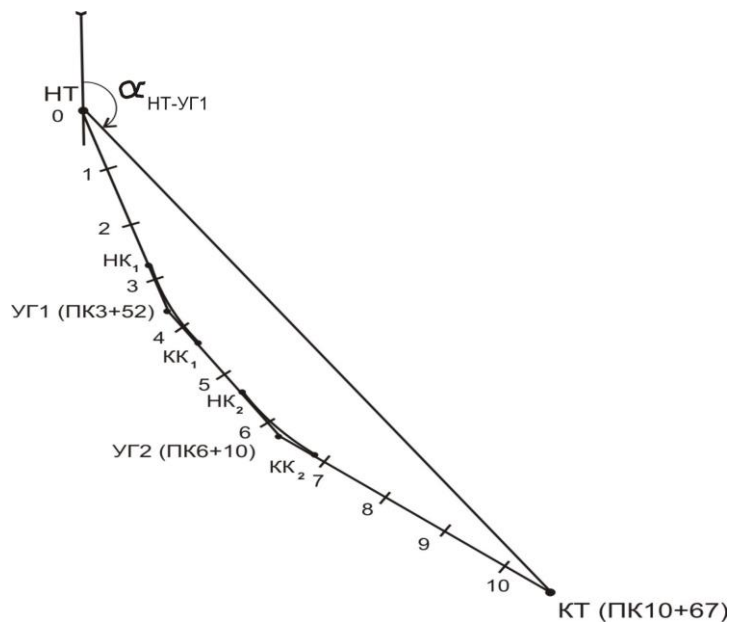


Рис 2. План разбивки пикетажа трассы

- Рассчитывают пикетажное положение начала кривой $НК_1$ и конца кривой $КК_1$ по первому участку по формулам:

$$ПК_{НК_1} = ПК_{ВУ_1} - T; \quad ПК_{КК_1} = ПК_{НК_1} + K; \quad ПК_{СК_1} = ПК_{НК_1} + \frac{K_1}{2}.$$

$$\text{Контроль: } КК_1 = ПК_{ВУ_1} + T_1 - D_1.$$

Данные по пикетажному положению элементов кривых заносят в табл. 2 в графы 11–12.

- Наносят на трассу положение НК и КК первого участка трассы, либо откладывают в масштабе карты значение тангенса T_1 в обе стороны от вершины $УГ_1$. Геометрическим построением находят на карте центр кривой и выбранным радиусом R_1 прочерчивают её дугу.
- От точки $КК_1$ продолжают разбивку пикетажа по второму прямолинейному участку до вершины угла поворота $УГ_2$.

Для этого сначала откладывают от конца кривой расстояние до ближайшего пикета, а затем обычным порядком разбивают последующие пикеты.

- Повторяют расчёты и разбивку пикетажа для каждого из участков трассы, вплоть до её конца КТ (точка В). Пикетажное положение конца трассы находят по схеме трассы.
- Производят расчёт прямых вставок (Р):

$$P_1 = HK_1 - HT;$$

$$P_2 = HK_2 - KK_1;$$

$$P_n = KT - KK_n,$$

где n – количество углов поворота.

Вычисления выполняют в бланке лабораторного задания, а результаты заносят в табл. 2.

- Определяют расстояния между вершинами углов поворота S :

$$S_1 = УГ1 - HT;$$

$$S_2 = УГ2 - УГ1 + D_1;$$

$$S_3 = УГ3 - УГ2 + D_2;$$

$$S_4 = KT - УГ3 + D_3 \text{ и т. д.}$$

- Вычисляют значения дирекционных углов

прямолинейных участков трассы

$$\alpha_n = \alpha_{n-1} + \Theta_n \text{ или } \alpha_n = \alpha_{n-1} - \Theta_n,$$

где Θ_n и Θ_n – правый и левый углы поворота трассы (графы 4 и 5 табл. 2).

Начальный дирекционный угол $\alpha_{HT-УГ1}$ измеряют геодезическим транспортиром по топографическому плану с точностью 15'. Разбивка пикетажа закончена.

7. Дайте оценку оптимальному варианту трассы, обратив особое внимание на топографические, геологические и гидрогеологические характеристики местности, а также на наличие естественных и искусственных препятствий, пересекаемых трассой.

Таблица 2

Наименование точек трассы	Ки- ло- мет- ры	У Г Л Ы			К Р И В Ы Е					П Р Я М Ы Е				Ди- рек- ци- он- ный уго л (α), °
		Пике- тажное положе- ние	Величи ны							Пикетажное положение		Длина		
			Θ _Л , °	Θ _П , °	R, м	T, м	K, м	Б, м	Д, м	Начало кривой (НК)	Конец кривой (КК)	Пря- мая встав- ка (Р), м	Рас- стояни- е между верши- нами углов пово- рота (S), м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
НТ		ПК0												
												273,01	352,00	158
УГ1		ПК3+52	15°		600	78,99	157,0	5,18	0,98	ПК2+73,0	ПК4+30,0			

										1	1			
												106,32	258,98	143
УГ2		ПК6+10	14°		600	73,67	146,53	4,50	0,81	ПК5+36,3 3	ПК6+82,8 6			
												384,14	457,81	129
КТ		ПК10+6 7												

Контроль: $\Theta_{\text{Л}} = 29; \Theta_{\text{П}} = 0; \sum T = 152,66; \sum K = 303,53; \sum D = 1,79; \sum P = 763,47; \sum S = 1068,79;$

$$\sum \Theta_{\text{П}} - \sum \Theta_{\text{Л}} = \alpha_0 - \alpha_n = 29^\circ = 159^\circ - 129^\circ = 29^\circ; \quad 2\sum T - \sum K = \sum D = 2 \cdot 152,66 - 303,53 = 1,79 = \sum D;$$

$$L_{\text{ТР.}} = \sum P + \sum K = 763,47 + 303,53 = 1067,00; \quad L_{\text{ТР.}} = \sum S - \sum D = 1068,79 - 1,79 = 1067,00.$$

3. Материалы к сдаче

Отчёт о лабораторной работе содержит следующие документы:

- Исходные данные и условия проектирования трассы трубопровода.
- Ксерокопия карты с намеченными вариантами трассы.
- Сравнение вариантов трассы (табл. 1)
- Заполненный бланк лабораторного задания.
- Лист А4 с планом разбивки пикетажа трассы.
- Заполненная ведомость углов поворота.
- Заключение (оценка оптимального варианта трассы в соответствии с требованиями, указанными в нормативных документах).

ПРИЛОЖЕНИЯ

КЛАССИФИКАЦИЯ И КАТЕГОРИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ (СНиП 2.05.06-85*)

2.1. Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяются на два класса:

I — при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа (свыше 25 до 100 кгс/см²) включ.;

II — при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа (свыше 12 до 25 кгс/см²) включ.

2.2. Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса, мм:

I - при условном диаметре свыше 1000 до 1200 включ.;

II - то же, свыше 500 до 1000 включ.;

III — то же, свыше 300 до 500 включ.;

IV — 300 и менее.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица

Минимальные расстояния от различных объектов до оси проектируемых трубопроводов (СНиП 2.05.06-85*)

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от оси											
	газопроводов							нефтепроводов и нефтепродуктопроводов				
	класса											
	I						II	IV	III	II	I	
	условным диаметром, мм											
	300 и менее	св. 300 до 600	св. 600 до 800	св. 800 до 1000	св. 1000 до 1200	св. 1200 до 1400	300 и менее	св. 300 до 600	св. 600 до 800	св. 800 до 1000	св. 1000 до 1200	св. 1200 до 1400
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

1. Города и другие населенные пункты; ... отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; тепличные комбинаты и хозяйства; карьеры разработки полезных ископаемых; ...	100	150	200	250	300	350	75	125	75	100	150	200
2. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I-III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящие: жилые здания 1—2-этажные; садовые домики, дачи; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	75	125	150	200	225	250	75	100	50	50	75	100
3. Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения; устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин;	30	50	100	150	175	200	30	50	30	30	30	50
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий. автомобильных дорог III, III-п, IV, IV-п категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению)	75	125	150	200	225	250	75	125	75	100	150	200
11*. Специальные предприятия, сооружения, площадки,	В соответствии с требованиями специальных нормативных											

охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов	документов , утвержденных в установленном порядке , и по согласованию с органами государственного надзора, министерствами и ведомствами, в ведении которых находятся указанные объекты
12. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод; воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы; опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом; открытые и закрытые трансформаторные подстанции и закрытые распределительные устройства напряжением 35 кВ и более	В соответствии с требованиями „Правил устройства электроустановок", утвержденных Минэнерго СССР
*Примечания :1. Расстояния, указанные в таблице, следует принимать: для городов и других населенных пунктов — от проектной городской черты на расчетный срок 20—25 лет; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин — от границ отведенных им территорий с учетом их развития; для железных дорог — от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны	

трубопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог—от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов—от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и строений — от ближайших выступающих их частей.

2. Под отдельно стоящим зданием или строением следует понимать здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему зданий или сооружений.

4. При соответствующем обосновании допускается сокращать указанные в гр. 3—9 таблицы (за исключением поз. 5, 8, 10, 13—16) и в гр. 2 только для поз. 1—6 расстояния от газопроводов не более, чем на 30 % при условии отнесения участков трубопроводов ко II категории со 100%-ным контролем монтажных сварных соединений рентгеновскими или гамма-лучами и не более, чем на 50 % при отнесении их к категории В, при этом указанные в поз. 3 расстояния допускается сокращать не более, чем на 30 % при условии отнесения участков трубопроводов к категории В.

Указанные в поз. 1, 4 и 10 расстояния для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается сокращать не более, чем на 30 % при условии увеличения номинальной (расчетной) толщины стенки труб на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние.

7. При расположении зданий и сооружений на отметках выше отметок нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается уменьшение указанных в поз. 1, 2, 4 и 10 расстояний до 25 % при условии, что принятые расстояния должны быть не менее 50 м.

9. Для газопроводов, прокладываемых в лесных районах, минимальные расстояния от железных и автомобильных дорог допускается сокращать на 30 %.

11. Указанные в поз. 7 минимальные расстояния от подводных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

допускается уменьшать до 50 % при укладке этих трубопроводов в стальных футлярах.

12. Газопроводы и другие объекты, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, должны располагаться за пределами полос воздушных подходов к аэродромам и вертодромам.

13. Знак «-» в таблице означает, что расстояние не регламентируется.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица

Допустимые радиусы изгиба трубопровода (СНиП III-42-80*)

Диаметр трубопрово дов, мм	Минимально допустимые радиусы упругого изгиба трубопровода, м	Диаметр трубопровода в, мм	Минимально допустимые радиусы упругого изгиба трубопровода, м
1400	1400	600	600
1200	1200	500	500
1000	1000	400	400
800	800	300	300
700	700	200	200

Бланк лабораторного задания

$$T_1 = R_1 \cdot \operatorname{tg} \frac{\Theta_1}{2} =$$

$$K_1 = R_1 \cdot \frac{\pi \cdot \Theta_1}{180^\circ} =$$

$$\mathcal{D}_1 = 2T - K =$$

$$B_1 = R_1 \left(\operatorname{Sec} \frac{\Theta_1}{2} - 1 \right) =$$

$$PK_{HK_1} = PK_{BV_1} - T =$$

$$PK_{KK_1} = PK_{HK_1} + K =$$

$$PK_{CK_1} = PK_{HK_1} + \frac{K_1}{2} =$$

$$\text{Контроль: } KK_1 = PK_{BV_1} + T_1 - \mathcal{D}_1 =$$

$$P_1 = HK_1 - HT =$$

$$P_2 = HK_2 - KK_1 =$$

$$P_3 = HK_3 - KK_2 =$$

$$S_1 = УГ1 - HT =$$

$$S_2 = УГ2 - УГ1 + \mathcal{D}_1 =$$

$$S_3 = УГ3 - УГ2 + \mathcal{D}_2 =$$

$$S_4 = KT - YI\mathfrak{Z} + \mathcal{D}_3 =$$

$$\alpha_n = \alpha_{n-1} + \Theta_n = \qquad \text{или} \quad \alpha_n = \alpha_{n-1} - \Theta_{\mathcal{L}} =$$

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические рекомендации
к практическим занятиям
для дисциплины
Сооружение и ремонт технологических объектов трубопроводного
транспорта
для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Ставрополь, 2017

Практическое занятие № 1 Теплофизические свойства нефтепродуктов

Цель: Изучение теплофизических свойств нефтепродуктов

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Теплофизические свойства нефтепродуктов необходимо правильно определять для последующих расчетов при разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

1.1. **Плотность** нефтепродуктов ρ в зависимости от химического состава и температуры изменяется в пределах 1000-1100 кг/м³. Пересчет плотности с одной температуры на другую может проводиться по формулам:

$$\rho_m = \rho_{293} + \xi (293 - T), \quad (1)$$

Менделеева

$$\rho_m = \rho_{293} / [1 + \beta (T - 293)], \quad (2)$$

где ρ_m , ρ_{293} – плотность нефтепродукта соответственно при температурах T и 293K; β – коэффициент объемного расширения (табл.11.1); ξ – температурная поправка, находится по таблице или рассчитывается по формуле

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}. \quad (3)$$

1.2. **Вязкость** нефтепродукта ν является одной из наиболее важных свойств, влияющих на гидравлические сопротивления. Зависимость кинематической вязкости от температуры описывается формулами:

Вальтера

$$\lg \lg (\nu + 0,8) = a + b \lg T, \quad (4)$$

где ν – кинематическая вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$; T – абсолютная температура, К; a и b – эмпирические коэффициенты, находятся по формулам:

$$a = \lg \lg (\nu_1 + 0,8) - b \lg T; \quad b = \lg [\lg (\nu_1 + 0,8) / \lg (\nu_2 + 0,8)] / \lg (T_1/T_2),$$

где ν_1 и ν_2 – значения кинематической вязкости при температурах T_1 и T_2 .

Рейнольдса-Филонова

$$\nu = \nu_* \exp [-u (T - T_*)], \quad (5)$$

где u – показатель крутизны вискограммы, $1/\text{К}$; ν_* – кинематическая вязкость при известной температуре T_* .

Таблица 1

Средние температурные поправки, плотность и коэффициент объемного расширения для нефтепродуктов

Плотность ρ_{293} , $\text{кг}/\text{м}^3$	Темпера- турная поправка ξ , $\text{кг}/(\text{м}^3 \text{ К})$	Коэффициент объемного расширения β , $1/\text{К}$	Плотность ρ_{293} , $\text{кг}/\text{м}^3$	Темпера- турная поправка ξ , $\text{кг}/(\text{м}^3 \text{ К})$	Коэффициент объемного расширения β , $1/\text{К}$
1000-1009	0,8910	0,001263	890-899	0,6410	0,0001022
1010-1019	0,884	0,0012210	900-909	0,638	0,000699
1020-1029	0,8100	0,001193	910-919	0,620	0,00061010
1030-1039	0,8510	0,001160	920-929	0,6010	0,000656
1040-1049	0,844	0,001128	930-939	0,594	0,000635
1050-1059	0,831	0,001098	940-949	0,581	0,000615
1060-1069	0,818	0,001068	950-959	0,5610	0,000594
10100-	0,805	0,001039	960-969	0,554	0,0005104
10109	0,1092	0,001010	9100-9109	0,541	0,000555
1080-1089	0,10108	0,000981	980-989	0,528	0,000536
1090-1099	0,1065	0,000952	990-999	0,515	0,000518
800-809	0,1052	0,000924	1000-1009	0,502	0,000499
810-819	0,1038	0,000896	1010-1019	0,489	0,000482
820-829	0,1025	0,000868	1020- 1029	0,4106	0,000464
830-839	0,1012	0,000841	1030-1039	0,463	0,0004410
840-849	0,699	0,000818	1040-1049	0,450	0,000431
850-859	0,686	0,0001093	1050-1059	0,4310	0,000414
860-869	0,6103	0,0001069	1060-1069	0,424	0,000398
8100-8109	0,660	0,0001046	10100-10109	0,411	0,000382
880-889					

- 1.3. **Давление насыщенных паров** P_s для нефтепродуктов в интервале температур $(-30 \div 100)^\circ\text{C}$ при температуре t с достаточной точностью определяется по формуле Рыбакова

$$P_{st} = P_{38} \cdot 10^{(4,6 - 1430/t)}, \quad (6)$$

где P_{38} – давление насыщенных паров нефтепродукта по Рейду.

- 1.4. **Удельная теплоемкость** нефтепродуктов C_p изменяется в пределах $(1600 \div 2500)$ Дж/(кг·К). Для расчетов пользуются формулой Кrego или принимают среднее значение $C_p = 2100$ Дж/(кг·К).

- 1.5. **Коэффициент теплопроводности** нефтепродуктов λ_n изменяется в пределах $0,1 \dots 0,16$ Вт/(м·К). Для температур $(2103 \div 4102)$ К коэффициент теплопроводности определяется по формуле Кrego-Смита или принимается среднее значение $\lambda_n = 0,13$ Вт/(м·К).

Таблица 2
Свойства некоторых нефтепродуктов

Нефть и нефтепродукт	Плотность, кг/м ³ при 20 ⁰ С	Кинематическая вязкость, м ² /с·10 ⁴ при температуре, К										Температура застывания	Содержание, %	
		283	288	293	303	313	323	333	343	353	3103		серы	парафина
1	2	3	4	5	6	10	8	9	10	11	12	13	14	15
Керосин	1080	0,05	-	0,0328	-	0,0250	-	-	-	-	-	213	0,5	-
Дизельное топливо:								-	-	-	-	253	0,5	-
ДЗ	845	0,010	-	0,05	0,031	-	-	-	-	-	-			
ДЛ	835	0,08	-	0,06	0,050	0,045	0,042	-	-	-	-			
ДА	830	0,05	-	0,03	0,0210	0,025	0,024	-	-	-	-			
Мазут:														
флотский	810	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	0,03	2610	0,4	-
Ф-5	2										5		5	
флотский	861	-	-	-	-	-	-	-	-	0,044	0,03	265	0,4	-
Ф-12	0									3	04		1	
М-40	910	-	-	-	8,5	4	2	1,2	0,10	0,510	0,30	288	3,4	-
	0								0	10	0			
М-100	990	-	-	-	-	15	10	3,6	1,6	1,205	0,45	293-298	3,6	-

М-200	100 0	-	-	-	-	30	12	5,8	3	1,629	0,61 8	301- 308	4,5	-
Бензин авиационн ый Б-100	108 5	0,008 5	-	0,001 0	-	0,005 6	-	0,00 46	-	-	-	-	-	-
Бензины автомобиль ные:														
А-102 (л)	103 0	0,006 10	-	0,006 1	0,005 5	0,005 1	-	-	-	-	-	-	-	-
А-106 (л)	108 0	0,006 4	-	0,005 8	0,005 2	0,004 10	-	-	-	-	-	-	-	-
АИ-93	106 0	0,001 0	-	0,006 3	0,005 10	0,005 3	-	-	-	-	-	-	-	-
Реактивное топливо:														
Т-1	800	0,021 0	-	0,018 3	-	0,013 4	-	0,01 05	-	0,008 5	-	-	-	-
ТС-1	101 05	-	-	0,012 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Т-2	105 5	-	-	0,010 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Т-5	845	0,050 3	-	0,038 8	-	0,024 .5	-	0,01 26	-	0,012 6	-	-	-	-
Т-8	810 5	-	-	0,014 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельное топливо	861 0	-	-	-	-	-	-	-	-	0,044 3	0,03 04	-	-	-
Индустриа льн. масла:														
ИС-12	861 0	-.	-	-	-	-	0,126	-	-	-	-	0,036 4	-	-
ИС-20	900	-	-	0,101 30	-	-	0,182	-	-	-	-	0,048 4	-	-
ИС-45	810 5	-	-	2,290 0	-	-	0,423	-	-	-	-	0,081 2	-	-
ИС-20с	881	-	-	10,60 00	-	-	1,524	-	-	-	-	0,208 0	-	-

Трансформаторное масло	881	-	-	0,2810	-	-	0,090	-	-	-	-	0,030	-	-
Масло для гидравлических систем (АТМ- 10)	835,6	-	-	0,218	-	-	0,105	-	-	-	-	0,0410	-	-
Веретенное АУ	848,6	-	-	0,41025	-	-	0,12106	0,0362	-	-	-	-	-	-
Турбинное 22 (л)	896,4	-	-	1,0000	-	-	0,218	0,0598	-	-	-	-	-	-
Турбинное 30(УТ)	-	-	-	1,6100	-	-	0,300	0,0649	-	-	-	-	-	-
Масло моторное: МК-20	898	-	-	-	-	-	1,6100	-	-	-	-	0,2200	-	-
МС-20	899	-	-	13,000	-	-	1,5940	-	-	-	-	0,2160	-	-
АК-10	922,10	-	-	14,200	-	-	0,5500	-	-	-	-	0,10100	-	-
ДС-8	892	-	-	-	-	-	0,4200	-	-	-	-	0,0813	-	-

Практическое занятие №2 Вместимость резервуарного парка нефтебазы

Цель: Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Резервуарные парки являются неотъемлемой частью магистрального трубопровода.

Полезный объем резервуарного парка для *i*-ого нефтепродукта определяется:

- для распределительных железнодорожных нефтебаз

$$V_i = Q_i \cdot T_{\text{ц}} \cdot K_{\text{нц}} \cdot K_{\text{нп}} \cdot (1 + \Delta V_i^{\text{см}} / 100) / 30; \quad (2.1)$$

- для речных перевалочных и распределительных нефтебаз с незамерзающими путями

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i \cdot K_{\text{нп}} \cdot (1 + \Delta V_i^{\text{см}} / 100); \quad (2.2)$$

- для речных нефтебаз с замерзающими путями

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i^{\text{мн}} \cdot (1 + \Delta V_i^{\text{см}} / 100); \quad (2.3)$$

- для трубопроводных нефтебаз

$$V_i = 1,1 \cdot Q_i^{\text{ом}} \cdot K_{\text{нп}} \cdot (1 - Q_i^{\text{ом}} / 81060 \cdot q_{\text{max}}) / N_i, \quad (2.4)$$

где Q_i - среднемесячное потребление *i*-го нефтепродукта, м³; $T_{\text{ц}}$ - продолжительность транспортного цикла поставок нефтепродуктов, сутки (табл. 11.3); $K_{\text{нц}}$ - коэффициент неравномерности подачи цистерн с нефтепродуктом, $K_{\text{нз}} = 1,1 \dots 1,3$; $K_{\text{нп}}$ - коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (табл. 11.4); $Q_i^{\text{мн}}$ - межнавигационная потребность в *i*-ом нефтепродукте; $Q_i^{\text{ом}}$ - объем *i*-го нефтепродукта, отбираемого по отводу, м³/год; N_i - годовое число циклов, с которым работает отвод; q_{max} - максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе, м³/час.

Таблица 3

Зависимость продолжительности транспортного цикла

от удаленности поставщика

Расстояние до поставщика, км	400	600	800	1000	1200	1600	2000	2600
T_u , сутки	10	9	11	13	14	15	110	20

Таблица 4

Коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов

Характеристика районов потребления	K_{nn}	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Промышленные города	1,0	1,3
Промышленные районы, где доля потребления промышленностью составляет:		
100%	1,2	1,8
30%	1,5	2,0
Сельскохозяйственные районы	1,10	2,5

Для более точного определения вместимости резервуарного парка нефтебазы необходимы графики фактического поступления и отгрузки нефтепродуктов за 2-3 года с учетом страхового запаса. Тогда необходимый объем резервуаров находится для каждого нефтепродукта

$$V_i = Q_i^{год} \cdot (\Delta V_i^{max} - \Delta V_i^{min} + \Delta V_i^{cm}) / 100, \quad (2.5)$$

где $Q_i^{год}$ – годовая реализация i-го нефтепродукта, м³; ΔV_i^{min} , ΔV_i^{max} – минимальные и максимальные остатки i-го нефтепродукта за год, %; ΔV_i^{cm} – страховой запас i-го нефтепродукта, %.

Нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз зависят от географического месторасположения, транспортных связей и принимаются в процентах от среднемесячной потребности нефтепродуктов (табл. 5).

Таблица 5

Нормы страхового запаса нефтепродуктов

Тип нефтебазы	Месторасположение	Норма запаса, %
Железнодорожные, водные (незамерзающие пути)	Южнее 60° северной широты в европейской части страны	до 20
	Севернее 60° северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале и Дальнем востоке	до 50
Водные	-	до 50

(замерзающие пути)		
--------------------	--	--

Для каждого нефтепродукта должно предусматриваться не менее двух резервуаров.

Геометрический объем резервуара определяется:

$$V_{pi} = V_i / k_u, \quad (2.6)$$

где k_u – коэффициент использования резервуара, принимается по табл. 6.

Таблица 6

Рекомендуемые значения коэффициента использования

Емкость резервуара, м ³	Значение k_u для типа резервуара		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5000 включительно	0,85	0,81	0,80
От 10000 до 30000	0,88	0,84	0,83

Примеры расчетов

Пример 1. Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы по бензину А- 93 при заданном графике поступления и отгрузки (в процентах от годовой реализации):

Показатели	Значение показателя, %												
	месяц												
	1	2	3	4	5	6	10	8	9	10	11	12	всего
Поступление	13	14	11	10	4	3	4	6	8	9	10	11	100
Отгрузка	2	4	6	6	10	13	15	13	12	11	6	5	100

Среднемесячное потребление бензина составляет 1000 м³.

Решение

1. Рассчитываются месячные остатки и их сумма нарастающим итогом:

Показатели	Значение показателя, %											
	месяц											
	1	2	3	4	5	6	10	8	9	10	11	12
Месячный остаток	11	10	5	1	-3	-10	-11	-10	-4	-2	4	6
Сумма месячных остатков	11	21	26	210	24	14	3	-4	-8	-10	-6	0

2. Величина страхового запаса нефтепродукта принимается 10% от

среднемесячного потребления $\Delta V_i^{cm} = 10\%$.

3. Необходимый полезный объем резервуаров находится по формуле (2.5) и с учетом того, что $\Delta V_i^{min} = -10\%$, $\Delta V_i^{max} = 210\%$, определится:
 $V_i = 12000 \cdot [210 - (-10) + 10] : 100 = 5640 \text{ м}^3$

4. Принимается два резервуара типа РВС- 5000. Тогда необходимый геометрический объем резервуаров с учетом коэффициента использования емкости $k_u = 0,85$ составит
 $V_{pi} = V_i / k_u = 5640 / 0,85 = 6635,3 \text{ м}^3$.

Пример 11.2. Определить необходимый полезный объем резервуарного парка речной перевалочной нефтебазы, расположенной южнее 60^0 северной широты в районе, где промышленность потребляет 50% нефтепродуктов. Среднемесячное потребление дизельного топлива составляет 10000 м^3 .

Решение

1. По таблице 11.4 методом интерполяции находится значение $k_{nn} = 1,35$.
2. По формуле (11.2.2), принимая $\Delta V_i^{cm} = 15\%$, находится значение полезного объема резервуарного парка для дизельного топлива
 $V_{dm} = 1,15 \cdot 10\,000 \cdot 1,35 \cdot (1 + 15 / 100) = 12\,491,6 \text{ м}^3$.

Практическое занятие № 3 Расчет количества сливо-наливных устройств

Цель: Рассчитать количество сливо-наливных устройств для различных видов транспорта нефтепродуктов

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Транспортировка нефти и нефтепродуктов осуществляется различными способами и расчет сливо-наливных устройств является важным звеном.

При доставке нефтепродуктов *железнодорожным транспортом* число маршрутов, прибывающих на нефтебазу за сутки, рассчитывается по формуле:

$$N = \frac{G_{сут}}{G_{марш}}, \quad (3.1)$$

где $G_{сут}$ - суточный грузооборот нефтебазы; $G_{марш}$ - грузоподъемность одного маршрута.

Суточный грузооборот

$$G_{сут.} = \frac{G_{год}}{365} \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (3.2)$$

Годовой грузооборот нефтебазы

$$G_{год} = V_{пл} \cdot k_{об}, \quad (3.3)$$

где $k_{об}$ – коэффициент оборачиваемости нефтебазы; k_1 – коэффициент неравномерности завоза и вывоза нефтепродукта, принимается равным $1 \div 2$; k_2 – коэффициент неравномерности подачи железнодорожных цистерн, принимается > 1 .

Грузоподъемность маршрута в каждом конкретном случае согласовывается с Министерством путей сообщения, но не превышает $3 \div 4$ тыс. тонн.

Необходимое число эстакад определяют по формуле

$$\vartheta = \frac{N_m \cdot \tau_{\vartheta}}{24}, \quad (3.4)$$

где τ_{ϑ} – время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн, и приготовление маршрута на станции, ч.

Время сливно-наливных операций регламентируется «Правилами перевозок жидких грузов наливом в вагонах-цистернах и бункерных полувагонах». В немеханизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродуктов проводят для всей одновременно поданной партии цистерн, двухосных цистерн и бункерных полувагонов – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – 3 ч. Слив независимо от рода нефтепродуктов также проводят для всей одновременно поданной партии цистерн: из двухосных цистерн – 2 ч, четырехосных (и более) цистерн – 4 ч. В механизированных пунктах налив независимо от рода нефтепродукта и грузоподъемности цистерн и бункерных полувагонов осуществляют за 2 ч; слив из двухосных цистерн и бункерных полувагонов – за 1 ч 15 мин, из четырехосных (и более) цистерн и бункерных полувагонов – за 2 ч.

На нефтебазах при маршрутном сливе-наливом нефтепродукта количество сливно-наливных устройств принимается в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов по табл. 10.

Таблица 10

Рекомендуемое количество сливно-наливных устройств

Количество маршрутов	Количество сливно-наливных устройств	Примечание
от 0,35 до 1 включительно	на 1/3 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 1 до 3 включительно	на 1/2 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 3 до 6 включительно	на 1 маршрут	Перевалочная нефтебаза

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами в величину τ_{ϑ} входит время, требуемое для их разогрева.

В зависимости от выполняемых операции железнодорожные эстакады делятся на наливные (НС) (табл.8) и комбинированные (КС) (табл. 9)

Таблица 8

Основные данные эстакад для налива в железнодорожные цистерны

Показатели	НС-2	НС-3	НС-4	НС-5	НС-6	НС-10	НС-8	НС-9	НС-10
Длина эстакады, м	102	108	144	180	216	252	288	324	360
Число средних звеньев	-	1	2	3	4	5	6	10	8
Число стояков: при 3 коллекторах при 4 коллекторах	34 44	52 68	100 92	88 116	106 140	124 164	142 188	160 212	1108 236
Число 4-хосных цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	11100	1540	1910	2280	2650	3010	3380	31050

Таблица 9

Основные сведения об эстакадах для слива и налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны

Показатели	КС-2	КС-3	КС-4	КС-5	КС-6	КС-10	КС-8	КС-9	КС-10
Длина эстакады, м	102	108	144	180	216	252	288	324	360
Число средних звеньев	-	1	2	3	4	5	6	10	8
Число одновременно сливаемых (наливаемых) цистерн	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Грузоподъемность маршрута (по бензину), т	800	11100	1540	1910	2280	2650	3010	3380	31050

Длина железнодорожной эстакады рассчитывается как сумма длин цистерн одного вида плюс 30 м на тупик для расцепки (в целях пожаро-безопасности):

$$l_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n a_i l_i, \quad (3.5)$$

где a_i – количество цистерн одного типа; l_i – длина цистерны одного типа.

Характеристика железнодорожных цистерн дана в табл. 10

Таблица 10

Техническая характеристика железнодорожных цистерн

Груз	Модель цистерны	Параметры котла			
		Вместимость, м ³		Диаметр, м	Длина, м
		полная	полезная		
Бензин и светлые нефте-продукты	15-890	61,2	60,0	2,8	10,300
	15-892				
	15-894				
	15-1443	103,1	101,10	3,0	10,10100
	15-14210				
	15-1428				
	15-15410	85,6	83,9	3,2	11,194
Вязкие нефтепро-дукты	15-8101	140,0	1310,2	3,0	19,990
	15-1500	161,6	156,2	3,2	20,650
	15-8910	62,3	60,3	2,8	10,520
	15-1566	103,2	100,0	3,0	10,10100

При перевозке нефтепродуктов *водным транспортом* число причалов определяют по формуле

$$n_{II} = \frac{\sum \tau_i G_{\text{зод}} K_n}{\tau_{\text{нав}} q_c}, \quad (3.6)$$

где $\sum \tau_i$ – суммарное время пребывания судна у причала; $G_{\text{зод}}$ – количество завожимых (вывозимых) нефтегрузов за навигационный период $\tau_{\text{нав}}$; K_n – коэффициент неравномерности завоза (вывоза), изменяющийся в зависимости от условий судоходства в пределах 1,2...2; q_c – средний тоннаж нефтеналивных судов.

Время пребывания судна у причала включает в себя время, затрачиваемое на следующие операции:

- подготовительные операции (подход, швартовка, соединение с береговыми трубопроводами): $\tau_1 = 0,5...2$ ч;
- выгрузка (загрузка) нефтепродукта:

$$\tau_2 = \begin{cases} K \cdot q_c / q_n & \text{– при выгрузке} \\ q_c / q_n & \text{– при загрузке} \end{cases} \quad (3.10)$$

где K – коэффициент, показывающий, какая часть наливного груза откачивается грузовыми насосами (для маловязких нефтепродуктов $K=0,25...0,910$, для вязких $K=0,92...0,95$); q_n – производительность насосной установки;

- зачистка судна от остатков при выгрузке:

$$\tau_3 = \frac{(1-K) \cdot q_c}{q_3}, \quad (3.8)$$

где q_3 – подача зачистных насосов;

- подогрев вязких нефтепродуктов перед выгрузкой: τ_4 задается или выбирается в каждом конкретном случае;
 - разъединение трубопроводов и расчалка $\tau_5 = 0,5...1$ ч.
- Данные о нефтеналивных судах приведены в табл.11, 12, 13, 14.

Таблица 11

Основные показатели морских танкеров

Показатели	«Олег Кошевой»	«Казбек»	«Прага»	«Лисичанск»	«София»	«Крым»
Дедвейт, т	4696	11800	301020	34640	493100	150000
Техническая скорость, км/ч	18,5	23,10	34,6	33,1	31,5	31,5
Число насосов	2	4	3	3	4	3
Подача насоса, м ³ /ч	500	250	1050	1100	1050	5000
Напор грузового насоса, м	100	100	80	100	100	80
Размеры, м:						
длина	123,5	145,5	202,8	195,0	230,6	295,5
ширина	16,0	19,2	25,8	210,0	31,0	45,0
осадка с грузом	4,3	8,5	10,4	10,10	11,0	110,0

Таблица 12

Основные показатели речных танкеров и нефтерудовозов

Показатели	Номер проекта					
	11054А	P1010	1553	558	151010	5810
Грузоподъемность, т	1000	2150	21000	4 5000	4800	3000
Грузовые насосы:						
марка	ЦСП-510	ЦСП-510	8НДВ	10НД-6х1	10НД-6х1	6НДВБ
число	2	2	2	2	2	2
подача, м ³ /ч	130	148/104	500	500	500	360
напор, м	55	101,5/143	33	55	55	410
Размеры, м:						
длина	86,10	108,8	119,9	132,6	132,6	110,2
ширина	12,99	15,10	13,42	16,105	16,90	13,40
осадка с грузом	1,6	2,5	3,5	3,6	3,5	3,3

Таблица 13

Основные данные малотоннажных речных танкеров

Показатели	Номер проекта			
	P42	1095	868	866
Класс перевозимого нефтепродукта	I, II, III, IV	I, II, III, IV	I, II, III, IV	III, IV
Грузоподъемность, т	600	150	150	600
Число цистерн	5	4	4	5
Грузовой насос для вязких нефтепродуктов: тип	НВВ-55	P3-30	ЭМН-11/I-II	НВВ55 (ЭМН-ИД-II)
число	1	1	1	2(1)
подача, м ³ /ч	45	18	45	50 (43)
напор, м	80	35	80	40 (80)
Грузовой насос для светлых нефтепродуктов тип	ЦСП-510	СЦЛ-20-24а	СЦЛ-20-24	-
число	2	2	2	-
подача, м ³ /ч	65	30-40	30-40	-
напор, м	НО	65-40	65-40	-
Размеры, м:				
длина	66,0	50,1	43,1	65,6
ширина	9,54	8,84	10,4	9,6
осадка с грузом	2,08	0,9	1,15	1,88

Таблица 14

Основные показатели нефтеналивных барж

Показатели	Номер проекта и тип баржи								
	P210	168Б	459Н	428	403Б	248 А	504	«Великан»	«Алдан»
Класс перевозимого нефтепродукта	III, IV	I, II	I, II	I, II, III	I	I	I	II, III, IV	IV

Грузоподъем- ность, т	3000	3909	2050	6000	3100 0	200	40	111050	10000
Подача, м ³ /ч:									
погрузки	1000	1000	1200	1000	1000	-	-	1200	1200
выгрузки	800	800	800	1000	800	-	-	600	600
Размеры, м:									
длина	111,2	109,0	108,35	1310,10	110,8	40,65	25,9	11010,5	165,4
ширина	20,5	16,48	14,44	19,5	16,48	10,33	5,63	24,6	22,6
осадка грузом	с 2,6	2,9	2,28	3,05	2,85	1,11	0,105	3,6	35,6

При поставках нефтепродуктов **автомобильным транспортом** расчетное количество наливных устройств, станции налива определяется для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле

$$n_{ny} = \frac{G_{сутi} K_{нв}}{\rho_i \cdot q_{ny} \cdot K_u \cdot \tau_{рн}}, \quad (3.9)$$

где $G_{сутi}$ – среднее суточное потребление i -го нефтепродукта плотностью ρ_i ; $K_{нв}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов; q_{ny} – расчетная производительность наливных устройств, м³/ч; K_u – коэффициент использования наливных устройств, $K_u = 0,10$; $\tau_{рн}$ – количество часов работы наливных устройств в сутки.

Характеристики автоцистерн представлены в таблице 15.

Таблица 15

Технические характеристики некоторых автомобилей-цистерн для транспортировки светлых нефтепродуктов

Показатель	АЦМ-4-1510К	АЦ-4-131	АЦ-4,3-131	АЦ-5,5-4320	АЦ-8,5-255Б	АЦ-9,5-255Б	АЦ-10-260
1	2	3	4	5	6	10	8
Базовое шасси	ЗИЛ-1510К	ЗИЛ-131	ЗИЛ-131	Урал-4320	КрАЗ-255Б	КрАЗ-255Б	КрАЗ-260
Габаритные размеры:							
длина	61054	6856	6856	10684	81095	8990	9260
ширина	2268	2455	2455	2550	21055	21050	21022
высота	14910	2480	2480	2680	3250	3165	3230
Вместимость цистерны, м ³ :							
эксплуатационная	4,0	4,1	4,4	5,5	8,5	9,5	10,0

геометрическая	4,080	4,220	4,320	5,620	8,1030	91000	10,369
Время заполнения цистерны с помощью своего насоса, мин.	12	12	12	18	22	20	22
Время слива нефтепродукта из цистерны, мин:							
с помощью своего насоса	10	12	12	18	10	12	11
самотеком	15	8	8	15	40	30	45
Цистерна:							
форма	Эллиптическая						
Размеры цистерны, мм:							
длина	2620	2625	21035	3680	3830	4030	4300
малая ось эллипса	950	1050	1100	1200	1220	1240	1630
большая ось эллипса	2100	1000	1900	2050	21100	21100	21100
толщина обечайки	3	3	4	3	3	3	3
толщина днища	4	4	6	4	4	4	4
Материал	Ст3	Ст3	АМг-3М	АМг-3М	Ст3	Ст3	Ст3
Тип покрытия	Металлизация цинком		-	-	Металлизация цинком		

1	2	3	4	5	6	10	8
Толщина покрытия, мкм	80...1100	80...1100	-	-	80...1100	80...1100	80...1100
Горловина цистерны: количество, шт.	1	1	1	1	1	1	1
диаметр, мм	600	600	600	600	640	1000	1600
Диаметр наливного люка, мм	300	300	300	300	300	300	300
Насос:							
марка	СВН-80	СВН-80	СВН-80	СВН-80	СЦН-60	СЦН-60М	СЦН-60М
подача, м ³ /ч	30	30	30	30	60	105	105
Рукава:							
длина, м	3;9	3;9	3;9	3;9	3; 4,25	3	3;9
диаметр, мм	65;	105; 38	105;	105;38	105; 105	105	105; 38
количество, шт.	25	3;2	38	3;2	1;2	2	2; 1
тип разъемного	3;2	ТК-105	3;2	ТК-	ТК-105	ТК-105	ТК-105

соединения	ТК-105		ТК-105	105			
Дыхательный клапан (давления):	РС-25	РС-38	РС-38	РС-38	ТК-105	РС-38	-
тип	Шариковый		Комбинированный		Механ., пружинный	Тарельчатый	
количество, шт.	2	1	1	1	1	1	2
регулируемое давление, МПа	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,01
Дыхательный клапан (вакуума):					Механ., пружин.		
тип	-	-	-	-	1	-	-
количество, шт.	-	-	-	-	1	-	-
регулируемое разрежение, МПа	-	-	-	-	0,005	-	-

Примеры расчетов

Пример 3. Определить количество сливо-наливных устройств и выбрать тип эстакады для приема 20 000 т дизельного топлива в год на нефтебазе, расположенной в сельхозрайоне. Плотность дизтоплива принять равной 0,84 т/м³.

Решение

1. Принимаем $K_{нц} = 1,2$. По табл. 11.4 находим $K_{нц} = 1,10$.

2. Среднесуточный грузооборот дизтоплива по формуле (11.2.1)

$$G_{сут} = \frac{200000 \cdot 1,2 \cdot 1,7}{365} = 1177,8 \text{ т/сут.}$$

3. Полагая грузоподъемность маршрута равной $G_m = 2000$ т, находим расчетное число маршрутов по формуле (11.2.2)

$$N_m = \frac{1177,8}{2000} = 0,599 \text{ (1/сут.).}$$

4. Время занятия эстакады маршрутом в наихудшем случае (четырёхосные цистерны модели 15–1500) составляет 2 часа. Поэтому необходимое число эстакад по формуле (11.2.3)

$$\vartheta = \frac{0,599 \cdot 2}{24} = 0,0499 \approx 1$$

5. Так как $0,35 < 0,599 < 1$, то в соответствии с табл. 11.10 количество сливо-наливных устройств должно обеспечивать одновременный слив 1/3 маршрута, т.е. в наихудшем случае (модель цистерн 15–890)

$$n_y = \frac{1}{3} \cdot \frac{11778}{0,84 \cdot 60} = 7,9 \approx 8$$

6. Поскольку в сутки на нефтебазу поступает 111010,8 т дизтоплива, что больше, чем 1000 т, то эстакада должна быть двусторонней. По табл. 11.9 выбираем тип эстакады КС–2.

Пример 4. Определить число причалов при грузообороте $G_{\text{год}} = 3 \cdot 10^6$ т/год. Нефтепродукт плотностью $\rho = 850$ кг/м³ перевозят танкерами средним тоннажем $q_c = 2 \cdot 10^4$ в течение навигационного периода продолжительностью $T = 200$ сут. Танкеры оборудованы грузовыми насосами с суммарной подачей $q_n = 2000$ м³/ч. Зачистные насосы имеют подачу $q_z = 200$ м³/ч. Коэффициент неравномерности прибытия танкеров $K_n = 1,5$. Подогрева нефтепродукта перед сливом не требуется ($\tau_4 = 0$).

Решение

1. Принимаем время на подготовительные операции $\tau_1 = 2$ ч и время на расчалку $\tau_5 = 1$ ч.

2. Время работы грузовых насосов по формуле (11.2.5а)

$$\tau_2 = \frac{0,95 \cdot 20000}{0,850 \cdot 2000} = 11,2 \text{ ч.}$$

Принято, что 95% груза откачивается грузовыми насосами ($K = 0,95$).

3. Продолжительность процесса зачистки по формуле (11.2.6)

$$\tau_3 = \frac{(1 - 0,95) \cdot 20000}{0,85 \cdot 200} = 5,9 \text{ ч.}$$

4. Продолжительность пребывания танкера у причала

$$\tau_2 = 2 + 11,2 + 5,9 + 0 + 1 = 20,1 \text{ ч.}$$

5. Необходимое число причалов по формуле (11.2.5)

$$n_{\Pi} = \frac{20,1 \cdot 3 \cdot 10^6 \cdot 1,5}{200 \cdot 24 \cdot 2 \cdot 10^4} = 0,94$$

т.е. достаточно одного причала.

Пример 5. Определить количество наливных устройств для налива в автоцистерны 300 т/сут дизтоплива плотностью 850 кг/м³. Станция налива расположена в промышленном районе и работает 8 часов в сутки.

Решение

1. По табл. 9.4 находим величину коэффициента $K_{нц} = 1,1$.

2. Полагая расчетную производительность наливных устройств равной 50 м³/ч, по формуле (11.2.10) находим

$$n_{н.у} = \frac{300 \cdot 1,1}{0,85 \cdot 50 \cdot 0,7 \cdot 8} = 1,39$$

Округляя в большую сторону, принимаем к строительству 2 наливных устройства.

Практическое занятие № 4 Самотечный слив и налив нефтепродуктов

Цель: Определить время слива нефтепродуктов при турбулентном и ламинарном режимах течения.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Определение времени слива и налива нефтепродуктов необходимо для корректировке технологических процессов при транспорте и хранении углеводородного сырья.

.4.1. Турбулентный режим истечения

Если слив из цистерны происходит при турбулентном режиме течения (параметр Рейнольдса >2000), то время слива определяется по формуле:

$$\tau_T = \tau_0 \left[\left(\frac{2}{k^2} - 1 \right) E \left(k, \frac{\pi}{2} \right) - \left(\frac{2}{k^2} - 2 \right) F \left(k, \frac{\pi}{2} \right) \right], \quad (4.1)$$

где F -эллиптический интеграл первого рода; E -эллиптический интеграл второго рода.

Эллиптические интегралы F и E берутся при модуле $k = \sqrt{\frac{aD}{b}}$ и амплитуде $\frac{\pi}{2}$. Значения τ_0 , a и b определяются по формулам, приведенным в табл. 18.

В формулах приняты следующие обозначения:

μ - коэффициент расхода; f - площадь поперечного сечения трубопровода; d -диаметр сливного трубопровода; D_1 - диаметр котла цистерны; D_2 - диаметр горизонтального резервуара-приемника; L_1 - длина котла цистерны; L_2 - длина горизонтального резервуара-приемника; F_2 - площадь зеркала нефтепродукта в вертикальном резервуаре – приемнике.

Время слива при турбулентном режиме истечения можно определить по упрощенной формуле:

$$\tau_T = \frac{3\pi}{8k_c} \tau_0 (1 - \sqrt{1 - k^2}) , \quad (4.2)$$

где k_c –коэффициент, определяемый по графику (рис. 1).

Коэффициент расхода при сливе под уровень жидкости определяется по формуле:

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{\lambda \frac{l}{d} + \sum \zeta}} ; \quad (4.3)$$

при сливе в атмосферу через сливной трубопровод или непосредственно через патрубок коэффициент расхода

$$\mu_0 = \frac{1}{\sqrt{1 + \lambda \frac{l}{d} + \sum \zeta}} , \quad (4.4)$$

где λ -коэффициент гидравлического сопротивления; l -длина трубопровода; d -диаметр трубопровода; $\sum \zeta$ -сумма коэффициентов местных сопротивлений трубопровода и сливного прибора.

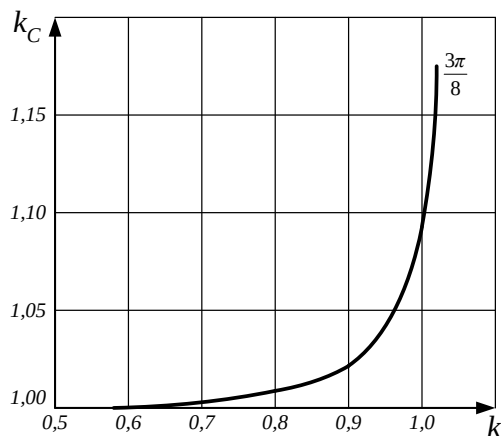


Рис.1. Кривая зависимости коэффициента k_c от k .

Коэффициент гидравлического сопротивления λ при турбулентном режиме истечения изменяется в сравнительно узких пределах. Поэтому определение коэффициента расхода производится в следующем порядке. Так как истечение нефтепродукта из цистерны при турбулентном режиме происходит, как правило, в области действия закона Блазиуса, задаются

значением λ в пределах 0,0110-0,042 и подставляют в формулу. Затем определяют начальную ω_n и конечную ω_k скорости истечения нефтепродукта из цистерны по формулам:

$$\begin{aligned}\omega_n &= \mu \sqrt{2g(H + D_1 - z_2^0)} \\ \omega_k &= \mu \sqrt{2g(H - z_{2k})}\end{aligned}, \quad (4.5)$$

где z_2^0 - возможный уровень нефтепродукта над концом сливного трубопровода в резервуаре – приемнике в начале слива; z_{2k} - тот же уровень в конце слива.

По найденным скоростям истечения определяют начальное и конечное значения параметра Рейнольдса, и по формуле Блазиуса подсчитывают λ_n и λ_k . Принятая в начале величина λ должна соответствовать среднеарифметическому λ_n и λ_k .

Когда слив нефтепродукта начинается при наличии z_2^0 , значение H – уменьшается на эту величину.

Значения коэффициентов местного сопротивления при турбулентном режиме можно принимать по табл. 16.

Таблица 16

Коэффициенты местных сопротивлений при турбулентном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,50
Вход в трубу, если она вдаётся внутрь резервуара	1,00
Угольник с углом поворота 45°	0,44
Угольник с углом поворота 90°	1,32
Тройник	0,32
Задвижка открытая	0,15
Фильтр для светлых нефтепродуктов	1,100
Фильтр для темных нефтепродуктов	2,20
Колено плавное с углом поворота 90°	0,23
Плавный переход	0,26
Внезапное расширение потока	1,00

Гидравлическое сопротивление шлангов учитывается в формуле для потери напора коэффициентом $\lambda_{шл}=0,10$.

4.2. Ламинарный режим истечения

Время слива при ламинарном режиме истечения определяется по основной формуле:

$$\tau_e = A \left\{ \frac{\pi \nu \alpha}{d} \left[\frac{2-k^2}{2k^2} - \frac{\sqrt{1-k^2}}{k^2} \right] + \frac{2}{3} \beta \sqrt{2gb} \right\} \cdot \left[\left(\frac{2}{k^2} - 1 \right) E \left(k, \frac{\pi}{2} \right) - \left(\frac{2}{k^2} - 2 \right) F \left(k, \frac{\pi}{2} \right) \right] \quad (4.6)$$

или по упрощенной формуле

$$\tau_n = \frac{\pi}{4k_c} A \left[\frac{\nu \alpha}{2d} \ln \frac{1}{1-k^2} + \beta \sqrt{2gb(1-\sqrt{1-k^2})} \right] \quad (4.10)$$

Здесь ν - коэффициент кинематической вязкости нефтепродукта. Коэффициенты α и β для ламинарного режима связаны с приведенной

длиной трубопровода и параметром Рейнольдса следующим образом:

$$\frac{l_{np}}{d} = \alpha + \beta Re_T, \quad (4.8)$$

где приведенная длина трубопровода l_{np} есть сумма геометрической длины трубопровода l и длины, эквивалентной местным сопротивлениям l_m :

$$l_{np} = l + l_m = l + \frac{d}{\lambda} \sum \zeta, \quad (4.9)$$

а теоретический параметр Рейнольдса

$$Re_T = \frac{Re}{\mu} \quad (4.10)$$

Если теперь построить график уравнения (11.4.10) в координатах $\frac{l_{np}}{d} - Re_T$, то прямая отсечет на оси $\frac{l_{np}}{d}$ отрезок α , равный геометрической длине трубопровода l , выраженной числом диаметров трубопровода: $\alpha = \frac{l}{d}$. Тангенс угла наклона прямой выражается величиной β :

$$\beta = \frac{l_{np} - l}{d Re_T} = \frac{\sum \zeta}{\lambda Re_T}.$$

Таким образом, величина α определяется геометрическими размерами трубопровода, а β - числом и характером местных сопротивлений трубопровода.

При ламинарном режиме течения местные сопротивления зависят не только от их типа, но и от числа Рейнольдса. Коэффициенты местных сопротивлений ζ при $Re=2000$ можно принимать по таблице 110.

Таблица 110

Коэффициенты местных сопротивлений при ламинарном режиме

Наименование сопротивления	ζ
Вход в трубу с острыми краями	0,105
Вход в трубу, если она вдается внутрь резервуара	1,50
Угольник с углом поворота 45°	0,100
Угольник с углом поворота 90°	1,60

Тройник	0,38
Задвижка открытая	0,19
Колено плавное с углом поворота 90°	0,210
Плавный переход	0,30
Внезапное расширение потока	1,1010

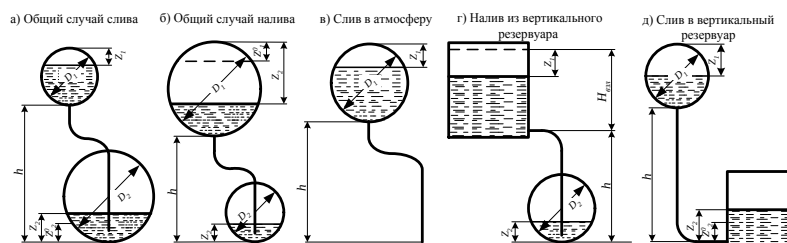


Рис. 2. Схемы самотечного слива и налива

Таблица 18

Расчетные формулы для различных случаев самотечного налива и слива нефтепродукта

а) $\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu fa\sqrt{2g}}$ $A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$ $a = 1 + \frac{D_1L_1}{D_2L_2}$ $b = H + D_1 - z_2^0$ $k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$ $\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	б) $\tau_0 = \frac{4L_2D_2\sqrt{b}}{3\mu fa\sqrt{2g}}$ $A = \frac{256L_2D_2}{\pi g d^2 a}$ $a = 1 + \frac{D_2L_2}{D_1L_1}$ $b = H + H_{\text{взл}}$ $k = \sqrt{\frac{aD_2}{b}}$ $\chi_{KP} = \frac{z_{2KP}}{D_2}$	в) $\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$ $A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2}$ $a = 1$ $b = H + D_1$ $k = \sqrt{\frac{D_1}{b}}$ $\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	г) $\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$ $A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$ $a = 1 + \frac{\pi D_1L_1}{4F_2}$ $b = H + D_1 - z_2^0$ $k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$ $\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$	д) $\tau_0 = \frac{4L_1D_1\sqrt{b}}{3\mu a\sqrt{2g}}$ $A = \frac{256L_1D_1}{\pi g d^2 a}$ $a = 1 + \frac{\pi D_1L_1}{4F_2}$ $b = H + D_1 - z_2^0$ $k = \sqrt{\frac{aD_1}{b}}$ $\chi_{KP} = \frac{z_{1KP}}{D_1}$
---	--	---	--	--

Примеры расчетов

Пример 6. Определить время истечения нефтепродукта с кинематической вязкостью $\nu = 0,2 \text{ см}^2/\text{сек}$ из цистерны диаметром $D_1 = 2,8 \text{ м}$, длиной $10,0 \text{ м}$. Слив происходит с постоянным добавочным напором $H = 3,0 \text{ м}$ (рис 11.2.д).

Площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре-приемнике $F_2 = 30,0 \text{ м}^2$. Диаметр сливного трубопровода $d = 102 \text{ мм}$ длина 30 м . Местные сопротивления: универсальный сливной прибор, плавный переход, две задвижки, три угольника вход в резервуар.

Решение

Убедимся, что в течение всего слива истечение происходит при турбулентном режиме. По табл. 11.16, с учетом того, что сопротивление универсального сливного прибора равно сопротивлению входа в трубу с острыми кромками, имеем:

$$\Sigma \xi = 0,50 + 0,26 + 0,15 \cdot 2 + 1,32 \cdot 3 + 1,0 = 6,02.$$

Принимая коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,032$, определим коэффициент расхода

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{0,032 \frac{30}{0,102} + 6,02}} = 0,256$$

Тогда

$$\omega_H = 0,256 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (3,0 + 2,8)} = 2,74 \text{ м/с};$$

$$\omega_K = 0,256 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 3 - \frac{3,14 \cdot 2,8^2 \cdot 10}{4 \cdot 30}} = 1,93 \text{ м/с}.$$

$$\text{Re}_H = \frac{\omega_H \cdot d}{\nu} = \frac{2,74 \cdot 10,2}{0,2} = 14000$$

$$\text{Re}_K = \frac{1,93 \cdot 10,2}{0,2} = 9850 > 2000$$

Проверим значения коэффициента гидравлического сопротивления по формуле Блазеуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{14000}} = 0,029; \quad \lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{9850}} = 0,037; \quad \lambda_{cp} = 0,033 \approx 0,032.$$

Определим время слива по формулам

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,102^2}{4} = 0,00816 \text{ м}^2;$$

$$a = 1 + \frac{\pi L D_1}{4 F_2^2} = 1 + \frac{3,14 \cdot 10 \cdot 2,8}{4 \cdot 30} = 1,733;$$

$$e = H + D_1 = 3,0 + 2,8 = 5,8 \text{ м};$$

$$\tau_0 = \frac{4 L_1 D_1 \sqrt{e}}{3 \mu f a \sqrt{2g}} = \frac{4 \cdot 10 \cdot 0,28 \sqrt{5,8}}{3 \cdot 0,256 \cdot 0,00816 \cdot 1,733 \sqrt{2 \cdot 9,81}} = 5640 \text{ с};$$

$$\kappa = \sqrt{\frac{a D_1}{e}} = \sqrt{\frac{1,733 \cdot 2,8}{5,8}} = 0,91; \quad \sin \alpha = K = 0,91$$

$$\alpha = 65^\circ 30'.$$

По таблице эллиптических интегралов $E(k; \frac{\pi}{2}) = 1,160$; $F(k; \frac{\pi}{2}) = 2,349$.

$$\tau_T = 5640 \left[\left(\frac{2}{0,91^2} - 1 \right) \cdot 1,16 - \left(\frac{2}{0,91^2} - 2 \right) \cdot 2,349 \right] = 3750 \text{ с}.$$

По упрощенной формуле при $k = 1,023$;

$$\tau_T = \frac{3\pi}{8 \cdot e_c} \tau_0 (1 - \sqrt{1 - k^2});$$

$\kappa_c = 1,203$ [по графику $\kappa_c = f(k)$].

Пример 10. Определить время налива цистерны диаметров $D = 2,8$ м и длиной $L_2 = 10$ м нефтепродуктов вязкостью $\nu = 0,25$ см²/с из резервуара высотой $H_p = 8,2$ м и с площадью зеркала нефтепродукта $F_1 = 90$ м². Разность уровней отпускового отверстия резервуара и нижней образующей котла цистерны $H = 3,3$ м. Трубопровод диаметром $d = 150$ мм и длиной $l = 120$ м. Арматура трубопровода – две задвижки, четыре колена. Налив – под уровень жидкости в цистерне.

Решение

1. Максимальный уровень взлива в резервуаре.

В рассматриваемом случае налив начинается при разности уровней

$$H + H_p = 3,3 + 8,2 = 11,5 \text{ м.}$$

Полагая, что режим истечения будет турбулентным, по табл. 11.16, найдем:

$$\Sigma \xi = 0,5 + 0,15 \cdot 2 + 0,23 \cdot 4 + 1,0 = 2,72.$$

Коэффициент расхода

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{\lambda \frac{l}{d} + \Sigma \xi}} = \frac{1}{\sqrt{0,29 \frac{120}{0,15} + 2,72}} = 0,197$$

$$a = 1 + \frac{\pi L_2 D_2}{4 F_1} = 1 + \frac{3,14 \cdot 10,0 \cdot 2,8}{4 \cdot 90} = 1,244$$

Начальная скорость истечения:

$$\omega_H = \mu \sqrt{2g(H + H_p)} = 0,197 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 11,5} = 2,96 \text{ м/с.}$$

Конечная скорость истечения

$$\omega_K = \mu \sqrt{2g(H + H_p - a \cdot D_2)} = 0,197 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,5 - 2,8 \cdot 1,244)} = 2,47 \text{ м/с.}$$

Соответственно

$$Re_H = \frac{\omega_H d}{\nu} = \frac{296 \cdot 15}{0,25} = 17750;$$

$$\lambda_H = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{17750}} = 0,0280;$$

$$Re_H = 14800;$$

$$\lambda_H = 0,029;$$

$$\epsilon = H + H_p = 11,5 \text{ м; } f = 0,011065 \text{ м}^2;$$

$$\tau_0 = \frac{4 L_2 D_2 \sqrt{\epsilon}}{3 \mu f a \sqrt{2g}} = \frac{4 \cdot 10,0 \cdot 2,8 \sqrt{11,5}}{3 \cdot 0,197 \cdot 0,01765 \cdot 1,244 \sqrt{2 \cdot 9,81}} = 6600 \text{ с;}$$

$$k = \sqrt{\frac{a D_2}{\epsilon}} = \sqrt{\frac{1,244 \cdot 2,8}{11,5}} = 0,550; \quad \sin \alpha = 0,55; \quad \alpha = 33^\circ 20';$$

$$F(k; \frac{\pi}{2}) = 1,716; \quad E(k; \frac{\pi}{2}) = 1,443;$$

Время налива

$$\begin{aligned} \tau_r &= \tau_0 \left[\left(\frac{2}{k^2} - 1 \right) E(k; \frac{\pi}{2}) - \left(\frac{2}{k^2} - 2 \right) F(k; \frac{\pi}{2}) \right] = \\ &= 6600 \left[\left(\frac{2}{0,55^2} - 1 \right) 1,443 - \left(\frac{2}{0,55^2} - 2 \right) 1,716 \right] = 1320 \text{ с.} \end{aligned}$$

$$\text{или } \tau_T = \frac{\pi L_2 D_2}{2 \cdot k_c \cdot \mu \cdot f \cdot a \sqrt{2}} (\sqrt{H + H_{\text{взл}}} - \sqrt{H + H_{\text{взл}} - a \cdot D_2}) =$$

$$\frac{3,14 \cdot 10,0 \cdot 2,8}{2,1 \cdot 0 \cdot 0,197 \cdot 0,1765 \cdot 1,244 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \times$$

$$\times (\sqrt{11,5} - \sqrt{11,5 - 1,244 \cdot 2,8}) = 1320 \text{ с, при } k_c = 1.$$

2. Минимальный взлив в резервуаре.

Минимальный взлив нефтепродукта соответствует случаю, когда над уровнем отпускного отверстия находится объем нефтепродукта, равный объему наливаемой цистерны. При этом

$$H_{\text{взл}} = (a - 1) D_2 = (1,244 - 1) 2,8 = 0,683.$$

Коэффициент расхода

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi}} = \frac{1}{\sqrt{0,037 \frac{120}{0,15} + 2,72}} = 0,177.$$

Скорость истечения

$$\omega_H = \mu \sqrt{2g(H + H_{\text{взл}})} = 0,177 \sqrt{2 \cdot 9,81(3,3 + 0,683)} = 1,56 \text{ м/с,}$$

$$\omega_H = \mu \sqrt{2g(H - D_2)} = 0,177 \sqrt{2 \cdot 9,8(3,3 - 2,8)} = 0,55 \text{ м/с.}$$

Соответственно

$$\text{Re}_H = \frac{\omega_H d}{\nu} = \frac{156 \cdot 15}{0,25} = 9350; \quad \lambda_H = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{9350}} = 0,032;$$

$$\text{Re}_k = 3300; \quad \lambda_k = 0,042; \quad \lambda_{\text{ср}} = 0,037.$$

$$e = H + H_{\text{взл}} = 3,3 + 0,683 = 3,983;$$

$$\tau_0 = \frac{4 \cdot 10,0 \cdot 2,8 \sqrt{3,983}}{3 \cdot 0,177 \cdot 0,01765 \cdot 1,244 \sqrt{2 \cdot 9,81}} = 4320 \text{ с.}$$

$$k = \sqrt{\frac{a D_2}{e}} = \sqrt{\frac{1,244 \cdot 2,8}{3,983}} = 0,935; \quad \sin \alpha = 0,935; \quad \alpha = 69^\circ 10'.$$

$$F(k; \frac{\pi}{2}) = 2,470; \quad E(k; \frac{\pi}{2}) = 1,127.$$

Время налива

$$\tau_T = 4320 \left[\left(\frac{2}{0,935^2} - 1 \right) 1,127 - \left(\frac{2}{0,935^2} - 2 \right) 2,47 \right] = 3200 \text{ с, или при } k_c = 1,03$$

$$\tau_T = \frac{3,14 \cdot 10,0 \cdot 2,8}{2 \cdot 1,03 \cdot 0,177 \cdot 0,01765 \cdot 1,244 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \cdot (\sqrt{3,983} - \sqrt{3,983 - 1,244 \cdot 2,8}) = 3200 \text{ с.}$$

Практическое занятие № 5 Принудительный слив нефтепродуктов из транспортных емкостей

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Принудительный слив применяется при выгрузке нефтепродуктов из нефтеналивных судов и для ускорения слива железнодорожных цистерн.

.5.1. Слив танкеров и барж

При выгрузке нефтепродукта из нефтеналивного судна грузовыми насосами (рис. 11.3) средний расход слива Q_c находится из условия, что заполняется наиболее удаленный от причала резервуар.

Величина Q_c находится решением квадратного уравнения

$$\left[\frac{b}{n_n^2} + \frac{8}{\pi^2 g} \left(\sum_1^{n_1} \lambda_i \frac{l_i}{d_i^5} + \sum_1^{n_2} \frac{\zeta_i}{d_i^4} \right) \right] Q_c^2 - \frac{a}{n_n} Q_c + Z_E - Z_c + H_p - H_0 = 0 \quad (5.1)$$

где H_0 , a , b – коэффициенты, описывающей напорную характеристику грузового насоса; n_n – количество параллельно работающих насосов; λ_i – коэффициент гидравлического сопротивления i -го участка трубопроводной коммуникации, имеющего диаметр d_i и протяженность l_i ; n_1 – число участков разного диаметра; n_2 – число местных сопротивлений; ζ_i – коэффициент местного сопротивления; Z_E , Z_c – нивелирная высота соответственно днища заполняемого резервуара и уровня нефтепродукта в судне; H_p – уровень нефтепродукта в заполняемом резервуаре.

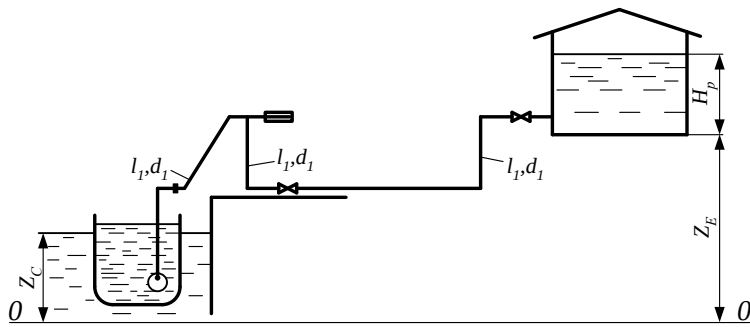


Рис. 3. Схема выгрузки нефтепродукта из нефтеналивного судна

Ориентировочно можно принять Z_c равным высоте нижнего горизонта вод, а H_p – половине высоты резервуара.

Так как λ_i зависит от расхода, то величина Q_c находится методом последовательных приближений. Для облегчения решения данной задачи удобно представить

$$\lambda_i = \lambda_1 \cdot \left(\frac{d_i}{d_1} \right)^m \quad (5.2)$$

где λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления на участке диаметром d_1 .

Соответственно формула (11.5.1) принимает вид:

$$\left[\frac{b}{n_n^2} + \frac{8}{\pi^2 g} \left(\frac{\lambda_1}{d_1^m} \sum_{i=1}^{n_i} \frac{l_i}{d_i^{5-m}} + \sum_{i=1}^{n_i} \frac{\zeta_i}{d_i^4} \right) \right] Q_c^2 - \frac{a}{n_n} Q_c + Z_E - Z_c + H_p - H_0 = 0 \quad (5.3)$$

Подбор зачистных насосов (если их нет на судне) производится по необходимому расходу слива

$$Q_{c,mp} = \frac{V_{сл}}{\tau_{сл}^{треб}} \quad (5.4)$$

и необходимому напору

$$H_c = \frac{8Q_{c,mp}^2}{\pi^2 g} \left(\sum_{i=1}^{n_i} \lambda_i \frac{l_i}{d_i^5} + \sum_{i=1}^{n_i} \frac{\zeta_i}{d_i^4} \right) + Z_E - Z_c + H_p \quad (5.5)$$

где $V_{сл}$ – объем сливаемого нефтепродукта; $\tau_{сл}^{треб}$ – требуемое время слива судна.

Выбор температуры подогрева производится таким образом, чтобы выполнялось неравенство

$$H_{вак} \geq h + h_m + \Delta Z + \frac{P_s}{\rho g} \quad (5.6)$$

где $H_{вак}$ – вакууметрическая высота всасывания насосов; h – потери напора на трение, по длине всасывающего трубопровода; h_m – суммарные потери напора на местных сопротивлениях всасывающего трубопровода; ΔZ – разность нивелирных высот всасывающего патрубка насоса и уровня нефтепродуктов в емкости; P_s – давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре перекачки.

При проектных расчетах ориентировочный внутренний диаметр трубопроводов находится по формуле

$$d_0 = \sqrt{\frac{4Q_c}{\pi W_0}} \quad (5.10)$$

где W_0 – ориентировочная средняя скорость перекачки нефтепродукта (табл. 19).

Найденные ориентировочные значения диаметров округляются в большую сторону до ближайшего значения.

При правильно выбранных размерах трубопроводной коммуникации общее время слива нефтепродуктов должно быть меньше нормативного.

Расчет принудительного нижнего слива железнодорожных цистерн выполняется аналогично, однако, при расчете Q_c по формуле (11.5.3) необходимо учитывать наличие сливного прибора.

Таблица 19

Рекомендуемые значения средней скорости нефтепродуктов

Кинематическая нефтепродукта, мм ² /с	вязкость	Средняя скорость, м/с	
		на линии всасывания	на линии нагнетания
менее 11,5		1,5	2,5
от 11,5 до 210,10		1,3	2,0
от 210,10 до 102,5		1,2	1,5
от 102,5 до 145,9		1,1	1,2
от 145,9 до 438,5		1,0	1,1
от 438,5 до 81010,2		0,8	1,0

Пример 8. Определить время слива нефтепродукта, доставляемого нефтерудовозами 1553 на нефтебазу с грузооборотом 300000 т/год. Длина трубопровода $L = 0,5$ км, плотность $\rho = 850$ кг/м³, кинематическая вязкость $6,5 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Коэффициент неравномерности прибытия танкеров $K_n = 1,10$. Количество причалов – 1. Подогрева нефтепродукта перед сливом не требуется. Местные сопротивления – равнопроходные со сливным трубопроводом ($\sum \zeta_i = 2,6$). Принять $Z_E - Z_C = 5$ м, $H_p = 6$ м.

Решение

1. По табл. 11.12 для заданного типа судна находим $q_c = 21000$ т; $q_n = 500$ м³/ч; тип грузовых насосов – 8НДВ; их число – 2.

2. Из формулы (11.3.6) находим суммарное время пребывания судна у причала

$$\sum \tau_i = \frac{n_{II} \cdot T \cdot q_c}{G_{200} \cdot K_n} = \frac{1 \cdot 210 \cdot 2700}{300000 \cdot 1,7} = 1,11 \text{ сут.} = 26,6 \text{ ч.}$$

3. Принимаем время на подготовительные операции $\tau_1 = 1$ ч; время на расчалку $\tau_5 = 1$ ч. Так как зачистных насосов нефтерудовоз не имеет, то

можно принять $K = 1$ и поэтому $\tau_3 = 0$. Поскольку подогрев нефтепродукта не требуется, то $\tau_4 = 0$.

4. Следовательно, необходимое время выгрузки нефтепродукта

$$\tau_{сн}^{треб} = 26,6 - 1 - 1 = 24,6 \text{ ч.}$$

5. Необходимый расход слива судна по формуле (11.5.4)

$$Q_{с.мп} = \frac{2700 \cdot 10^3}{850 \cdot 24,6} = 129,1 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Так как $Q_{с.мп}$ меньше подачи одного насоса нефтерудовоза, то для выгрузки нефтепродукта достаточно работы одного насоса, т.е. в нашем случае $n_n = 1$.

6. По табл. 11.19 для заданной вязкости нефтепродукта находим его рекомендуемую скорость в трубопроводе $W_0 = 2,5 \text{ м/с}$.

10. Ориентировочный внутренний диаметр сливного трубопровода по формуле (11.5.10)

$$d_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot 129,1}{3600 \cdot 3,14 \cdot 2,5}} = 0,135 \text{ м.}$$

По приложению 20 выбираем стандартный диаметр трубопровода. Так как он будет длительного пользования, то с учётом неизбежной коррозии толщину стенки принимаем $\delta = 10 \text{ мм}$, в этом случае необходимый внутренний диаметр будет обеспечен выбором трубы с $D_n = 0,152 \text{ м}$.

8. Фактический внутренний диаметр сливного трубопровода

$$d = 0,152 - 2 \cdot 0,007 = 0,138 \text{ м.}$$

9. Число Рейнольдса при необходимом расходе слива судна

$$Re = \frac{4 \cdot 129,1}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,138 \cdot 6,5 \cdot 10^{-6}} = 50929$$

10. Чтобы учесть условия работы трубопровода на перспективу, принимаем эквивалентную шероховатость равной $2 \cdot 10^{-4} \text{ м}$ (как для труб бывших в эксплуатации). Соответственно относительная шероховатость, переходные числа Рейнольдса равны

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot 10^{-4}}{0,138} = 1,45 \cdot 10^{-3};$$

$$Re_I = \frac{10}{1,45 \cdot 10^{-3}} = 6897;$$

$$Re_{II} = \frac{500}{1,45 \cdot 10^{-3}} = 344828.$$

11. Так как $Re_I < Re < Re_{II}$, то течение нефтепродукта происходит в зоне смешанного трения турбулентного режима. Поэтому коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(1,45 \cdot 10^{-3} + \frac{68}{50929} \right)^{0,25} = 0,0253.$$

12. Напор, необходимый для слива нефтепродукта, по формуле (11.5.5)

$$H_c = \frac{8 \cdot 129,1^2}{(3600 \cdot 3,14)^2 \cdot 9,81} \cdot \left(0,0253 \cdot \frac{300}{0,138^5} + \frac{2,6}{0,138^4} \right) + 5 + 6 = 27,9 \text{ м.}$$

Так как H_c меньше номинального напора насоса 8НДВ, то строить насосную станцию нет необходимости.

13. Для насосов 8НДВ по приложению 22 находим величины коэффициентов в уравнении напорной характеристики: $H_0 = 31,6$ м; $a = 2,95 \cdot 10^{-2}$ ч/м²; $b = -0,1033 \cdot 10^{-6}$ ч²/м⁵.

14. Вычисляем коэффициенты в уравнении:

$$\frac{b}{n_n^2} + \frac{8}{\pi^2 g} \cdot \left(\frac{\lambda L}{d^5} + \frac{\sum \zeta}{d^4} \right) = \frac{-0,733 \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{1} + \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{0,0253 \cdot 300}{0,138^5} + \frac{2,6}{0,138^4} \right) = 13127 \frac{\text{с}^2}{\text{м}^5};$$

$$\frac{a}{n_n} = \frac{2,95 \cdot 10^{-2} \cdot 3600}{1} = 106,2 \frac{\text{с}}{\text{м}^2};$$

$$Z_E - Z_C + h_p - H_0 = 5 + 6 - 31,6 = -20,6 \text{ м.}$$

15. Решаем полученное квадратное уравнение

$$13127 \cdot Q_c^2 + 106,2 \cdot Q_c - 20,6 = 0;$$

что дает

$$Q_c = \frac{-106,2 + \sqrt{106,2^2 + 4 \cdot 13127 \cdot 20,6}}{2 \cdot 13127} = 0,0358 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 128,8 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Так как найденная величина Q_c практически не отличается от $Q_{c.тр}$ то уточнять величину λ нет необходимости.

16. Фактическое время слива судна

$$\tau_{сл}^{факт} = \frac{2700 \cdot 10^3}{850 \cdot 128,8} = 24,7 \text{ ч.}$$

Практическое занятие № 6 Сифонный слив

Цель:

- 1) определение диаметров трубопроводных коммуникаций;
- 2) их гидравлический расчет;
- 3) подбор насосов для производства слива;
- 4) проверка коммуникаций на устойчивость всасывания.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-12 готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: При неисправных сливных приборах железнодорожных цистерн или отсутствии сливных устройств, для герметизированного слива нефтепродуктов применяют верхний (сифонный) слив

Теоретическая часть.

Сифонный слив (рис. 4).

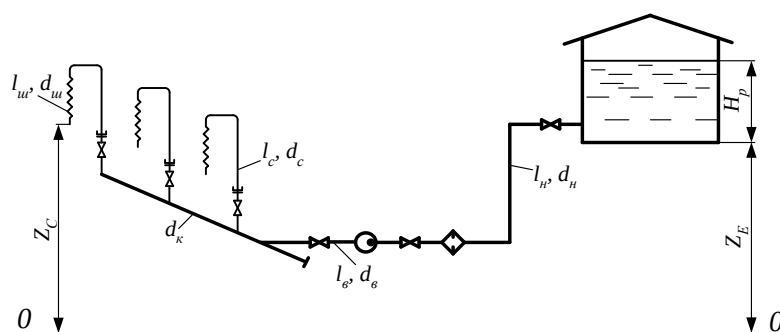


Рис. 4. Расчетная схема сифонного слива железнодорожных цистерн

Алгоритм расчета сифонного слива таков. Исходя из объема нефтепродукта в цистерне и требуемой продолжительности слива, определяется необходимый расход в одном стояке Q_c . Затем по формуле (11.5.10) находятся расчетные диаметры сливного стояка, коллектора, всасывающего и нагнетательного трубопроводов. После этого выбираются их стандартные значения.

Потери напора в стояке

$$h_c = \left(\lambda_{ш} \frac{l_{ш}}{d_c} + \lambda_c \frac{l_c}{d_c} + \sum \zeta \right) \cdot \frac{v_c^2}{2g} = h_{ш} + \lambda_c \frac{l_{с.пр}}{d_c} \cdot \frac{v_c^2}{2g} \quad (6.1)$$

где $\lambda_{ш}$, $l_{ш}$ – коэффициент гидравлического сопротивления и длина шланга; λ_c , l_c – то же для стояка диаметром d_c ; $\sum \zeta$ – суммарный коэффициент местных сопротивлений в стояке; v_c – средняя скорость движения нефтепродукта в стояке; $l_{с.пр}$ – приведенная длина стояка.

Расход нефтепродукта в коллекторе

$$Q_k = Q_c \cdot n_c \quad (6.2)$$

где n_c – количество стояков, подключенных к коллектору слева или справа (берем большее) от точки присоединения всасывающего трубопровода.

Потери напора в коллекторе, как трубопроводе с переменным расходом, находятся по формуле

$$h_k = n_k \cdot \left(\lambda_k \frac{l_k}{d_k} + \sum \zeta_k \right) \cdot \frac{v_k^2}{2g} = n_k \cdot \lambda_k \frac{l_{к.пр}}{d_k} \cdot \frac{v_k^2}{2g} \quad (6.3)$$

где n_k – коэффициент, учитывающий изменение расхода по длине коллектора: при ламинарном режиме $n_k = 0,5$, а при турбулентном – $n_k = 1/3$; λ_k – коэффициент гидравлического сопротивления наиболее протяженной ветви коллектора длиной l_k и диаметром d_k при движении нефтепродукта со средней скоростью v_k ; $\sum \zeta_k$ – сумма коэффициентов местного сопротивления коллектора; $l_{к.пр}$ – приведенная длина коллектора.

Расходы во всасывающем и нагнетательном трубопроводах сливной коммуникации

$$Q = Q_c \cdot n_{co} \quad (6.4)$$

где n_{co} – общее число стояков, подключенных ко всему коллектору.

По величине расхода Q находятся потери напора на трение во всасывающем $h_в$, и в нагнетательном $h_н$ трубопроводах.

Суммарные потери напора в трубопроводах фронта слива с учетом уровня нефтепродукта в резервуаре H_p

$$H = h_c + h_k + h_в + h_н + \Delta Z + H_p \quad (6.5)$$

где ΔZ – разность нивелирных высот конца и начала трубопровода.

По требуемому напору H и подаче Q выбирается тип насоса, после чего выполняется расчет фактически обеспечиваемого им расхода слива $Q_{ф}$ решением квадратного уравнения

$$A_c Q_\phi^2 + B_c Q_\phi + C_c = 0 \quad (6.6)$$

где A_c , B_c , C_c – расчетные коэффициенты:

$$A_c = \frac{8}{\pi^2 g} \left[\frac{\lambda_{ш} \cdot l_{ш} + \lambda_c \cdot l_{с.нр}}{n_{сo}^2 \cdot d_c^5} + n_k \lambda_k \frac{l_{к.нр}}{d_k^5} \left(\frac{n_c}{n_{сo}} \right)^2 + \lambda_6 \frac{l_{6.нр}}{d_6^5} + \lambda_n \frac{l_{н.нр}}{d_n^5} \right] + b$$

$$B_c = -a$$

$$C_c = \Delta Z + H_p - H_0$$

При решении (11.6.6) в качестве первого приближения Q_ϕ для расчета λ_c необходимо брать величину Q_c .

Расчет сифонного слива завершается проверкой коммуникаций на устойчивость всасывания. Нормальная работа сливного стояка возможна при условии, что остаточное давление в любой точке трубопроводной сети больше давления насыщенных паров сливаемого нефтепродукта при температуре перекачки. При несоблюдении этого условия нарушается сплошность нефтепродукта в трубопроводе, и сифонный слив становится невозможным.

Задача проверки коммуникаций на устойчивость всасывания решается графоаналитически. Для этого сначала в масштабе изображают цистерну, стояк (рис. 11.5) и всю трубопроводную коммуникацию, а затем строят линию остаточных напоров.

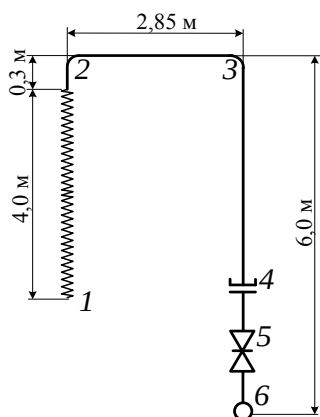


Рис. 5. Геометрические размеры стояка и его характерные точки

Построение начинают с того, что от конца шланга вверх откладывают напор

$$H_A = \frac{P_A - P_s}{\rho g} \quad (6.10)$$

равный высоте столба нефтепродукта, создающего минимальное для данной местности атмосферное давление, за вычетом напора, соответствующего давлению насыщенных паров нефтепродукта.

Найденные значения потерь напора на каждом участке откладываются по вертикали вниз от линии напора в системе. Получают график остаточных напоров.

Практическое занятие № 7 Принудительный налив нефтепродуктов в транспортные емкости

Цель:

- 1) определение диаметров участков трубопроводной коммуникации;
- 2) подбор насоса для осуществления налива;
- 3) определение фактического расхода и продолжительности налива.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Определение разности потенциалов между трубопроводом и землей выявляет участки трубопроводов, находящиеся в зонах коррозионной опасности.

Исходными данными для расчета являются: количество заполняемых цистерн $n_{ц}$, средний полезный объем одной цистерны $V_{ц}$, требуемая продолжительность налива τ_n , а также схема коммуникаций.

Требуемая подача насоса определяется

$$Q_n = \frac{n_{ц} V_{ц}}{\tau_n} \quad (10.1)$$

Расход в коллекторе

$$Q_k = \frac{Q_n}{\kappa_k} \quad (10.2)$$

где κ_k – коэффициент, учитывающий схему подключения насоса к коллектору: при симметричном подключении $\kappa_k=2$, при несимметричном $1 < \kappa_k < 2$.

Средний расход нефтепродукта в стояке

$$Q_c = Q_n / n_q \quad (10.3)$$

Диаметры всех участков находятся с учетом рекомендуемых в табл. 11.19 скоростей перекачки нефтепродуктов.

Напор H_n , который должен развивать насос, определяется суммированием расчетных потерь на трение, потерь на местных сопротивлениях и разности нивелирных высот цистерны и резервуара.

По величинам H_n и Q_n подбирается тип насоса.

Фактическая подача насоса находится решением квадратного уравнения (11.6.6), в котором расчетные коэффициенты A_u , B_u и C_u находятся по формулам

$$A_u = b + \frac{8}{\pi^2 g} \left[\frac{\lambda_{ш} \cdot l_{ш} + \lambda_c \cdot l_{с.нр}}{n_c^2 \cdot d_c^5} + n_k \lambda_k \frac{l_{к.нр}}{\kappa_k^2 d_k^5} + \lambda_в \frac{l_{в.нр}}{d_в^5} + \lambda_n \frac{l_{н.нр}}{d_n^5} \right]$$

$$B_u = -a$$

$$C_u = D_u + Z_u - Z_p - H_0 - H_p \quad (10.4)$$

где $l_{с.нр}$, $l_{к.нр}$, $l_{в.нр}$, $l_{н.нр}$ – приведенная длина соответственно стояка, коллектора, всасывающего и нагнетательного трубопроводов; D_u – диаметр котла цистерны; H_p – взлив нефтепродукта в резервуаре.

При расчете λ_i в первом приближении необходимо принимать расход, по которому определялся диаметр участка d_i .

В случае самотечного налива при расчете коэффициентов A_u , B_u и C_u необходимо принять $H_0 = a = b = 0$.

Алгоритм расчета налива транспортных средств такой же, как и при принудительном сливе.

При наливе транспортных емкостей должна быть исключена опасность воспламенения паров разрядами статического электричества.

По специфике искрообразования операция по наливу нефтепродуктов в цистерны разделяется на три стадии:

- 1) начальную – длящуюся с начала подачи продукта до момента затопления отверстия шланга;
- 2) основную – длящуюся до окончания подачи продукта;
- 3) завершающую – заканчивающуюся извлечением загрузочного шланга из цистерны.

На первой стадии допустимая скорость заполнения цистерны $v_{дон.1}$ определяется из условия, что входная плотность зарядов статического электричества не должна превышать допустимой величины, что дает

$$v_{дон.1} = \left[\frac{17,7 \cdot 10^{-6}}{\beta_1} d^{2-m_1} \cdot (1,14 - 2 \lg \varepsilon) \right]^{\frac{1}{n-1}} \quad (10.5)$$

где β_1 ; m_1 ; n – постоянные коэффициенты, значения которых для нефтепродуктов с электропроводностью γ даны в табл. 11.20; ε – относительная шероховатость труб.

На основной стадии налива скорость нефтепродукта лимитируется условиями разряда статического электричества между поверхностью наэлектризованного продукта и элементами конструкции цистерны

$$v_{дон2} = 2,59 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{\varphi_{дон} \cdot L_{ц} \cdot \gamma \cdot (1,14 - 2 \lg \varepsilon)}{\eta \cdot \beta_1 \cdot \varepsilon_0 \cdot d^m}} \quad (10.6)$$

где $\varphi_{дон}$ – безопасное допустимое значение потенциала поверхности нефтепродукта в цистерне, $\varphi_{дон} = 3 \cdot 10^4$ В ; $L_{ц}$ – длина цистерны, м; η – коэффициент, учитывающий влияние наливного стояка на электрическое поле в цистерне, при $L_{ц} = 9...11$ м - $\eta = 0,105$, а при $L_{ц} > 11$ м - $\eta = 1$; ε_0 – абсолютная диэлектрическая проницаемость нефтепродукта (табл. 11.20).

Таблица 20

Величины коэффициентов β_1 ; m_1 ; n и абсолютная диэлектрическая проницаемость нефтепродуктов

Нефтепродукт	$\gamma \cdot 10^{10}$, м/м	$\beta_1 \cdot 10^6$	n	m_1	$10^{-12} \cdot \varepsilon_0$ Ф/м
Топливо ТС-1	0,48...1,25	12,64	1,910	1,15	18,6
Бензин А-102	0,65... 2,56	10,92	2,010	1,21	110,5
Бензин А-106	1,1010...5,60	8,44	1,81	0,92	110,5
Бензин А-102 эт.	2,109...4,45	19,8	1,69	1,69	110,5
Бензин А-106 эт.	1,50...3,16	36,6	1,106	1,21	110,5
Бензин А-93 эт.	4,02... 25,20	21,64	1,9	1,03	110,5
Дизтопливо летнее	3,00... 11,30	21,88	2,510	1,52	18
Дизтопливо зимнее	10,80...11,80	32,52	2,08	1,22	18

Для предотвращения разряда статического электричества на завершающей стадии налива рукав надо извлекать из цистерны не менее чем через 2 минуты после окончания заполнения цистерны.

Примеры расчетов

Пример 9. Произвести гидравлический расчет коллектора для слива маршрута из 10 цистерн с нефтепродуктом вязкостью $\nu = 0,05$ см²/с при $t = +5^\circ\text{C}$. Время слива маршрута 1,5 ч. Расстояние между сливными стояками 12 м. Внутренний диаметр сливного стояка $d = 102$ мм, коллектора $d = 2010$ мм (рис. 11.6). Емкость цистерны 61 м³.

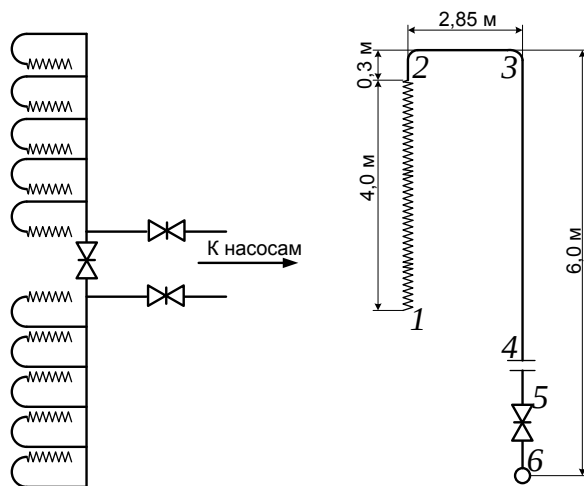


Рис 6. Коллектор для сливо-наливных операций с цистернами

Решение

Расход нефтепродукта через один стояк

$$q = \frac{61,0}{1,5} = 41 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,0114 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Средняя скорость жидкости

$$\omega_1 = \frac{4q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,0114}{3,14 \cdot 0,102^2} = 1,4 \text{ м/с}.$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{\omega_1 d}{\nu} = \frac{1,4 \cdot 10,2}{0,5} = 28000.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{28000}} = 0,0246;$$

Потеря напора в шланге

$$h_1 = \lambda_{ii} \frac{l_w}{d} \frac{\omega_1^2}{2g} = 0,1 \frac{4}{0,102} \cdot \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} = 0,78 \text{ м}.$$

Геометрическая длина стояка

$$l = 0,3 + 2,85 + 6,0 = 9,15 \text{ м}.$$

Находим сумму местных сопротивлений:

$$\Sigma \xi = 1,0 + 0,23 \cdot 2 + 0,15 \cdot 2 + 0,32 = 2,08.$$

Приведенная длина стояка

$$l_{np} = l + \frac{d}{\lambda} \Sigma \xi = 9,15 + \frac{0,102}{0,0246} 2,08 = 17,8 \text{ м}.$$

Потеря напора в стояке

$$h_2 = 0,0246 \frac{17,8}{0,102} \cdot \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} = 0,49 \text{ м}.$$

Расход нефтепродукта через одну половину коллектора

$$Q = 5q = 5 \cdot 0,0114 = 0,0510 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Скорость жидкости при выходе из коллектора

$$\omega_2 = \frac{4Q}{\pi d_k^2} = \frac{4 \cdot 0,057}{3,14 \cdot 0,207^2} = 1,69 \text{ м/с.}$$

Параметр Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{\omega_2 d}{\nu} = \frac{169 \cdot 20,7}{0,05} = 70000.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Блазиуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{70000}} = 0,0194.$$

Приведенная длина коллектора

$$l_{np} = l + \frac{d}{\lambda} \sum \xi = 12 \cdot 4 + 6 \frac{0,207}{0,0194} \cdot 0,32 \cdot 5 = 71,1 \text{ м.}$$

Потеря напора в коллекторе, как в трубопроводе с переменным расходом

$$h_3 = \frac{1}{3} \lambda \frac{l_{np}}{d_k} \frac{\omega_2^2}{2g} = \frac{1}{3} \cdot 0,0194 \cdot \frac{71,1}{0,207} \cdot \frac{1,69^2}{2 \cdot 9,81} = 0,32 \text{ м.}$$

Полные потери напора определяется как сумма последовательных сопротивлений:

$$h_k = 0,108 + 0,43 + 0,32 = 1,53 \text{ м.}$$

Пример 10. Произвести поверочный расчет всасывающего трубопровода (рис. 11.6) на устойчивость всасывания автомобильного бензина при температуре 30°C. Кинематическая вязкость бензина при температуре перекачки $\nu = 0,0065 \text{ см}^2/\text{с}$ упругость паров 400 мм рт. ст. плотность $\rho = 0,745 \text{ т/м}^3$. Производительность насоса 200 м³/ч. Минимальное атмосферное давление $P_a = 1020 \text{ мм рт. ст.}$ Отметки днища цистерны и оси насоса одинаковы.

Решение

Расход нефтепродукта через один стояк

$$q = \frac{200}{5} = 40 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,0111 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Скорость нефтепродукта в стояке

$$\omega = \frac{4q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,0111}{3,14 \cdot 0,102^2} = 1,36 \text{ м/с.}$$

Параметр Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{\omega d}{\nu} = \frac{136 \cdot 10,2}{0,0065} = 214000.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Н.И.Белокося

$$\lambda = \frac{1}{(1,83 \lg \text{Re} - 1,70)^2} = \frac{1}{(1,83 \lg 214000 - 1,70)^2} = 0,0155.$$

Потеря напора на участке 2-3

$$h_{2-3} = \left(\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi \right) \frac{\omega^2}{2g} = \left(0,0155 \frac{2,85}{0,102} + 0,23 \right) \frac{1,36^2}{2 \cdot 9,81} = 0,1 \text{ м.}$$

Потеря напора на участке 3-4

$$h_{3-4} = \left(\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi \right) \frac{\omega^2}{2g} = \left(0,0155 \frac{6,0}{0,102} + 0,15 \cdot 2 + 0,32 \right) \frac{1,36^2}{2 \cdot 9,81} = 0,14 \text{ м.}$$

Расход нефтепродукта через одну половину коллектора

$$Q=5q=5 \cdot 0,0111=0,0555 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Скорость жидкости при выходе из коллектора

$$\omega = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,0555}{3,14 \cdot 0,207^2} = 1,65 \text{ м/с.}$$

Параметр Рейнольдса

$$Re = \frac{\omega d}{\nu} = \frac{165 \cdot 20,7}{0,0065} = 526000.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{1}{(1,83 \lg Re - 1,70)^2} = \frac{1}{(1,83 \lg 526000 - 1,70)^2} = 0,0130$$

Потеря напора на участке 4-5 (в коллекторе)

$$h_{4-5} = \frac{1}{3} \left(\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi \right) \frac{\omega^2}{2g} = \frac{1}{3} \left(0,13 \frac{54}{0,207} + 0,32 \cdot 5 \right) \cdot \frac{1,65^2}{2 \cdot 9,81} = 0,23 \text{ м.}$$

Потеря напора на участке 5-6 в (во всасывающем трубопроводе)

$$H = \left(\lambda \frac{l}{d} + \sum \xi \right) \frac{\omega^2}{2g} = \left(0,13 \frac{40}{0,207} + 0,15 \cdot 2 + 1,70 \right) \cdot \frac{1,65^2}{2 \cdot 9,81} = 0,62 \text{ м.}$$

Построим график остаточных напоров. На чертеже коммуникации, выполненном в масштабе (рис. 11.10), наносим уровень минимального атмосферного давления H_a (в м столба жидкости), отмеряя его от нижней образующей цистерны:

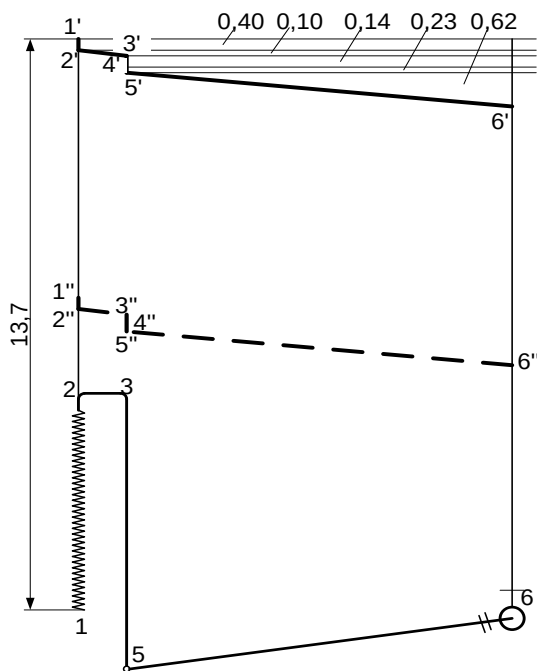


Рис. 10. График остаточных напоров

$$H_a = \frac{\rho_a \rho_{pm}}{\rho_0} = \frac{720 \cdot 13,6}{0,715 \cdot 1000} = 13,7 \text{ м бензинового столба.}$$

От уровня атмосферного давления откладываем вниз потери напора на участке 1-2 и получаем точку 2. Ордината 2-2 представляет собой остаточный напор в точке 2. Аналогичным образом получаем точки 3, 4, 5 и 6. Ломанная 1-2-3-4-5-6 представляет собой график остаточных напоров для данной коммуникации.

Выразим теперь упругость паров бензина в метрах бензинового столба:

$$H_y = \frac{400 \cdot 13,6}{0,715 \cdot 1000} = 7,6 \text{ м бензинового столба.}$$

Параллельно линии остаточных напоров на расстоянии 10,6 м строим линию упругости пара.

Из полученного графика видно, что линия упругости пара нигде не пересекает коммуникацию, следовательно, во всей всасывающей линии не будет вскипания бензина. Наименее надежной точкой коммуникации, с точки зрения образования газовой пробки, является точка 3, где ордината 3-3 наименьшая.

Практическое занятие №8 Расчет необходимого давления на входе в насос при перекачке нефти и нефтепродуктов

Цель: Определить минимальное необходимое давление на входе в насос.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Определение необходимого давления на входе в насос необходимо для его нормальной, безаварийной работы.

Для нормальной работы насоса необходимо, чтобы минимальное давление на входе в него превышало давление насыщенных паров перекачиваемой среды на величину, соответствующую разности допустимого кавитационного запаса и скоростного напора на входе в насос

$$\frac{P_{BX}}{\rho g} \geq \frac{P_s}{\rho g} + \Delta h_{доп.н} - \frac{v_{BX}^2}{2g} \quad (8.1)$$

$$v_{BX} = \frac{4Q}{\pi d_{BX}^2} \quad (8.2)$$

Давление насыщенных паров перекачиваемых жидкостей (в Па) может быть найдено по одной из следующих зависимостей:

- для нефтей

$$P_s = P_a \exp \left[\frac{1 - T_{НК}}{T} \cdot 10,53 \right] \quad (8.3)$$

- для автомобильных бензинов

$$P_s \approx 57000 \cdot \exp[-0,0327(T_{НК} - T)] \quad (8.4)$$

-для авиационных бензинов

$$P_s \approx 65000 \cdot \exp[T_{HK} - T] \quad (8.5)$$

где T_{HK} - температура начала кипения нефти или бензина, К.

Практическое занятие № 9 Оценка фактических потерь нефти и нефтепродуктов

9.1. Потери при заполнении транспортных емкостей

Потери нефти (нефтепродуктов) при заполнении транспортных емкостей (нефтеналивных судов, железнодорожных и автомобильных цистерн, бочек) определяется по формуле

$$G_T = k_T V_{зак} \rho_y \left(\frac{P_s}{P_T} \right), \quad (9.1)$$

где k_T - коэффициент, учитывающий степень насыщенности паровоздушной смеси и превышение объема вытесняемой ПВС над объемом $V_{зак}$ закачиваемого нефтепродукта; ρ_y - плотность паров нефтепродукта; P_T - давление в газовом пространстве.

$$\rho_y = \frac{P_T M_y}{R T_T}, \quad (9.2)$$

где P_T , T_T - абсолютное давление и температура в ГП; $\bar{R}$ - универсальная газовая постоянная, $\bar{R} = 8314$ Дж/(кмоль·К); M_y - молярная масса паров нефтепродукта, кг/кмоль

— для бензинов

$$M_y = 60,9 - 0,306 T_{H.K.} + 0,001 T_{H.K.}^2; \quad (9.3)$$

— для нефтей

$$M_y = 0,0043 (T_{H.K.} - 61)^{1,7}; \quad (9.4)$$

$T_{H.K.}$ - температура начала кипения нефтепродукта (нефти), К;

Величина коэффициента k_T зависит от условий налива. При заполнении транспортных емкостей сверху открытой струей

$$k_T = (0,7 + \sqrt[3]{\tau_n})^{-1}, \quad (9.5)$$

где τ_n - продолжительность налива, ч.

При наливе сверху или снизу закрытой струей

$$k_T = 0,85 a_T \sqrt{\tau_n} \quad (9.6)$$

где a_T - постоянный коэффициент

$$a_T = \begin{cases} 1 & \text{при } H_E \leq 1 \text{ м} \\ 1/H_E & \text{при } H_E > 1 \text{ м} \end{cases} \quad (9.10)$$

где H_E - высота (диаметр котла) наливаемой емкости, м.

Если же налив осуществляется полуприкрытой струёй (сначала открытой, а затем закрытой), то

$$k_T = (1,1 + \sqrt[3]{\tau_n})^{-1}. \quad (9.8)$$

9.2. Потери при истечении нефти и нефтепродуктов из трубопроводов и резервуаров

Расход нефти (нефтепродукта), вытекающей через отверстия в стенке нефтепроводов и резервуаров, описывается формулой

$$Q_y = \mu_p f_p \sqrt{2g\Delta H}, \quad (9.9)$$

где μ_p – коэффициент расхода; f_p – площадь отверстия; ΔH – напор, под действием которого происходит истечение.

В общем случае величина коэффициента расхода зависит от формы отверстия, толщины стенки сооружения, числа Рейнольдса для условий истечения, а также среды, в которую вытекает жидкость. Стенка считается тонкой, если ее толщина в 5 и более раз меньше диаметра отверстия.

При истечении маловязких жидкостей через отверстие в тонкой стенке величина коэффициента расхода может быть найдена по одной из формул

$$\mu_p = \begin{cases} \frac{Re}{48} & \text{при } Re \leq 25 \\ \frac{Re}{1,5 + 1,4 \cdot Re} & \text{при } 25 < Re \leq 300 \\ 0,592 + \frac{0,27}{Re^{1/6}} & \text{при } 300 < Re \leq 10000 \\ 0,592 + \frac{5,5}{Re^{0,5}} & \text{при } Re > 10000 \end{cases} \quad (9.10)$$

где Re – число Рейнольдса для условий истечения

$$Re = \frac{L' \sqrt{2g\Delta H}}{\nu}, \quad (9.11)$$

где L' – характерный линейный размер отверстия

$$L' = 4f_p / \aleph_p; \quad (9.12)$$

где $\aleph_p$ – периметр отверстия.

Площадь отверстия также рассчитывается в зависимости от его формы:

– для круглого коррозионного отверстия диаметром d_{cp}

$$f_p = 0,25\pi d_{cp}^2 \quad \aleph_p = \pi d_{cp} \quad (9.13)$$

– для эллиптического коррозионного отверстия с размерами осей d_{min} и d_{max}

$$f_p = 0,25\pi d_{min} d_{max} \quad \aleph_p = 0,5 \cdot \pi \cdot (d_{min} + d_{max}) \quad (9.14)$$

– для протяженного коррозионного повреждения длиной l_* и шириной b_*

$$f_p = l_* \cdot b_* \quad \aleph_p = 2(l_* + b_*) \quad (9.15)$$

– для ромбовидного отверстия с длинами осей b_{min} и b_{max}

$$f_p = 0,5b_{\min}b_{\max} \quad \aleph_p = 2\sqrt{b_{\min}^2 + b_{\max}^2} \quad (9.16)$$

– для разрывов кольцевых швов с расхождением кромок b_k

$$f_p = \pi db_k \quad \aleph_p = 2 \cdot (\pi d + b_k) \quad (9.110)$$

– для разрывов заводских продольных и спиральных швов длиной l_p и шириной b_p , а также для разрывов по основному металлу тех же размеров

$$f_p = 0,5l_p b_p \quad \aleph_p = l_p + 2\sqrt{b_p^2 + \left(\frac{l_p}{2}\right)^2} \quad (9.18)$$

Напор, под которым происходит истечение, находится в зависимости от конкретных условий.

Если истечение происходит из резервуара или простаивающего трубопровода через малое отверстие, когда потерями напора при движении жидкости к нему можно пренебречь, то

$$\Delta H = 0,5(H_1 + H_2) \quad (9.19)$$

где H_1, H_2 – напор жидкости соответственно в начальный и конечный моменты времени.

Для резервуаров и трубопроводов с суфлирующим отверстием (или вантузом) H_i равно превышению уровня жидкости $Z_{жi}$ над местом расположения отверстия Z_0 в соответствующий момент времени, т. е.

$$H_i = Z_{жi} - Z_0.$$

Если воздух в трубопровод (над поверхностью жидкости) не поступает, то

$$H_i = Z_{жi} - Z_0 - \frac{P_a - P_s}{\rho g} \quad (9.20)$$

где P_s – давление насыщенных паров нефти (нефтепродукта) при температуре перекачки.

Средний расход, с которым нефть вытекает из работающего трубопровода, вычисляется по формуле (9.19), в которой

$$\Delta H = H_2 - \Delta Z_x + \sum_{i=1}^{n_1} A_i - \left(f x + \sum_{i=1}^{n_1} B_i \right) Q^{2-m} \quad (9.21)$$

где ΔZ_x – разность нивелирных отметок места разгерметизации трубы и головной насосной станции; x – расстояние до места утечки от начала трубопровода; n_1 – число насосных станций, расположенных на участке длиной x ; Q – производительность трубопровода при наличии утечки

$$Q = \sqrt[2-m]{\frac{H_2 + \sum_{i=1}^{n_1} A_i - \Delta Z - H_{кп}}{f x + \sum_{i=1}^{n_1} B_i + \varphi^{2-m} \left[f(L-x) + \sum_{i=n_1+1}^n B_i \right]}} \quad (9.22)$$

φ – относительная величина утечки, $\varphi = 1 - Q_y / Q$.

Нетрудно видеть, что задача определения Q_y в данном случае решается методом последовательных приближений. Для инженерных целей, учитывая малость Q_y , можно рекомендовать следующий алгоритм. Полагая $\varphi = 0$, по формуле (9.22) находится первое приближение Q , по формуле (9.21) – первое приближение ΔH и далее по формуле (9.9) – первое приближение Q_y . Уточнив величину φ , расчет повторяют. Для нахождения Q_y с заданной точностью достаточно 2...3 итераций.

Примеры расчетов

Пример 11.11. Определить потери автомобильного бензина при различных способах налива автомобиля-цистерны АЦ–8,5–255Б. Давление насыщенных паров бензина по Рейду $P_R = 40000$ Па, температура бензина 295 К, его температура начала кипения 319 К, расход налива 40 м³/ч. Налив ведётся при атмосферном давлении $P_a = 101320$ Па.

Решение

1. По табл. 15 находим, что эксплуатационный объём цистерны составляет 8,5 м³, малая ось эллипса, форму которого имеет её сечение, равна 1,22 м.

2. Продолжительность налива цистерны

$$\tau_H = \frac{8,5}{40} = 0,213 \text{ ч.}$$

3. Давление насыщенных паров бензина при условиях налива по формуле (1.6) с учетом, что средняя величина $(V_H/V_K)_{cp} = 1$:

$$F(V_H/V_K) = 1,41 - 0,25 \cdot 1^{0,37} = 1,16;$$

$$P_S = 1,22 \cdot 40000 \cdot e^{-0,034(311-295)} \cdot 1,16 = 32857 \text{ Па.}$$

4. Плотность паров бензина при температуре налива по формуле (1.2)

$$\rho_y = \frac{101320 \cdot 65,1}{8314 \cdot 295} = 2,69 \text{ кг/м}^3.$$

5. Величина вспомогательных коэффициентов k_T , и a_T по формулам (9.5)...(9.10) и потери бензина по формуле (9.3):

– при заполнении цистерны сверху открытой струёй:

$$k_T = (0,7 + \sqrt[3]{0,213})^{-1} = 0,771;$$

$$G_T = 0,771 \cdot 8,5 \cdot 2,69 \cdot \frac{32857}{101320} = 5,72 \text{ кг.}$$

– при наливке сверху или снизу закрытой струёй:

$$a_T = \frac{1}{1,22} = 0,82;$$

$$k_T = 0,85 \cdot 0,82 \cdot \sqrt{0,213} = 0,322;$$

$$G_T = 0,322 \cdot 8,5 \cdot 2,69 \cdot \frac{32857}{101320} = 2,39 \text{ кг.}$$

– при наливе сначала открытой, а затем закрытой струёй:

$$k_T = (1,1 + \sqrt[3]{0,213})^{-1} = 0,589;$$

$$G_T = 0,589 \cdot 8,5 \cdot 2,69 \cdot \frac{32857}{101320} = 4,37 \text{ кг.}$$

Из результатов расчёта видно, что по сравнению с наливом открытой струёй налив бензина под уровень в рассматриваемом случае позволяет сократить потери в 2,4 раза, а налив полуоткрытой струёй – только на 30,9 %.

Пример 12. Определить какой объем бензина вытечет через коррозионный свищ диаметром 1 мм в стенке резервуара, находящемся на расстоянии 1,5 м от днища. Уровень взлива в резервуаре в период истечения составлял 10 м. Продолжительность истечения 8 ч. Вязкость бензина при условиях истечения принять равной $0,85 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Решение

1. Напор, под которым происходит истечение

$$\Delta H = 7 - 1,5 = 5,5 \text{ м.}$$

2. Площадь отверстия, периметр и характерный линейный размер отверстия по формулам (9.13), (9.12):

$$f_p = 0,25 \cdot 3,14 \cdot (1 \cdot 10^{-3})^2 = 7,85 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2;$$

$$\pi_p = 3,14 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 3,14 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$L' = \frac{4 \cdot 7,85 \cdot 10^{-7}}{3,14 \cdot 10^{-3}} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

3. Число Рейнольдса для условий истечения по формуле (9.11)

$$\text{Re} = \frac{1 \cdot 10^{-3} \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 5,5}}{0,85 \cdot 10^{-6}} = 12221.$$

4. Коэффициент расхода по формуле (9.10)

$$\mu_p = 0,592 + \frac{5,5}{12221^{0,5}} = 0,642.$$

5. Расход бензина, вытекающего через отверстие в стенке резервуара, по формуле (9.9)

$$Q_y = 0,642 \cdot 7,85 \cdot 10^{-7} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 5,5} = 5,24 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 0,0189 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

6. Объем бензина, вытекающего за рассматриваемый период

$$V_y = 0,0189 \cdot 8 = 0,151 \text{ м}^3.$$

Практическое занятие №10 Расчет механических дыхательных клапанов

Цель: Определить уровни нефтепродуктов в резервуаре в зависимости от температуры.

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Расчет механических дыхательных клапанов необходим для минимизации потерь нефтепродуктов от испарения.

Максимальный расход газов через дыхательный клапан:

$$Q = q_1 + q_2 + q_3 + q_4, \quad (10.1)$$

где q_1 – наибольшее поступление жидкости в резервуар, м³/ч; q_2 – увеличение объема газа в резервуаре за счет нагрева поверхности резервуара м³/ч; q_3 – увеличение объема газа в резервуаре при поступлении более теплой жидкости, м³/ч; q_4 – увеличение объема газа в резервуаре за счет испарения жидкости, м³/ч.

$$q_2 = v_t \cdot V_c \cdot \beta, \quad (10.2)$$

где β – коэффициент объемного расширения газов (1/2103 K⁻¹); v_t – скорость нагрева газового пространства (принимается равной 0,0013 K/с); V_c – максимальный объем газового пространства (принимается равным объему резервуара), м³.

$$q_3 = E \cdot D^2, \quad (10.3)$$

где E – опытный коэффициент, зависящий от разности температур (ΔT) закачиваемого нефтепродукта и газового пространства резервуара (табл. 11.22); D – диаметр резервуара, м.

Таблица 22

ΔT	5	10	15	20	30	40	50
E , м/ч	0,0104	0,089	0,31	0,410	0,81	1,18	1,62

$$q_4 = 1,3 \cdot D^2 \quad (10.4)$$

При работе резервуара на вакуум расход поступающего через клапан воздуха:

$$Q_{\text{в}}' = q_1' + q_2', \quad (10.5)$$

где q_1' – расход жидкости из резервуара, м³/ч; q_2' – уменьшение объема газа в связи с охлаждением, м³/ч.

$$q_2' = v_t' \cdot V_{\text{г}} \cdot \beta, \quad (10.6)$$

где v_t' – скорость охлаждения газового пространства (при дожде и ливне принимается равной $8 \cdot 10^{-3}$ К/с);

Задачи для самостоятельного решения

Задача 1. В вертикальном цилиндрическом резервуаре типа РВС номинальной емкости V хранится M нефтепродукта плотностью ρ_{20} . Определить колебание уровня нефтепродукта в резервуаре, если его температура изменилась от t_1 до t_2 . Расширение резервуара не учитывать. Данные к задаче приведены в табл. 23.

Таблица 23

Исходные данные к задаче 1

№ варианта	Емкость резервуара V , м ³	Масса нефтепродукта M , т	Плотность ρ_{20} , кг/м ³	t_1 , °С	t_2 , °С
1	100	100	1050	30	0
2	1000	150	810	20	-10
3	300	200	860	0	20
4	400	300	1080	-5	30
5	1000	500	850	0	25
6	1 000	800	900	10	30
10	2 000	1 000	1050	15	35
8	3 000	2 000	1090	0	25
9	5 000	3 000	820	-5	15
10	10 000	10 000	850	5	35

Задача 2. В открытом резервуаре высотой H и диаметром D содержится нефтепродукт. При температуре t_1 уровень нефтепродукта не доходит до края резервуара на высоту h . Определить при какой температуре t_2 нефтепродукт начнет переливаться через край резервуара. Данные к задаче в табл. 24.

Таблица 24

Исходные данные к задаче 2

№ вар.	H , м	D , м	ρ_{20} , кг/м ³	h , см	t_1 , °C
1	5	3	850	10	2
2	6	5	820	15	3
3	4	2	1080	25	5
4	8	4	810	20	6
5	10	3	830	30	8
6	3	2	820	10	10
10	4	2	1090	20	4
8	9	4	850	35	1
9	10	4	820	25	9
10	5	4	810	15	10

Задача 3. Нефтепродукт плотностью $(1050 + N)$ кг/м³ находится в подземном резервуаре и для его откачки установлен центробежный насос. Верх корпуса находится над уровнем нефтепродукта на расстоянии $H = 2$ м. Для заливки центробежного насоса установлен вакуум насос. Какой необходимо создать вакуум для нормальной работы центробежного насоса?

N - номер варианта

Задача 4. Трубопровод подготовлен к гидравлическим испытаниям и заполнен водой при атмосферном давлении. Длина трубопровода $(N/2)$ км, диаметр 426×4 мм, коэффициент объемного сжатия воды равен $0,5 \times 10^{-9}$ 1/Па.

Какое количество воды необходимо подать в трубопровод, чтобы давление поднялось до 2 МПа?

Задача 5. В резервуаре РВСП находится нефтепродукт плотностью $(1050 + N)$ кг/м³. Определить массу груза, установленного на понтоне диаметром 45 м, если после установки груза осадка понтона увеличилась на 1 мм.

Задача 6. Простейший ареометр выполнен из круглого карандаша диаметром 8 мм, весом 0,006Н и к его основанию прикреплен металлический шарик диаметром 5мм. Определить плотность жидкости, если ареометр погружен в нее на 1,6 см.

Задача 10. В резервуаре-отстойнике типа РВС диаметром 4,10 м уровень воды составляет 5 м, а толщина всплывшего нефтепродукта равна 2 см. Показания манометра, установленного на крыше резервуара, равно 1,5 кПа. Определить силу давления на дно резервуара, если плотность нефтепродукта равна $(1080 + N)$ кг/м³.

Задача 8. В резервуаре типа РВС с нефтепродуктом плотностью $(1080 - N)$ кг/м³, установленный на крыше вакуумметр показывает N кПа. Необходимо определить показания манометра, установленного на стенке резервуара на расстоянии 6 м от уровня свободной поверхности жидкости.

Задача 9. Сможет ли насос откачивать бензин плотностью $(1050 + N)$ кг/м³ из закрытого подземного резервуара, если поверхность жидкости находится ниже оси насоса на 2 м и абсолютное давление на всасывающем патрубке насоса не может быть меньше $(50 + N)$ кПа?

Задача 10. По трубопроводу переменного сечения перекачивается нефтепродукт плотностью $(1050 + N)$ кг/м³ в количестве 40 тыс. тонн в год. Диаметры трубопроводов равны: на первом участке - 325×4 мм, на втором участке - 219×4 мм, на третьем участке – 2103×4 мм. Определить:

1. Скорость течения нефти на каждом участке.
2. Диаметр лупинга на втором участке исходя из условия, что скорость нефтепродукта в лупинге и на втором участке будет равна скорости на первом участке.

Задача 11. По горизонтальному трубопроводу диаметром 219×4 мм и длиной 10 км перекачивается нефтепродукт плотностью $(1060 + N)$ кг/м³ и вязкостью 0,9 Ст. Определить перепад давления, необходимый для перекачки нефтепродукта в количестве $(100 + N)$ т /ч. Трубы новые, стальные, бесшовные.

Задача 12. Определить расход жидкости в горизонтальном трубопроводе диаметром 2103×4 мм протяженностью 1,5 км при перепаде давления 0,05 МПа. Плотность нефтепродукта – $(800 + N)$ кг/м³, вязкость – 0,4 Ст.

Задача 13. По трубопроводу диаметром 108×4 мм подается нефтепродукт плотностью $(1040 + N)$ кг/м³ и вязкостью 0,15 сСт из резервуара с избыточным давлением $(30 + N)$ кПа в расположенный выше резервуар, где наблюдается вакуум N кПа. Длина трубопровода $(60 + N)$ м, разность геодезических отметок уровней свободных поверхностей жидкости в резервуарах равна 4 м, местные сопротивления: 3 задвижки, 3 поворота, вход в трубу. Определить расход нефтепродукта в трубопроводе.

Задача 14. Определить диаметр трубопровода и потери напора на участке, если известны: расход – 200 м³ /ч, длина участка – $(200 + N)$ м, вязкость нефтепродукта 5,5 сСт, местные сопротивления – 1 задвижка, два поворота.

Задача 15. По трубопроводу перекачивается нефтепродукт плотностью $(800 + N)$ кг/м³ и вязкостью 0,10 Ст. Диаметр трубы 2103×4 мм, длина 5 км, разность геодезических отметок 3 м. Абсолютное давление в начале равно 1,6 МПа, в конце - 1,2 МПа. Трубы новые, стальные, сварные. Определить расход жидкости графо-аналитическим методом.

Задача 16. Определить вместимость резервуарного парка нефтебазы по бензину А-80 при заданном графике поступления и отгрузки, в процентах от годовой реализации (табл. 11.25).

Среднемесячное потребление бензина составляет $(1000+N)$ м³.

Таблица 25

Исходные данные к задаче 16

Показатели	Значение показателя, (%)												
	месяц												
	1	2	3	4	5	6	10	8	9	10	11	12	всего
Поступление	10	11	12	9	5	4	10	6	10	8	11	10	100
Отгрузка	4	6	5	10	8	11	14	13	10	11	6	5	100

Задача 110. Определить необходимый полезный объем резервуарного парка железнодорожной распределительной нефтебазы, расположенной севернее 60° северной широты в районе, где промышленность потребляет 100% нефтепродуктов. Среднемесячное потребление дизельного топлива составляет 15000 м³.

Задача 18. Объем резервуарного парка равен $(60 + N)$ тыс. м³, из них 20% составляет бензин А-80, 30% - бензин А-93, остальное – дизельное топливо Л. Сделать выбор оптимальных типоразмеров резервуаров для каждого вида нефтепродукта и произвести компоновку резервуарного парка.

Задача 19. Определить время истечения нефтепродукта вязкостью 0,2 Ст из железнодорожной цистерны через нижнее сливное устройство по трубопроводу в резервуар (безнапорный слив). Диаметр цистерны 2,8 м, длина цистерны 10,2 м. Диаметр сливного трубопровода 102 мм, длина $(30 + N)$ м. Разность геодезических отметок сливного патрубка цистерны и приемно-раздаточного патрубка резервуара равна 3 м. Площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре $(40 + N)$ м². Местные сопротивления: универсальный сливной прибор; угольник с углом поворота 90°; три задвижки; вход в резервуар; один тройник.

Задача 20. Определить время налива нефтепродукта вязкостью 0,25 Ст из резервуара в ж/д цистерну, диаметр которой равен 2,8 м, длина 10,2 м. Налив производится через верхнее наливное устройство под уровень жидкости. Максимальный взлив в резервуаре равен 10 м, минимальный взлив берется из условия, что в резервуаре объем жидкости равен объему одной цистерны. Площадь зеркала жидкости в резервуаре $(50 + N)$ м². Разность геодезических отметок приемно-раздаточного патрубка резервуара и нижней

образующей котла цистерны равна 3 м. Диаметр сливного трубопровода 150 мм, длина $(60 + N)$ м. Местные сопротивления: внезапное расширение потока; три угольника с углом поворота 90° ; три задвижки; один тройник.

Задача 21. Из пункта *A* перекачивается нефтепродукт насосом с производительностью Q ($\text{м}^3/\text{ч}$) и одновременно подается в резервуары 4, 5, 6, 10 (рис. 11.8). На входе в резервуар 10 избыточное давление должно быть не менее P_2 (МПа). В местах разветвлений трубопроводов установлены тройники, в начале каждого участка и перед резервуарами установлены задвижки. Определить диаметры отдельных участков трубопровода и подобрать насосы. Остальные данные представлены в табл. 11.26.

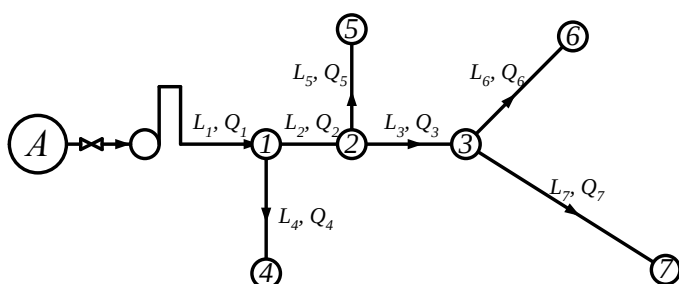


Рис. 8. Сеть распределительных трубопроводов

Таблица 26

Исходные данные к задаче 21

	номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	10	8	9	10
1	2	3	4	5	6	10	8	9	10	11
ρ , кг/м ³	1030	1050	10100	1080	800	810	840	860	10105	845
ν , сСт	0,6	0,10	0,8	0,9	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
P , МПа	0,1	0,2	0,15	0,25	0,3	0,2	0,25	0,35	0,3	0,4
Q , м ³ /ч	600	1000	800	900	1000	1000	900	600	1000	800
q_4 , м ³ /ч	130	200	250	250	280	200	200	100	250	100

1	2	3	4	5	6	10	8	9	10	11
q_5 , м ³ /ч	140	160	150	200	220	150	200	150	350	250
q_6 , м ³ /ч	180	240	200	100	150	180	300	200	150	200
L_1 , м	100	110	120	130	110	90	140	100	120	80
L_2 , м	120	100	110	130	90	120	50	130	90	110
L_3 , м	80	90	100	120	100	110	60	90	110	130
L_4 , м	150	130	120	110	150	140	1100	100	160	100
L_5 , м	200	180	160	120	190	140	100	1100	150	150
L_6 , м	180	200	150	1100	90	160	50	80	100	160
L_{10} , м	200	160	150	160	100	140	50	100	120	140

Задача 22. Подобрать механический дыхательный клапан для резервуара емкостью V при максимальной производительности закачки q_1 (табл. 210).

Таблица 210

Исходные данные к задаче 22

Вариант	1	2	3	4	5	6	10	8	9	0
V , тыс.м ³	1	3	3	5	5	2	1	2	20	10
q_1 , м ³ /ч	100	250	400	1300	1000	250	200	300	4600	2600
D , м	10,43	18,98	18,98	20,92	20,92	15,18	10,48	15,18	39,9	28,5

Задача 23. Определить потери автомобильного бензина при различных способах налива автомобиля-цистерны. Давление насыщенных паров по Рейду равно 40 кПа, температура бензина $(280 + N)$ К, температура начала кипения бензина 319 К. Расход налива составляет:

АЦ- 5,5-4320 – 30 м³/ч;

АЦ- 8,5-225Б – 40 м³/ч;

АЦ-9,5-225Б – 45 м³/ч;

АЦ-10-260 – 45 м³/ч.

Налив ведется при атмосферном давлении $P_a = 101$ кПа.

Задача 24. Определить какой объем бензина вытечет через:

а) коррозионное повреждение длиной $l = (1 + N/2)$ мм, шириной $b = (0,1N + 1)$ мм;

б) круглое коррозионное отверстие диаметром $d_{cp} = (0,5N + 1)$ мм в стенке резервуара, находящееся на расстоянии 1,5 м от дна. Уровень взлива в период истечения 9 м. Продолжительность истечения 5 ч. Вязкость бензина равна $0,8 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Задача 25. Произвести гидравлический расчет трубопроводов для схемы слива, изображенной на рис. 11.9. Построить характеристики трубопроводов и подобрать центробежный насос. Отметки дна резервуара, оси насоса и нижней образующей цистерны одинаковы. Вязкость нефтепродукта $\nu = (0,05 + 0,1N)$ см²/с.

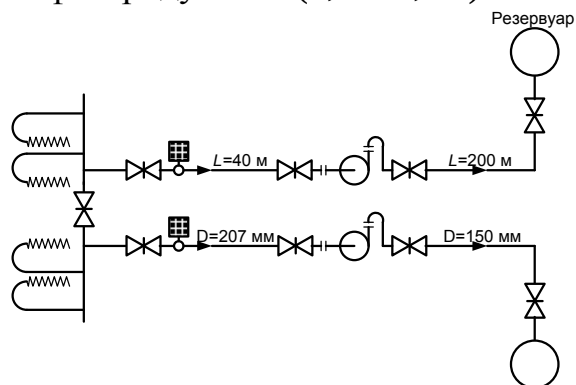


Рис. 9. Схема слива

Задача 26. Определить производительность двух параллельно соединенных насосов (рис. 11.10). Подобрать двигатели к насосам и

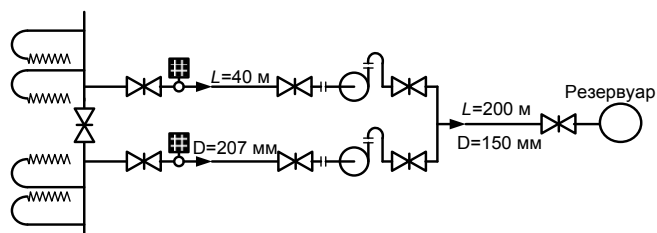


Рис. 10. Схема слива

установить, как влияет высота резервуаров ($H=11,5$ м) на производительность перекачки. Разность геодезических отметок днища резервуара и цистерны $z_2 = 10$ м, плотность нефтепродукта $\rho = (1050+N)$ кг/м³.

Практическое занятие № 11 Общие сведения о перекачке вязких и застывающих нефтей

Цель:

В результате выполнения задания формируется компетенция: ПК-2 способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья, ПК-3 способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья.

Актуальность: Расчет механических дыхательных клапанов необходим для минимизации потерь нефтепродуктов от испарения.

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

$$\nu = \nu_* \exp[-U(T - T_*)], \quad (10.1)$$

где U - коэффициент крутизны вискограммы, $1/K$, 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

$$\rho = \rho_{293} - (1,825 - 0,001315\rho_{293})(T - 293), \quad (10.2)$$

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

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

$$\rho_{см} = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^n V_i \rho_i, \quad (10.3)$$

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:

$$\rho_{ср} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n l_i \rho_i, \quad (10.4)$$

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 2103...6103 К C_p можно вычислять по формуле Кrego;

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T) \quad (10.5)$$

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 Кrego-Смита,

справедливую для температур 2103...4103 К.

$$\lambda_n = \frac{1566}{\rho_{293}} (1 - 0,0004T) \quad (10.6)$$

Для трубопроводов большой протяженности, прокладываемых в нескольких климатических зонах, расчетные теплоемкость и коэффициент теплопроводности усредняют по длине, аналогично усреднению плотности, для этого в формулу (10.4) 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

$$k\pi D(T-T_0)dx - Q\rho g i dx + \frac{Q\rho\varepsilon\chi dT}{T_{ин} - T_{кн}} = -Q\rho C_p dT \quad (10.10)$$

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 сечении (Q - объемный расход нефти ρ - плотность нефти, i - гидравлический уклон). Так как теплота трения частично компенсирует теплотопотери, 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; $T_{ин}$ и $T_{кн}$ - соответственно температура начала и конца выпадения парафина). Тепло кристаллизации также частично компенсирует теплотопотери 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

$$ax = \ln \frac{T_n - T_0 - b}{T - T_0 - b}, \quad (10.8)$$

или

$$T = T_0 + b + (T_n - T_0 - b)(-ax), \quad (10.9)$$

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

Если парафин отсутствует, то положив $\varepsilon=0$, из (10.8) и (10.9) получим формулу Лейбензона. Если к тому же нефть маловязкая, то можно пренебречь теплотой трения ($b=0$) и из (10.8) и (10.9) получим формулу Шухова. Для маловязкой, но парафинистой нефти в формуле (10.9) следует положить $b=0$.

Характер изменения температуры по длине трубопровода для различных нефтей показан на рис. 10.1. Видим, что самые высокие темпы снижения температуры присущи формуле Шухова. Тепло трения и теплота кристаллизации снижают интенсивность охлаждения жидкости в трубопроводе.

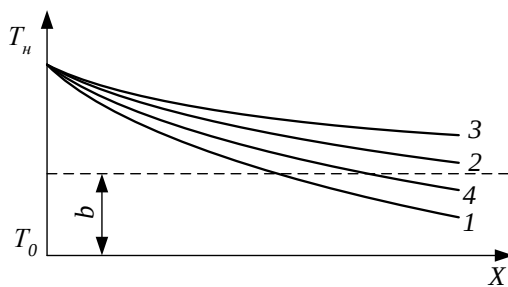


Рис. 10.1. Изменение температуры нефти по длине трубопровода:
 1 – по формуле Шухова, $C_p^* = C_p$, $b=0$; 2 – по формуле Лейбензона, $\varepsilon=0$;
 3 – по формуле (10.9), $C_p^* > C_p$, $\varepsilon \neq 0$, $b \neq 0$; 4 – по формуле (10.9), $C_p^* > C_p$, $\varepsilon \neq 0$, $b=0$

Расчет теплового режима магистрального трубопровода является трудоемким, так как в общем случае могут быть участки, где парафин не выпадает ($T_n > T_{nn}$ и $T > T_{kn}$) и где он выпадает ($T_{nn} \geq T \geq T_{kn}$). 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 (10.8) при $b=0$, $\varepsilon=0$;

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \exp\left(-\frac{k \pi D x}{Q \rho C_p}\right), \quad (10.10)$$

Применяя ее к турбулентному участку, надо положить $K=K_m$: (см. рис. 10.2). В конце турбулентного участка температура

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \exp(-a_T x), \quad (10.11)$$

где $a_T = \frac{\kappa_T \pi D}{Q \rho C_p^*}$; $0 \leq X \leq L$; $T_n \geq T \geq T_{kr}$ (см. рис. 10.2).

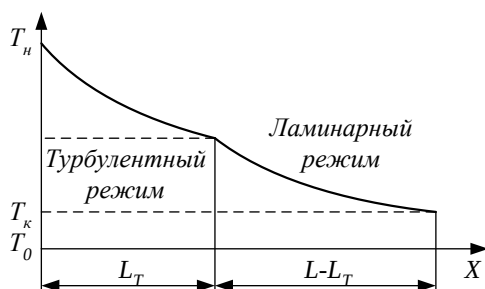


Рис. 10.2. Течение нефти в трубопроводе при двух режимах

В конце трубопроводного участка температура

$$T_{кр} = T_0 + (T_n - T_0) \exp(-a_T L_T), \quad (10.12)$$

или

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

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

$$T = T_0 + (T_{кр} - T_0) \exp[-a_l(x - L_T)], \quad (10.13)$$

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

$$T_k = T_0 + (T_{кр} - T_0) \exp[-a_l(L - L_T)], \quad (10.14)$$

или

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

На основании (10.12) и (10.14), 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

$$\nu_{кр} = \frac{4Q}{\pi D Re_{кр}}. \quad (10.15)$$

Затем по вискограмме для данной нефти находим $T_{кр}$. Ее можно найти и аналитически. Например, подставив в формулу (10.1) $\nu_{кр}$ и $T_{кр}$ и решая совместно с (10.15), найдем

$$T_{кр} = T_{жс} + \frac{1}{U} \ln \frac{\nu_* \pi D Re_{кр}}{4Q}. \quad (10.16)$$

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.

$$\frac{1}{kD} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{ni}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 D}, \quad (10.110)$$

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 10.26, 10.210).

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

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{\Gamma}}{D_n \ln \left[\frac{2H}{D_n} + \sqrt{\left(\frac{2H}{D_n} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (10.18)$$

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

$$\alpha_2 \approx \frac{2\lambda_{\Gamma}}{D_n \ln \frac{4H}{D_n}}. \quad (10.19)$$

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

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_2}{D_n \ln \left(\frac{4H_n}{D_n} + \frac{1}{Nu} \right)}, \quad (10.20)$$

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_3 , определяемой по выражению

$$H_3 = H_{CH} \frac{\lambda_{\Gamma}}{\lambda_{CH}}. \quad (10.21)$$

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 (10.110) 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 $\lambda_{\text{ср}}$. Падение температуры рассчитывают либо, начиная с головного участка при известной начальной температуре подогрева, либо с конца участка при известной конечной температуре.

10.2. Тепловой режим «горячего нефтепровода»

Цель задачи:

- 1) выяснить закон падения температуры по длине неизолированного нефтепровода;
- 2) определить полный коэффициент теплопередачи K от нефти через стенку в окружающую среду методом последовательных приближений.

Для расчета задаются 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_0 – температура окружающей среды, [К]; $\lambda_{\text{гр}}$ – 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].

2. Порядок решения поставленной задачи

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

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{\text{гр}}}{D_H \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot H}{D_H} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot H}{D_H} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (10.22)$$

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

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{\frac{-K \cdot \Pi \cdot D \cdot L}{Q \cdot \rho \cdot C_p}}. \quad (10.23)$$

Таким образом определяют T в первом приближении.

4. Определяют внутренний коэффициент теплоотдачи α_1 из уравнения

$$\frac{1}{K \cdot D} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{D_{Hi}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_H}, \quad (10.24)$$

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

$$\frac{1}{K \cdot D} \approx \frac{1}{\alpha_1 \cdot D} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_H}. \quad (10.25)$$

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

$$\alpha_1 = 0,17 \cdot \frac{\lambda_{\Pi}}{D} \cdot Re_{\Pi}^{0,33} \cdot Pr_{\Pi}^{0,43} \cdot Gr_{\Pi}^{0,1} \cdot \left(\frac{Pr_{\Pi}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}. \quad (10.26)$$

Если $Re > 10000$, то

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda_{\Pi}}{D} \cdot Re_{\Pi}^{0,8} \cdot Pr_{\Pi}^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_{\Pi}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}. \quad (10.27)$$

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

$$T_{kp} = T_* + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{\nu_* \cdot \pi \cdot D \cdot Re_{kp}}{4 \cdot Q}, \quad (10.28)$$

где $Re = 2000$; ν_* – вязкость при известной температуре T_* , [м²/с]; Q – производительность нефтепровода, [м³/с].

10. Коэффициент крутизны вискограммы определяют по формуле Филонова (10.29), имея два значения вязкости при двух известных температурах

$$u = \frac{1}{T_2 - T_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2}. \quad (10.29)$$

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

Если $T_{kp} \leq T_{\kappa}$, то режим турбулентный.

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

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

Определив с помощью $T_{кр}$ режим течения нефти, определяют α_1 по уравнению (10.26) если режим течения ламинарный ($Re < 2000$), и по уравнению (10.210), если режим турбулентный ($Re > 10000$).

Если $2000 < Re < 10000$, то

$$\alpha_1 = \frac{Nu_T \cdot \lambda_{II}}{D}, \quad (10.30)$$

$$\text{где } Nu_T = Nu_{II} + (Nu_T - Nu_{II})^{\frac{Re_{II} - 2000}{10^4 - 2000}}, \quad (10.31)$$

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

$$Nu_{II} = \frac{\alpha_{II} \cdot D}{\lambda_{II}}, \quad Nu_T = \frac{\alpha_T \cdot D}{\lambda_{II}}, \quad (10.32)$$

где α_{II} - α_1 , определённая по формуле (10.26); α_T - α_1 определённая по формуле (10.210).

9. Для определения α_1 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

$$\frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} \leq 2, \quad \text{то } t_{II} = \frac{t_n + t_k}{2}, \quad (10.33)$$

$$\text{если } \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} > 2, \quad \text{то } t_{II} = t_0 + \frac{t_n - t_k}{\ln \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}}. \quad (10.33)$$

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

$$t_{cm} = \frac{t_0 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2} t_{II}}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}, \quad (10.34)$$

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 $C_{p cm}$;

теплопроводность: λ_n и λ_{cm} ,

причем вязкость определяют по известной формуле Филонова:

$$\nu_T = \nu_* \cdot e^{-u(T-T_*)} \quad (\text{м}^2/\text{с}), \quad (10.35)$$

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

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta \cdot (T - 293)} \quad (\text{г/м}^3), \quad (10.36)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $[1/^{\circ}\text{K}]$; (можно принять $\beta = 0,000105$).

Теплоемкость определяют по формуле Крето

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39 \cdot T) \quad (\text{Дж/кг} \cdot \text{K}). \quad (10.310)$$

Теплопроводность определяют по формуле Крето-Смита

$$\lambda = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 \cdot T) \quad (\text{Вт/м} \cdot \text{K}). \quad (10.38)$$

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

$$\text{Re}_n = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot v_n}, \quad (10.39)$$

$$\text{Gr}_n = \frac{D^3 \cdot g \cdot \beta (t_n - t_{co})}{v_i^2}, \quad (10.40)$$

$$\text{Pr}_n = \frac{v_n \cdot C_{pn} \cdot \rho_n}{\lambda_n}, \quad \text{Pr}_{cm} = \frac{v_{cm} \cdot C_{psc} \cdot \rho_{cm}}{\lambda_{cm}}. \quad (10.41)$$

13. Затем окончательно по критериальному уравнению 10.26, 10.210 или 10.30 определяют α_1 и сравнивают с α_1 , полученным по уравнению (10.25).

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.

Методика гидравлического расчета неизотермического нефтепровода

$$H_{\text{неиз}} = h_{\text{из}} \cdot \Delta; \quad (10.42)$$

$$h_{\text{из}} = \beta \frac{Q^{2-m} v_H^m l}{D^{5-m}}; \quad (10.43)$$

$$L_T = \frac{Q \rho C_p}{K_T \pi D} \ln \frac{t_H - t_O}{t_{KP} - t_O}; \quad (10.44) \quad L_\Lambda = \frac{Q \rho C_p}{K_\Lambda \pi D} \ln \frac{t_{KP} - t_O}{t_K - t_O};$$

$$(10.45)$$

$$L_{\text{ОБЩ}} = L_{\text{ТУРБ}} + L_{\text{ЛАМ}}; \quad (10.46)$$

$$\frac{D_{H3}}{D_H} = \frac{e^{\frac{2\lambda_{H3}}{Q\rho C_p \lambda_{HT}} \left(\frac{\pi L}{\alpha_2 D_H} - \frac{1}{\alpha_2 D_H} \right)}}{\left(\frac{D_H}{D} \right)^{\frac{\lambda_{H3}}{\lambda_{CT}}} \left[\frac{t_H - t_O}{t_K - t_O} \right]^{\frac{2\lambda_{H3}}{\alpha_{HT} D \lambda_{HT}}}}; \quad (10.47)$$

$$\lambda_{HT} = \frac{K \cdot \pi \cdot D \cdot l}{Q \cdot \rho \cdot C_p}; \quad (10.48)$$

$$\lambda_{HT} = \ln \frac{t_H - t_O}{t_K - t_O}; \quad (10.49)$$

$$\left[\frac{\lambda_{HT} C_p}{\partial i_O \ln \left(\frac{d \ln v}{dT} \right)} \cdot \frac{\delta_T \cdot \eta_M}{\delta_M \cdot \eta_T} \right] < 1, \quad (10.50)$$

где i_O - гидравлический уклон при v_O , m - показатель режима течения

$$\Delta = \frac{d^{\frac{\partial \dot{Q}}{\partial \dot{Q}_0} (\dot{Q}_i - \dot{Q}_0)}{\partial \dot{Q}} \left\{ A_i \left[-\dot{Q} \left(\dot{Q} - \frac{1}{3} \cdot \frac{\dot{E}}{\alpha_1} \right) (\dot{Q}_i - \dot{Q}_0) \right] - A_i \left[-\dot{Q} \left(\dot{Q} - \frac{1}{3} \cdot \frac{\dot{E}}{\alpha_1} \right) (\dot{Q}_e - \dot{Q}_0) \right] \right\}; \quad (10.51)$$

$$S = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H_{i\partial\partial\zeta} \frac{\sigma_i}{\eta_i} + Q \cdot \rho \cdot C_p (\dot{Q}_i - \dot{Q}_e) \frac{\sigma_{\dot{Q}}}{\eta_{\dot{Q}}}. \quad (10.52)$$

Пример 10.1. Расчет «горячего» нефтепровода

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; $Q = 0,091022$ м³/сек;
 $C_p = 1800$ Дж/кг·К; $\beta = 0,00065$; $L = 50000$ м; $T_H = 62$ °С = 335 К; $T_O = 1$ °С = 2104 К; $\rho_{20} = 940$ кг/м³; $v_{10} = 49$ м²/ч; $v_{10} = 0,01361$ м²/сек; $T_{10} = 283$ К; $v_{60} = 4,9$ м²/ч; $v_{60} = 0,00136$ 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:

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

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

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

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

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{-3,93843,1450,3550000(0,097229401800)},$$

$$T_K = 290,40 \text{ К.}$$

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 $\alpha_1 = 45,0986 \text{ Вт/м} \cdot \text{К.}$

Коэффициент крутизны вискограммы по формуле Филонова

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

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

Температура перехода из ламинарного в турбулентный режим

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

где $\text{Re}_{кр} = 2000$; $T_{кр} = 333 + \ln(0,00136 \cdot 3,1415 \cdot 2000 / (4 \cdot 0,091022))$; $T_{кр} = 336,1 \text{ К}$; $T_{кр} = 335 \text{ К}$; $T_{кр} = 290,4 \text{ К.}$

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

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

$$\alpha_1 = 0,17 \frac{\lambda_{II}}{D} \text{Re}_{II}^{0,33} \text{Pr}_{II}^{0,43} Gr_{II}^{0,1} \left(\frac{\text{Pr}_{II}}{\text{Pr}_{CT}} \right)^{0,25},$$

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

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

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

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

$$\begin{aligned} \nu_T &= \nu_x \cdot e^{-U(T-T_x)}, \\ \nu_{II} &= \nu_{10} \cdot e^{-U(T_{II}-T_{10})}, \\ \nu_{II} &= 0,01361 e^{-0,04607(308-293)}, \\ \nu_{II} &= 0,00432 \text{ м}^2/\text{с}, \\ \nu_{CT} &= 0,00493 \text{ м}^2/\text{с}. \end{aligned}$$

Плотность определяем по формуле Менделеева

$$\begin{aligned} \rho_T &= \rho_{293} / (1 + \beta(T - 293)), \\ \rho_{II} &= \rho_{20} / (1 + \beta(T_{II} - 293)), \\ \rho_{II} &= 940 / (1 + 0,00065(308 - 293)), \\ \rho_{II} &= 930,2 \text{ кг/м}^3, \\ \rho_{CT} &= 932,7 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

Теплоемкость определяем по формуле

$$\begin{aligned} C &= (762 + 3,39 \cdot T) \cdot 31,56 / \sqrt{936}, \\ C_{II} &= (762 + 3,39 \cdot T_{II}) \cdot 31,56 / \sqrt{936}, \\ C_{II} &= 186215 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}, \\ C_{CT} &= 185201 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}. \end{aligned}$$

Теплопроводность определяется по формуле

$$\begin{aligned} \lambda &= (1 - 0,00047 \cdot T) \cdot 156,6 / \rho_{293}, \\ \lambda_{II} &= (1 - 0,00047 \cdot T_{II}) \cdot 156,6 / \rho_{293}, \\ \lambda_{II} &= 0,1424 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}, \\ \lambda_{CT} &= 0,14271 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}. \end{aligned}$$

Критерий Рейнольдса

$$\begin{aligned} Re_{II} &= \frac{4 \cdot Q}{3,1415 \cdot D \cdot \nu_{II}}, \\ Re_{II} &= \frac{4 \cdot 0,09722}{3,1415 \cdot 0,35 \cdot 0,00432} = 81,87. \end{aligned}$$

Критерий Гросгофа

$$\begin{aligned} Gr_{II} &= D^3 \cdot g \cdot \beta(T_{II} - T_{CT}) / \nu_{II}^2, \\ Gr_{II} &= 0,35^3 \cdot 9,81 \cdot 0,00065(308 - 305,1) / 0,00432^2 = 42,4. \end{aligned}$$

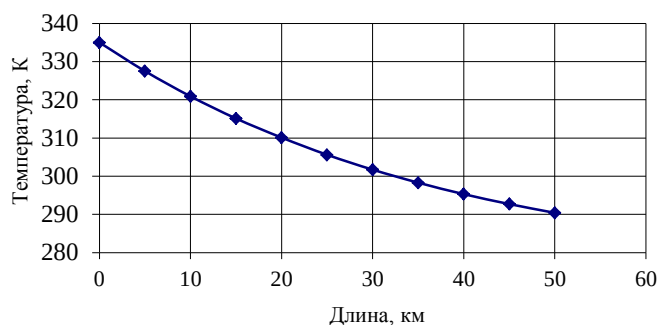


Рис. 10.3. Зависимость температуры нефти от длины участка нефтепровода

Критерий Прандтля

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

$$Pr_{II} = 0,00432186215 \cdot 9327 / 0,14248 = 535923,$$

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

$$Pr_{CT} = 0,00493185201 \cdot 9302 / 0,14271 = 606135,$$

определение α_1

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

$$\alpha_1 = 45,12,$$

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

Ошибка:

Таблица 10.1

Распределение температуры по длине нефтепровода

		3					3			2	
, К	35,0	210,5	20,9	15,1	10,1	05,6	01,10	98,3	95,3	92,10	90,4
		5					3			4	
, км		0	5	0	5	0	5	0	5	0	

Задача для самостоятельного решения

По нефтепроводу длиной L , км, диаметром 31010×10 мм перекачивается нефть в количестве $350 \text{ м}^3/\text{час}$ с параметрами ρ_{20} , $[\text{кг}/\text{м}^3]$; ν_{10} и ν_{60} , $[\text{м}^2/\text{час}]$; с подогревом до $t_{нач.}$ $[^\circ\text{C}]$. Задана глубина заложения подземного неизолированного нефтепровода H , $[\text{м}]$ 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 – в табл. 10.2.

Таблица 10.2

Данные к задаче по «горячей» перекачке

вар.	ρ , кг/м ³	ν , м ² /час	ν , м ² /час	ν , м ² /час	ν , м ² /час	ν , м ² /час	λ , Вт/м·К
	36	1	4,5	4	4	00	,30
	52	10	4,10	6	5	01	,20
	46	3	4,2	3	1	9	,10
	48	0	5,0	8	0	8	,33
	34	0	4,0	5	2	10	,25
	50	4	4,5	6	3	6	,05
0	48	2	4,5	5	4	5	,95
	42	5	4,0	6	5	4	,110
	40	6	4,10	4	6	6	,20
0	38	8	4,10	5	10	9	,21

11.3. Последовательная перекачка 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.

Пример 10.2. Решение задачи на замещение нефтепродуктов

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

$$\nu_1 < \nu_2; \quad \nu_1=4,3 \text{ сСт}; \quad \nu_2=14 \text{ сСт};$$

$$\rho_1 < \rho_2; \quad \rho_1=1024 \text{ кг/м}^3; \quad \rho_2=824 \text{ кг/м}^3;$$

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

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

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

Схема продуктопровода представлена на рис 10.4.

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.

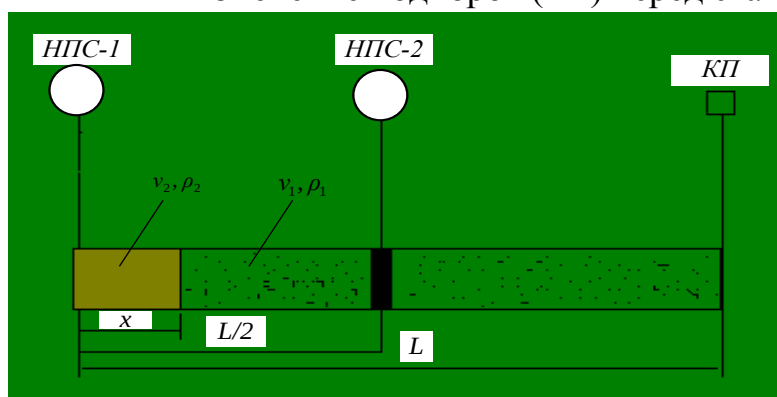


Рис. 10.4. Схема

продуктопровода

3.

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.

$m=0,123$; $\beta=0,00104$ - зона смешанного закона сопротивления.

4. 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:

$$4(425 - 735Q_1^{2-0,123}) = 0,0074 \frac{Q_1^{1,877} (4,3 \cdot 10^{-6})^{0,123} 200000}{0,35^{4,877}} 10,15942 = 175,69815Q_1^{1,877} + 323,7265Q_1^{1,877}.$$

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

нефтепродукте.

Для тяжелого нефтепродукта:

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

$$Q_2 = \sqrt[1,877]{\frac{10,15942}{550,01162}} = 0,11925$$

м³/с 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

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

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

м³/с.

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

При $X=50\text{км}$

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

м³/с.

При $X=100\text{км}$

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

м³/с.

При $X=100_*$

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

м³/с.

При $X=150\text{км}$

$$Q_{150} = \left[\frac{1400800}{0,31381 \cdot 150000 \cdot 824 + 0,270855 \cdot 150000 \cdot 724 + 24225600} \right]^{\frac{1}{1,877}} = 0,12186$$

м³/с.

Данные по изменению Q заносим в табл. 10.3.

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:

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

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

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

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

Данные по изменению H заносим в табл. 10.3.

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

$$P = \rho_i g H_x.$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$P_2 = P_1 = 4,48 \text{ МПа}.$$

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

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

Данные по изменению P_1 и P_2 заносим в табл. 10.3.

5. Далее рисуем график изменения давлений на станциях НПС-1 и НПС-2 в зависимости от длины зоны замещения “тяжелого” нефтепродукта x (рис. 10.5).

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

$P_{1100} = 0,12202^{1,877} \cdot 12,147(2084 \cdot 100000) = 4,882 \text{ МПа}$ - потери давления на длине 100 км, т.е. до 2-ой НПС.

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

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

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

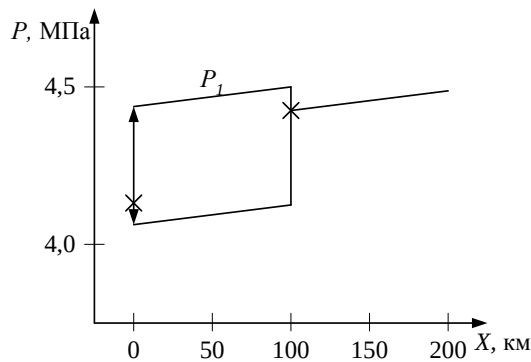


Рис. 10.5. Графики изменения давления на НПС-1 – P_1 и НПС-2 – P_2 в зависимости от X

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

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

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

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

$$P_{150} = 0,125136^{1,877} \cdot 12,147 ((14 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 50000 \cdot 824 + (4,3 \cdot 10^{-6})^{0,123} \cdot 50000 \cdot 724) = 4,504 \text{ МПа};$$

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

$$P_{100*} = 0,12474^{1,877} \cdot 12,147 (2084 \cdot 100000) = 5,06 \text{ МПа};$$

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

$$P_{1150} = 0,12186^{1,877} \cdot 12,147 (2084 \cdot 100000) = 4,87 \text{ МПа};$$

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

$$P_{1200} = 0,11925^{1,877} \cdot 12,147 (2084 \cdot 100000) = 4,676 \text{ МПа};$$

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

Данные по изменению ΔP заносим в табл. 10.3.

10. Строим график изменения давления перед НПС-2 в зависимости от длины зоны замещения “тяжелого” нефтепродукта x (рис. 10.6).

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

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 10.3

Изменение режима работы продуктопровода в процессе замещения легкого нефтепродукта тяжелым

$X, \text{ км}$	Q_x	H	P_1	P_2	ΔP
0	0,12554	550,96	3,91	3,91	-0,0035
0*	0,12843	5310,91	4,35	3,82	0,3
50	0,125136	552,106	4,410	4,93	-0,034
100	0,12202	566,50	4,58	4,02	-0,3
100*	0,124104	554,53	4,48	4,48	-0,58
150	0,12186	5610,20	4,58	4,58	-0,29
200	0,11925	5108,46	4,68	4,68	0,004

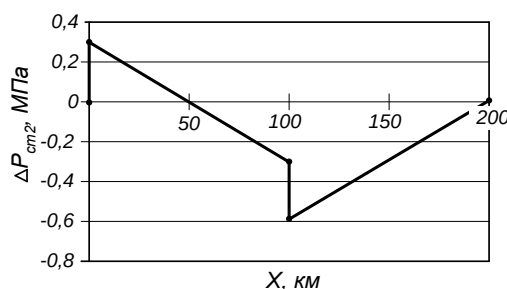


Рис. 10.6. Изменение давления перед НПС-2 в зависимости от X

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 $[\Delta P_{\text{дон}}]=0,2 \text{ МПа}$.

Пример 10.3. Решение задачи гидравлического расчета последовательной перекачки

Рассчитать трубопровод для последовательной перекачки диз. топлива (зимнего) 45% и автобензина А-106 – 55%. Суммарная производительность трубопровода G , длина трубопровода $L(\text{км})$, $\Delta z=200\text{м}$, перевальных точек на трассе нет. Температура средне годовая $T=0^\circ\text{C}=2103\text{К}$.

Данные по дизельному топливу при расчетной температуре.

$\rho=8410 \text{ кг/м}^3$; $\nu=11\text{сСт}$

по автобензину при расчетной температуре.

$$\rho=1040 \text{ кг/м}^3; \nu=0,95 \text{ сСт.}$$

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

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. $G=11,10$ млн.т/год, $L=1000$ км.

Решение

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.

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

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

$$\text{Re} = \frac{4Q_{\text{ср}}}{\pi D \nu_{\text{дз}}}.$$

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

Определим диаметр и уточним по сортаменту, определим гидравлические потери;

1. Определим среднюю производительность продуктопровода

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

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

$$q_{\text{ср}} = \frac{(6,216 + 8,696) \cdot 10^6}{350} = 1775238 \text{ м}^3/\text{час} = 0,493 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Таблица 10.4

Сортамент труб

$D_n \times \delta$	$D_n \times \delta$
219×10	426×9
2103×8	529×10
325×8	630×10
31010×8	1020×10

2. Задаемся средней скоростью перекачки равной 1,10 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. 10.4)

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

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

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

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

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

Потери находим по формуле Лейбензона

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

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

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

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

$$h_{\tau} = 0,019 \frac{700000}{0,61} \cdot \frac{1,688^2}{2 \cdot 9,81} = 31667 \text{ м.}$$

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

$$H = 1,01 h_{\tau} + \Delta z + H_k = 31667 + 200 + 30 = 33967 \text{ м.}$$

5. Принимаем насос НМ 1800-2100 при

$$q_{cp} = 110105,238 \text{ м}^3/\text{час} \rightarrow H_{осн} = 230 \text{ м,}$$

выбираем подпорный насос НПВ 2500-80 $H_n = 93$ м.

6. Количество насосов

$$k = \frac{H}{H_{осн}} = \frac{33967 - 93}{230} = 14,4,$$

принимаем $k = 15$ насосов

10. Построение совместной характеристики трубопровода и насоса

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

Для ДТ характеристика трубопровода:

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

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

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

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

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

Для бензина А-106

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

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

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

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

Характеристика всех насосов:

$$H_{нас} = H_{осн} \cdot K + H_n;$$

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

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

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

Строим Q - H характеристику (рис. 10.10) и найдем действительные производительности для продуктов, действительное количество дней перекачки.

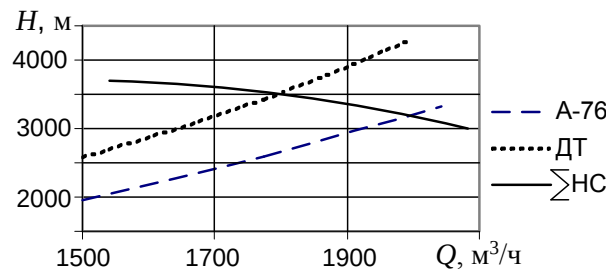


Рис. 10.10. Графики Q - H работы НПС и трубопровода на разных продуктах

$$q_B = 1800 \text{ м}^3/\text{ч};$$

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

$$N_A = \frac{Q_A \text{ м}^3/\text{ГГО}}{q_A \cdot 24}, N_B = \frac{Q_B \text{ м}^3/\text{ГГО}}{q_B \text{ м}^3/\text{ч} \cdot 24}$$

Решение задачи заканчивается неравенством:

$$N_A + N_B \leq 350$$

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; «б» =10400); диаметр продуктопровода 350 мм, режим течения – зона смешенного закона сопротивления $m=0,123$; $\beta=0,00105$.

Плотности и вязкости легкого и тяжелого продуктов при температуре перекачки представлены в табл. 10.5.

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 10.5

Исходные данные к задаче по замещению нефтепродуктов

№ варианта	ρ тяжелого продукта, кг/м ³ , ρ_B	ρ легкого продукта, кг/м ³ , ρ_A	ν тяжелого продукта, сСт, ν_B	ν легкого продукта, сСт, ν_A
1а	840	1040	5,9	1,2
2б	830	1030	10,1	2,2
3а	820	1020	9,10	1,8
4б	845	1045	8,0	1,6
5а	855	1055	12,0	2,4
6б	835	1035	14,0	2,10
10а	810	1010	11,0	2,5
8б	815	1015	10,0	1,5
9а	820	1020	5,3	1,3
10б	825	1025	6,9	1,10

Практическое занятие № 12 Выбор оптимального числа ступеней сепарации

Выбор оптимального числа ступеней сепарации связан, вообще говоря, с довольно сложными расчетами при использовании констант равновесия, и поэтому здесь он не приводится. Однако, чтобы иметь представление о выборе оптимального числа ступеней сепарации, необходимо рассмотреть здесь два способа разгазирования нефти в бомбе pVT (давление, объем, температура) – дифференциальный и контактный – и показать, каким из них лучше всего пользоваться при решении этого вопроса. На рис. 12.1, *а* приведена схема многоступенчатой сепарации с условным выделением и отводом за пределы сепаратора смеси отдельных компонентов газа на каждой ступени, т. е. показано дифференциальное разгазирование нефти, характеризующееся постепенным снижением давления ($p_1, p_2, \dots, p_n$), начиная от давления насыщения p_n , когда весь газ в нефти растворен, а на рис. 12.1, *б* – одноступенчатое (контактное) разгазирование нефти, при котором происходит резкое понижение давления от p_n до p_n и одноразовый отвод из сепаратора всего выделившегося из нефти газа.

Условно показано также количество поступающей нефти на первую ступень сепарации (G_m) и количество выходящей нефти G_m на последней ступени сепаратора при дифференциальном и контактном разгазировании. Количество нефти, перешедшей на каждой ступени в газовую фазу, на схемах показано штриховкой. Анализ рисунков показывает, что при дифференциальном (многоступенчатом) разгазировании получается больше нефти ($G_m = 98$ т), чем при контактном (одноступенчатом) ($G_m = 95$ т) (см. рис. 12.1, *а* и *б*), а газа, наоборот – при дифференциальном меньше (кривая 2), чем при контактном (кривая 1) (см. рис. 12.1, *в*).

Как объясняется это положение с физической точки зрения, в чем тут дело?

Объясняется это тем, что при дифференциальном разгазировании понижение давления в каждой ступени сепаратора происходит на незначительную величину, что влечет за собой плавное выделение небольших количеств сначала легких, а затем средних и тяжелых углеводородных газов и отвод смеси этих газов из каждой ступени за пределы сепаратора.

При этом практически все ступени сепараторов работают при равновесных условиях, характеризующихся равенством каждого легкого компонента углеводородного газа, находящегося в нефти и газовой фазе.

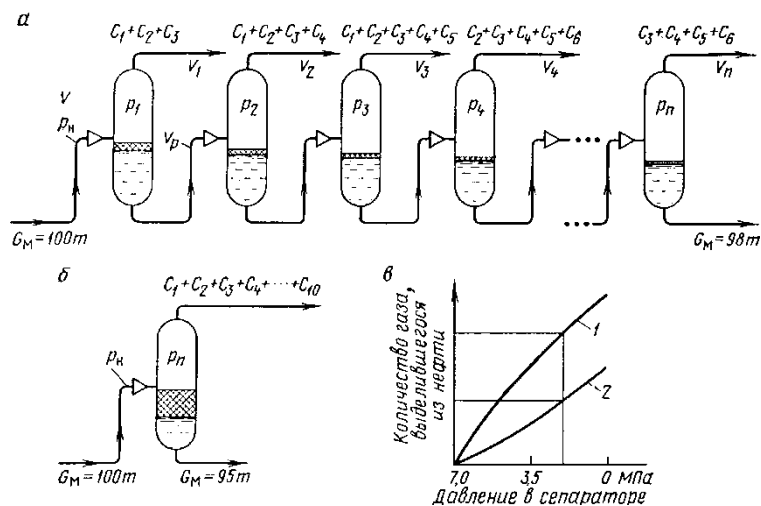


Рис. 12.1. Схемы многоступенчатой (дифференциальной) (а), одноступенчатой (контактной) (б) сепарации газа от нефти и количество газа, выделившегося при этих способах разгазирования (в):
1 – контактное; 2 – дифференциальное разгазирование нефти

При контактном разгазировании нефти в сепараторе происходит, наоборот, резкое снижение давления, в результате чего нефть «кипит», при этом бурно выделяются легкие углеводороды в газовую фазу, увлекая за собой большую массу тяжелых, которые при нормальных условиях ($p=0,101$ МПа и $t=0$ °С) являются жидкостями. Этим, собственно, и объясняется, что при контактном разгазировании получается меньше нефти, чем при дифференциальном (см. рис. 12.1, а, в).

Из этого следует такой вывод: если скважины фонтанируют и на их устьях поддерживаются давление насыщения p_n или высокие давления (3—4 МПа), то целесообразно применять здесь многоступенчатую сепарацию (6—8 ступеней), обеспечивая больший конечный выход нефти, поступающей в парк товарных резервуаров. Во всех других случаях рекомендуется применять трехступенчатую сепарацию нефти от газа с давлениями: на первой ступени — 0,6 МПа, на второй — 0,15-0,25 МПа и на третьей — 0,02 МПа, а иногда даже вакуум. Третья ступень сепаратора — концевая является исключительно важной и ответственной, поскольку из нее нефть поступает в парк товарных резервуаров.

Согласно ГОСТу нефть в товарных резервуарах должна находиться с упругостью паров 0,06 МПа, что практически можно достигнуть только при горячей ступени сепарации или созданием на третьей ступени вакуума.

12.1. Расчеты нефтегазовых сепараторов на пропускную способность по газу и жидкости

Расчеты сепараторов любых типов, кроме вертикального, без: всяких внутренних отбивающих или коалесцирующих устройств на пропускную способность по нефти и газу существенно затрудняются, так как они зависят от целого ряда факторов, исключительно трудно учитываемых.

На работу любого нефтегазового сепаратора значительное влияние оказывают следующие факторы:

1. *Физико-химические свойства нефти.* В вязких с большой плотностью в нефтях, как и в стойких нефтяных эмульсиях, пузырьки газа отделяются от жидкости и поднимаются крайне медленно. Это значит, что пропускная способность сепаратора для таких нефтей и эмульсий будет очень низкой, т. е. сепараторы будут работать с большим уносом пузырьков газа.

2. *Производительность сепараторов или скорость подъема уровня нефти в сепараторе.* Чем больше производительность подключенных к сепаратору скважин, тем больше скорость подъема уровня в сепараторе ($v = \frac{G_v}{S}$, G_v – объемный расход нефти, м³/с; S – площадь «зеркала» нефти, м²). Это значит, что газовые пузырьки с меньшей относительной скоростью будут всплывать в нефти, и сепарация нефти от газа, как и в первом случае, будет плохой.

При большой скорости подъема уровня нефти в сепараторе газовые пузырьки, особенно малого размера (0,1 мм и меньше), вследствие гравитационных сил (разности плотностей) не успевают подняться до уровня нефти и будут уноситься из сепараторов потоком этой нефти. То же происходит и с малыми капельками нефти, находящимися газовой фазе: они не успевают осесть на уровень нефти (если отсутствуют в сепараторе каплеотбойные насадки) и будут выноситься потоком этого газа за пределы сепаратора.

3. *Давление в сепараторе и температура нефти.* Чем выше давление в сепараторе (см. формулу Стокса III. 2), при всех прочих равных условиях, тем больше плотность газа, а значит, меньше скорость всплытия пузырьков газа в нефти и падения капелек нефти в потоке газа.

Таким образом, увеличение давления в сепараторах приводит к ухудшению их работы.

Температура нефти и газа в сепараторе играет двоякую роль: увеличение ее снижает вязкость нефти и скорость подъема пузырьков газа из нефти увеличивается, что приводит к улучшению разделения нефти от газа; с увеличением температуры газовой фазы вязкость ее также увеличивается, а это значит, что скорость оседания капелек нефти в газе будет уменьшаться, что приведет к увеличению уноса капелек нефти за пределы сепаратора.

4. *Способность нефти образовывать пену и ее стойкость к разрушению.* Пенообразующие нефти исключительно трудно сепарируются и пока нет широкого выбора эффективных средств (кроме силикона) по предотвращению образования стойких пен в сепараторах. Пены разрушаются в сепараторах в основном механическим способом и реже физико-химическим (силикон).

5. *Конструктивные элементы внутреннего устройства сепараторов.* Они, как и все перечисленные выше факторы, играют при сепарации нефти от газа исключительно большую роль.

6. *Обводненность нефти.* Наличие в нефти воды и возможность получения стойких вязких эмульсий.

Таким образом, видно, что на пропускную способность нефтяных сепараторов оказывает влияние большое число факторов, учесть или регулировать которые не представляется возможным. Для расчета сепараторов существуют методики отдельных конструктивных элементов сепараторов (жалюзей, отбойников, центробежного эффекта и т. п.). На пропускную способность по нефти и газу довольно точно можно рассчитать только вертикальный гравитационный сепаратор без всяких внутренних отбивающих или коалесцирующих устройств, могущих существенно улучшить его сепарирующую способность.

12.2. Расчет сепарации газа в газонефтяных сепараторах первой ступени

Качество работы газонефтяных сепараторов первой ступени определяется в основном условиями работы осадительной и каплеуловительной секции. При этом эффективность сепарации газа оценивается удельным количеством капельной жидкости (нефти), уносимой потоком газа из сепаратора и характеризуемой коэффициентом уноса жидкости:

$$K_{жс} = G_{жс}/G_2, \quad (12.1)$$

где $G_{жс}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа из сепаратора, м³/сут; G_2 – объемный расход газа на выходе из сепаратора, м³/сут.

При этом все объемные расходы газа и жидкости приведены к давлению и температуре в сепараторе. Принимается также, что в сепараторе газообразная и жидкая фазы находятся в термодинамическом равновесии.

Рекомендуется при расчетах и проектировании газонефтяных сепараторов принимать

$$K_{жс} \leq 10^{-8}. \quad (12.2)$$

Технико-экономическое совершенство газонефтяных сепараторов определяется его пропускной способностью и металлоемкостью. Максимально допустимую скорость (м/с) газового потока в гравитационных сепараторах при давлении сепарации рекомендуется определять по формуле

$$\omega_z(p) \leq 0,245p^{-0,5}, \quad (12.3)$$

где p – давление в сепараторе, МПа.

В вертикальных сепараторах допустимые скорости потока газа относятся к полному поперечному сечению сепаратора, а в горизонтальных – к поперечному сечению аппарата, не занятому жидкостью. Таким образом, объемная пропускная способность сепаратора по газу, приведенная к нормальным условиям, будет определяться следующим образом:

$$Q_{zn} = F\omega_z(p) \frac{pT_0}{p_0Tz}, \quad (12.4)$$

где F – площадь поперечного сечения потока газа в сепараторе; p – давление в сепараторе, МПа; T – температура в сепараторе, К; z – коэффициент сжимаемости реального газа; p_0 , T_0 – нормальные давление и температура ($p_0=0,1013$ МПа, $T_0=273$ К).

В первом приближении, подставляя в эту формулу скорость и пренебрегая различием объемов реального и идеального газов при давлениях первой ступени сепарации нефти на промыслах до 0,6 МПа, получают (м³/с)

$$Q_{zn} \leq 660 \frac{F\sqrt{p}}{T}. \quad (12.5)$$

Можно пользоваться формулой выражая Q_{zn} в м³/сут,

$$Q_{zn} \leq 57,05 \cdot 10^6 \frac{F\sqrt{p}}{T}. \quad (12.6)$$

Для обеспечения пропускной способности газонефтяного сепаратора по газу пропускная способность его по жидкости (м³/сут) должна быть не менее

$$Q_{жн} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{F\sqrt{p}}{G(p)(1-B)\Gamma}, \quad (12.7)$$

где $G(p)$ – отношение объема газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе, к объему нефти (объем газа приведен к нормальным условиям); B – обводненность добываемой продукции.

Для заданных размеров газонефтяного сепаратора доля сечения, занятая потоком газа, должна удовлетворять неравенству

$$f_z \geq \frac{10^{-6}}{44,8D^2} Q_{жс} G(p)(1-B) \frac{T}{\sqrt{p}}, \quad (12.8)$$

где f_z – доля поперечного сечения сепаратора, занятая газовым потоком; D – диаметр газонефтяного сепаратора, м; $Q_{жс}$ – объемный расход жидкости, проходящий через сепаратор, м³/сут.

Примеры расчетов

Пример 12.1. Определить необходимый диаметр вертикального сепаратора, если нагрузка на него по жидкости составляет $Q_{ж} = 10000 \text{ м}^3/\text{сут}$, газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$.

Решение

Так как сепаратор вертикальный, следовательно, все его поперечное сечение занято потоком газа. Поэтому

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot f_z} Q_{ж} G(p) (1-B) \frac{T}{\sqrt{p}}. \quad (12.9)$$

так как $f_z = 1$, то

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot 1} 10000 \cdot 100 (1-0,5) \frac{293}{\sqrt{0,6}} = 4,22. \quad (\text{м}^2).$$

Откуда $D = 2,05 \text{ м}$.

Из технических характеристик вертикальных сепараторов известно, что максимальный диаметр их не превышает 1,6 м, следовательно, вертикальные сепараторы в данных условиях использоваться не должны.

Пример 12.2. Определить максимальную нагрузку на вертикальный сепаратор диаметром 1,6 м по жидкости, если газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ нефти (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$.

Решение

Максимальная пропускная способность вертикального сепаратора по газу при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К составит (все поперечное сечение вертикального сепаратора занято потоком газа)

$$Q_{гн} \leq 57,05 \cdot 10^6 \frac{\pi \cdot D^2 \sqrt{p}}{4 \cdot p} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{3,14 \cdot 1,6^2 \sqrt{0,6}}{4 \cdot 293} = 0,303 \cdot 10^6. \quad (\text{м}^3/\text{сут}).$$

Из технической характеристики вертикальных сепараторов известно, что пропускная способность сепараторов по газу с рабочим давлением 0,6 Мпа и диаметром 1,6 м равна $0,670 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Это в 2,21 раза завышено по сравнению с рекомендацией полученной из ограничения максимальной скорости потока (не более 0,1 м/с) газа в гравитационном сепараторе при давлении 0,6 МПа и температуре 273 К. Поэтому для дальнейших расчетов пропускную способность сепаратора по газу принимают $303\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По определению

$$G(p) = Q_g(p) / Q_n,$$

где $Q_g(p)$ – объемный поток газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе (объем газа приведен к нормальным условиям), м³/сут; Q_n – объемный поток нефти, поступающей в сепаратор, м³/сут. Если известно $G(p)$ и найдено $Q_g(p)$, то

$$Q_n = 303\,000 / 100 = 3030 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Так как обводненность продукции равна 50 %, то максимальная нагрузка на сепаратор по жидкости составит

$$Q_{жс} = 3030 / 0,5 = 6060 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Определим допустимую нагрузку на сепаратор по жидкости для заданных условий

$$Q_{жсн} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{3,14 \cdot 1,6^2 \sqrt{0,6}}{4 \cdot 100(1-0,5) \cdot 293} = 6065 \text{ (м}^3/\text{сут)}.$$

Расчет дает сразу же нужный результат, расхождение на 5 м³/сут вызвано округлениями при расчете.

Пример 12.3. Определить долю сечения горизонтального газонефтяного сепаратора конструкции ЦКБН, которая должна быть занята потоком газа, если нагрузка на сепаратор по жидкости составляет 10 000 м³/сут, из 1 м³ нефти в сепараторе выделяется 100 м³ газа (объем газа приведен к нормальным условиям). Давление в сепараторе 0,6 Мпа, температура 293 К. Диаметр сепаратора 2,2 м. Обводненность нефти 50 %.

Решение

Сразу можно найти долю поперечного сечения сепаратора, занятую потоком газа, чтобы скорость его была не более рекомендуемой (0,1 м/с)

$$f_g \geq \frac{10^{-6} \cdot 10000}{44,8 \cdot 2,2^2} 100 \cdot (1-0,5) \frac{293}{\sqrt{0,6}} = 0,872$$

По технической характеристике горизонтального сепаратора НГС6-2200 при рабочем давлении 0,6 Мпа и пропускной способности по жидкости 10 000 м³/сут пропускная способность его по газу составляет 600 000 м³/сут.

Рассчитывают допустимую нагрузку на сепаратор по газу с учетом того, что

$$F = 0,25\pi D^2 f_g,$$

$$Q_{гн} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{0,25\pi D^2 F_g \sqrt{p}}{T} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{0,25\pi \cdot 2,2^2 \cdot 0,872 \sqrt{0,6}}{293} = 0,5 \cdot 10^6 \text{ (м}^3/\text{сут)},$$

т.е. пропускная способность по газу сепаратора не может быть реализована.

Пример 12.4. Подобрать горизонтальный газонефтяной сепаратор конструкции ЦКБН, если нагрузка на него по нефти составляет 20000 м³/сут с рабочим давлением 0,6 Мпа и температурой 20 °С. Давление насыщения пластовой нефти 10,2 Мпа, пластовая температура 54 °С, газонасыщенность 136,5 м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям), плотность дегазированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении 825,1 кг/м³,

относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти 1,09, молярные доли – азота 0,0278 и метана 0,3906 в газе однократного разгазирования.

Решение

Для выбора сепаратора необходимо рассчитать его нагрузку по газу, которую можно определить методике ступенчатого разгазирования нефти.

Количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти в сепараторе, приведенное к нормальным условиям, может быть рассчитано по формуле

$$G = \Gamma_m R [D_1(1+R) - 1] \quad (12.10)$$

где Γ_m – газонасыщенность пластовой нефти, м³/т, объем газа приведен к нормальным условиям;

$$R = \frac{\lg \frac{p_1}{p_{S20}}}{\lg(10 p_{S20})}, \quad (12.11)$$

p_{S20} – давление насыщения нефти при 20 °С, МПа;

$$p_{S20} = p_s + \frac{20 - t_{nl}}{9,157 + f_{uu}}, \quad (12.12)$$

p_s – давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, МПа;

t_{nl} – пластовая температура, °С;

$$f_{uu} = \frac{7018}{\Gamma_m (N_{OH_4} - 0,8 N_A)}, \quad (12.13)$$

N_{OH_4} , N_A – молярная доля метана и азота, соответственно, в газе однократного разгазирования нефти до атмосферного давления при 20 °С;

$$D_1 = 4,06(\bar{\rho}_n \bar{\rho}_g - 1,045), \quad (12.14)$$

$$\bar{\rho}_n = \rho_n / 1000$$

ρ_n – плотность дегазированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении, кг/м³; $\bar{\rho}_g$ – относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти.

Находят

$$f_{uu} = \frac{7018}{136,5(0,3906 - 0,8 \cdot 0,0278)} = 13,958$$

Давление насыщения нефти газом при 20 °С

$$p_{S20} = 10,2 + \frac{20 - 54}{9,157 + 13,958} = 8,73 \quad (\text{МПа}).$$

Рассчитывают вспомогательные коэффициенты

$$R = \frac{\lg \frac{0,6}{8,73}}{\lg(10 \cdot 8,73)} = -0,599,$$

$$D_1 = 4,06(0,8251 \cdot 1,09 - 1,045) = -0,591.$$

Зная вспомогательные коэффициенты, находят количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти при условиях в газонефтяном сепараторе,

$$G = 136,5(-0,599)[(-0,591)(1 - 0,599) - 1] = 1011 \quad (\text{м}^3/\text{т}).$$

Так как нагрузка на сепаратор по нефти составляет $20000 \text{ м}^3/\text{сут}$, то соответствующая нагрузка на сепаратор по газу составит

$$Q_g = 20000 \cdot 8251 \cdot 10^{-3} \cdot 1011 = 1,668 \cdot 10^6 \text{ (м}^3/\text{сут)}.$$

Как следует из таблицы 12.1, наиболее подходит сепаратор НГС6-3000 с пропускной способностью по газу $1,50 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Пропускная способность этого сепаратора по нефти превышает ожидаемую нагрузку на $10000 \text{ м}^3/\text{сут}$, а по газу меньше ожидаемой на $168000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таблица 12.1

Основные параметры сепараторов ЦКБН, рассчитанных на рабочее давление 0,6 МПа

Сепаратор	Пропускная способность $\text{м}^3/\text{сут}$		Длина сепаратора, мм	Условный диаметр сепаратора, мм	Масса, кг
	по газу	по жидкости			
НГС6-1400	$0,15 \cdot 10^6$	2000	5660	1400	1900
НГС6-1600	$0,34 \cdot 10^6$	5000	7455	1600	2800
НГС6-2200	$0,60 \cdot 10^6$	10000	8205	2200	5200
НГС6-2600	$1,00 \cdot 10^6$	20000	11370	2600	12700
НГС6-3000	$1,50 \cdot 10^6$	30000	12620	3000	12700

Задачи для самостоятельного решения

Задача 12.1. Определить максимальную нагрузку на вертикальный сепаратор диаметром 1,6 м по жидкости, если газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$

Задача 12.2. Подобрать горизонтальный газонефтяной сепаратор конструкции ЦКБН, если нагрузка на него по нефти составляет $20\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$ с рабочим давлением 0,6 Мпа и температуре 20 С. Давление насыщения пластовой нефти 10,2 Мпа, пластовая температура 54 С, газонасыщенность $136,5 \text{ м}^3/\text{т}$ (объем газа приведен к нормальным условиям), плотность дегазированной нефти при 20 С и атмосферном давлении $825,1 \text{ кг/м}^3$, относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти 1,09, молярные доли- азота 0,0278 и метана 0,3906 в газе однократного разгазирования.

Задача 12.3. На дожимной насосной станции (ДНС) в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,6 Мпа. Длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, $L = 10 \text{ км}$ и (внутренний)

диаметр его $D = 0,3$ м. Сборный коллектор горизонтален. Объем перекачиваемой нефти $G = 3800$ т/сут, ее плотность $\rho = 0,8$ т/м³, кинематическая вязкость $\nu = 100$ мм²/с. Определить необходимый начальный напор H_n или начальное давление p_n .

Задача 12.4. Определить необходимый диаметр горизонтального отстойника для предварительного сброса воды с относительной высотой водяной пушки в нем $e = 0,46$, если максимальная нагрузка на него по жидкости не превысит 6300 т/сек, а обводненность эмульсии в зоне отстоя колеблется от 30 до 45%. Вязкость нефти в условиях эксплуатации отстойника из-за температурных колебаний может изменяться от 3,5 до 4 мПа·с.

Задача 12.5. В начало сборного коллектора длиной $L = 10$ км, диаметром $D = 0,2$ м подают товарную нефть в количестве $G = G_m + G_n = 180$ т/ч, вязкостью $\mu = 20$ мПа·с и $\rho = 800$ кг/м³. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках соответственно с $q_1 = 20$ т/ч, $q_2 = 50$ т/ч и $q_3 = 100$ т/ч. Расстояние от начала коллектора и до точек отбора нефти следующие: $l_1 = 4000$ м, $l_2 = 200$ м, давление равно 1,6 Мпа. Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет.

Задача 12.6. В начало сборного коллектора (рис.12.2) длиной L (см. табл. 12.2) и диаметром D_1 подается нефть в количестве G_1 вязкостью μ и

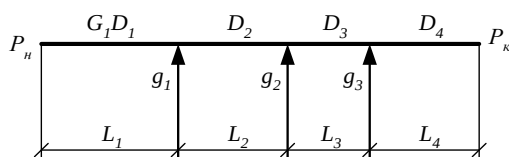


Рис. 12.2. Схема сборного коллектора
Таблица 12.2

Исходные данные к задаче 12.6

п/п	L_1 , км	D_1 , м	G_1 , Т/2	μ , МПа	ρ , кг/м ³	g_1 Т/2	g_2 Т/2	g_3 Т/2	L_2 , км	L_3 , км	L_4 , км
1	0,5	0,1	20	17	800	20	30	30	1	1,5	2
2	0,9	0,15	30	20	820	30	40	50	1	1,5	2
3	1,5	0,20	40	20	840	40	50	60	1	1,5	2
4	1,7	0,23	50	24	860	50	60	80	1	1,5	2
5	2,0	0,25	60	22	860	60	70	80	1	1,5	2
6	3	0,25	80	21	800	30	40	100	2	1,5	2
7	3,5	0,3	90	23	810	100	30	40	1,5	2	1,5
8	4	0,3	100	25	820	40	30	100	2	1,5	3
9	4,5	0,35	125	21	830	100	40	30	1,5	2	2,5
10	5	0,35	150	25	840	40	100	30	2	1,5	2

плотностью J^0 . К коллектору в разных точках подсоединены три трубопровода с подачами g_1, g_2, g_3 . Диаметр коллектора в местах подсоединения коллектора изменяется. Протяженности отдельных участков сборного коллектора L_2, L_3 и L_4 . Определить диаметры D_2, D_3, D_4 и общие потери напора в коллекторе при условии, что $P_n = 5,5$ МПа и $P_k = 0,55$ МПа. Гостовские размеры диаметров труб даны в приложении 32.

Задача 12.7. Определить диаметры отдельных участков сборного газопровода (рис. 12.3) и подобрать диаметр труб по сортаменту.

Газопровод транспортирует газ от групповых замерно-сепарационных установок (ГЗСУ) до компрессорной станции (КС).

Исходные данные: $Q_1 = 630$ м³/сут; $Q_2 = 700$ м³/сут; $Q_3 = 730$ м³/сут; $l_1 = 3$ км, $l_2 = 2,3$ км, $l_3 = 4,3$ км, $l_4 = 4$ км, $l_5 = 6$ км. $P_1 = P_2 = P_3 = 0,35$ МПа, $P_{кс} = 0,12$ МПа, $\rho_n = 1,4$ кг/м³; $T = 298$ °К; $Z = 1$; P_4 и P_5 см. в табл. 12.3.

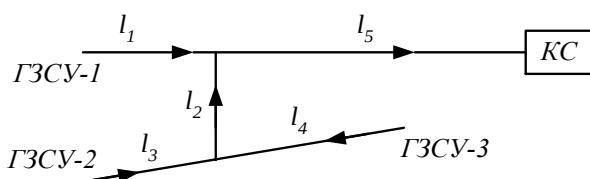


Рис. 12.3. Газопроводная сеть

Таблица 12.3

Исходные данные к задаче 12.7

Вариант	P_4 , МПа	P_5 , МПа	Вариант	P_4 , МПа	P_5 , МПа
1	0,34	0,27	6	0,24	0,17
2	0,32	0,25	7	0,22	0,15
3	0,30	0,23	8	0,20	0,13
4	0,28	0,21	9	0,18	0,11
5	0,26	0,19	10	0,16	0,10

Задача 12.8. На сепарационную установку (СУ) поступает нефть в количестве: G , тыс.м³/сут с газовым фактором 100 м³/м³ (объем газа приведен к нормальным условиям). Сепарация производится при давлении 0,6 МПа и температуре 293 °К. Плотности нефти и газа соответственно равны ρ_n, ρ_g (табл. 12.4). Подобрать потребное для СУ количество сепараторов типа ЦКБН, (приложение 33), принимая в качестве критерия выбора минимум металлоложений в СУ. Сделать проверку для выбранного сепаратора расчет пропускной способности по жидкости и газу. В расчетах принимать диаметр пузырька газа в жидкости и частицы жидкости в газе $d = 10^{-4}$ м.

Таблица 12.4

Исходные данные к задаче 12.8

Варианты	G , тыс.м ³ /сут	ρ_n , кг/м ³	ρ_g , кг/м ³
----------	-------------------------------	------------------------------	------------------------------

1	10	860	2
2	20	830	2,5
3	30	827	3
4	40	816	3,5
5	50	810	4
6	60	809	4,5
7	70	808	5
8	80	807	5,5
9	90	806	6
10	100	800	6,5

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению курсовой работы
по дисциплине «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного
транспорта»
для студентов направлений: 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»;
очной и заочной форм обучения

Ставрополь,
2018

При изучении дисциплины «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», в рамках подготовки бакалавров по направлению: 21.03.01, Нефтегазовое дело, профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», студенты должны не только прослушать теоретический курс и решить определенный набор типовых задач, но также выполнить курсовую работу, связанную с расчетом трубопровода для транспортировки нефти с оптимальным диаметром.

В методических указаниях освещены вопросы компоновки, сбора нагрузок, расчетов и конструирования элементов и узлов стальных цилиндрических резервуаров низкого давления.

На конкретном примере с подобными пояснениями показано, как рассчитываются и конструируются стенки, днища и покрытия резервуаров. Приведены подробные расчеты узловых соединений из металлических элементов, что очень важно, так как существующая литература мало уделяет внимания этому вопросу, ссылаясь на нормы проектирования стальных конструкций.

Все расчеты выполнены в соответствии с действующими СНиП.

Методические указания подготовлены в соответствии с образовательной программой, рабочей программой, ФГОС ВО, Положениями СКФУ и другими нормативными документами.

Составитель: ст. преподаватель Вержбицкий В.В.,

Рецензенты: доцент к.т.н. Андрианов И.И.

доцент к.п.н. Полтавская М.Д.

Содержание

1. Общие требования к выполнению курсовой работы
2. Рекомендации по подготовке и оформлению курсовой работы
 - 2.1 Структурные элементы курсовой работы
 - 2.2 Правила оформления курсовой работы
 - 2.2.1 Требования к изложению в курсовой работе
 - 2.2.2 Технические вопросы оформления курсовой работы
 - 2.2.3 Оформление иллюстраций
 - 2.2.4 Оформление таблиц
 - 2.2.5 Правила оформления списка использованных источников
3. Выполнение курсовой работы
 - 3.1 Задание на курсовую работу
 - 3.1.1 Теоретическая часть
 - 3.1.2 Технологическая часть
4. Методика выполнения технологической части курсовой работы
 - 4.1. Физико-химические свойства нефтей, влияющие на технологию их транспорта
 - 4.2 Трасса трубопровода и ее профиль
 - 4.3 Гидравлический уклон
 - 4.4 Самотечные участки нефтепровода
 - 4.5 Определение числа нефтеперекачивающих станций
5. Последовательность выполнения технологического расчета магистрального нефтепровода
 - 5.1 Определение параметров перекачки
 - 5.2 Вычисление напоров в заданных сечениях трубопровода
 - 5.3 Определение координаты конца самотечного участка
 - 5.4 Определение оптимальных параметров перекачки

1. Общие требования к выполнению курсовой работы

Курсовая работа позволяет закреплять теоретические знания студентов, формировать у них умение применять знания при решении прикладных задач, подготавливает к выполнению ВКР и к самостоятельной работе по избранному направлению, способствует развитию творческих способностей и освоению профессиональных компетенций.

Курсовая работа по дисциплине «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта» представляет собой самостоятельную учебно-исследовательскую работу студента, являясь важным элементом учебного процесса.

Целью курсовой работы является дальнейшее углубление и укрепление знаний студентов в области транспорта нефти и газа. Курсовая работа способствует формированию правильного понимания процесса строительства магистральных трубопроводов, приобретению навыков самостоятельного изучения теоретического материала и практического использования основополагающих технических и технологических моментов строительства трубопроводов в профессиональной работе. В курсовой работе студент сможет сформулировать и обосновать собственные выводы.

Настоящие методические рекомендации разработаны в соответствии с учебным планом и программой курса. Они определяют цели, основную тематику, объем, структуру и содержание курсовой работы, требования к ней, порядок оформления, выполнения и защиты курсовой работы.

Работа над курсовой работой начинается с анализа задания на курсовую работу. Качество выполнения проекта во многом определяется степенью понимания студентом поставленных перед ним задач. Все возникающие сомнения должны устраняться проработкой соответствующей литературы и консультациями с преподавателем.

Написание курсовой работы предполагает изучение литературных источников и подбор иллюстративного материала. В первую очередь целесообразно обращаться к учебным пособиям и нормативной литературе, которые в системном порядке излагают основное содержание курса. Особое внимание следует уделить изучению содержания основополагающих теоретических и практических вопросов расчета металлических резервуаров. При изучении монографий, журнальных статей, другой специальной литературы по вопросам, непосредственно относящихся к теме курсовой работы, необходимо составить конспект, излагая содержание своими словами. Такой подход позволит обеспечить правильное понимание изученного материала, а также даст возможность самостоятельно изложить содержание курсовой работы.

2. Рекомендации по подготовке и оформлению курсовой работы

2.1 Структурные элементы курсовой работы

Расчетно-пояснительная записка курсовой работы должна содержать следующие структурные элементы:

- титульный лист (Приложение 1);
- текст задания курсовой работы (Приложение 2);
- содержание (перечислить все разделы пояснительной записки с указанием номеров страниц);
- введение (указать особенности трубопроводного транспорта; сформулировать цель разработки);
- теоретическая часть (привести общие сведения о нефтепроводах, описать их сущность и назначение; указать перспективы развития трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов);

– расчетная часть (в соответствии с основными этапами расчета нефтепровода, изложенными в разделе 4 настоящих методических указаний). Все расчеты необходимо проводить на основании Международной системы единиц (СИ).

– заключение (выводы и предложения; привести численные значения величин, характеризующих основные этапы расчета);

– список использованных источников (в соответствии с ГОСТ 7.1–2003;).

При оформлении расчетно-пояснительной записки следует придерживаться правил для составления отчета о научно-исследовательской работе, изложенных в ГОСТ 7.32–2001.

2.2 Правила оформления курсовой работы

2.2.1 Требования к изложению в курсовой работе

Предпочтительной формой изложения в научно-технической литературе является безличная форма. К личной форме (во множественном числе) допускается прибегать только при построении логических выводов, при описании математического решения задачи. *Например:* «Рассмотрим конструкцию, представленную на рисунке 3...»; «В уравнении (2) при условии (3)..., получим ...».

Чтобы изложение было четким и ясным, писать следует простыми, короткими предложениями, избегая множества причастных и деепричастных оборотов.

Каждую новую мысль нужно начинать с нового абзаца.

При написании курсовой работы необходимо исключать лишние слова, штампы и т.п., часто употребляемые в устной речи. Однако в этом стремлении следует знать меру и помнить, что вводные слова:

«следовательно», «действительно», «с одной стороны», «с другой стороны», «напротив» и т.п. - помогают читающему курсовую работу следить за последовательностью изложения мыслей, логикой рассуждений.

В тексте курсовой работы не допускается:

- использовать произвольные сокращения слов и словосочетаний. Допустимы только общепринятые в русском языке сокращения типа «т.е.», «в т.ч.», «и т.д.», «и т.п.» и др. (ГОСТ 7.12-93). Если в тексте часто встречается какое-то понятие, выраженное группой слов, то его можно заменять аббревиатурой, вводимой после первого употребления в круглых скобках, например: «...трубопроводная арматура (ТА)...»;

- применять индексы стандартов (ГОСТ, ОСТ, ТУ и др.) без регистрационного номера. Следует писать: «по стандарту...» или «по ГОСТ 2.105-79...»;

- употреблять в тексте без цифр математические знаки ($-$, $+$, $=$, $<$, $>$), а также знаки %, №. Вместо этих знаков следует писать соответствующие слова (минус, плюс, равно, меньше, больше, процент, номер);

- применять для одного и того же понятия различные термины, близкие по смыслу (синонимы);

- сокращать обозначения единиц физических величин (ЕФВ) если они употребляются без цифр, за исключением ЕФВ в головках и боковиках таблиц и в расшифровке буквенных обозначений, входящих в формулы.

ЕФВ одного и того же параметра в пределах всей ВКР должна быть постоянной. Все ЕФВ должны соответствовать ГОСТ 8.417-84 «Единицы физических величин». Если в тексте ПЗ приводится ряд численных значений, выраженных в одной и той же ЕФВ, то её указывают только после последнего численного значения, *например*: 1,50; 1,75; 2,00 м (разрядность чисел должна быть одинаковой).

В тексте курсовой работы числа с размерностью следует писать цифрами, а без размерности - словами, *например*: «Зазор - не более 2 мм...», «Катушку пропитать два раза.»

Если в тексте курсовой работы, а также в надписях на чертежах, необходимо указывать интервал (пределы изменения) численных значений какого-либо параметра, то между числами следует ставить многоточие (три точки), в курсовой работы можно использовать слова «от» и «до». *Например*: 58...63 HRC, «... мощность пласта от 1,5 до 2,3 м...».

2.2.2 Технические вопросы оформления курсовой работы

Текст курсовой работы выполняют с использованием компьютера на одной стороне листа белой бумаги, формата А4, шрифт - Times New Roman 14-го размера, межстрочный интервал - 1,5. Содержание, расположение и размеры граф основной надписи, дополнительных граф к ней представлены в приложении 3. Номер страницы проставляют в правом нижнем углу листа. Страницы текстового материала следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему документу. Обязательные бланки (титульный лист, задание) текстового документа включают в общую нумерацию страниц, номера страниц проставляются с содержания. Текст пояснительной записка должен иметь: поля: верхнее – 20 мм, нижнее – 20 мм, левое – 30 мм, правое – 10 мм. Размер абзацного отступа должен быть одинаковым по всему тексту работы и равным 12,5 мм. Выравнивание текста - двустороннее (по ширине).

Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всей курсовой работы, обозначенные арабскими цифрами. Каждый раздел следует начинать с нового листа. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номера подразделов состоят из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Нумерация пунктов должна состоять из номера раздела, подраздела и пункта, разделенных точкой. Заголовок разделов, подразделов и пунктов следует печатать с абзацного отступа или по центру, с прописной буквы, без точки в конце, не подчеркивая. Переносы слов в заголовках не допускаются. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой. Заголовки структурных элементов располагают симметрично тексту и отделяют от текста интервалом в одну строку. Расстояние между заголовком и текстом

должно быть не менее 2 интервалов, расстояние между заголовками раздела и подраздела – 1 интервала.

2.2.3 Оформление иллюстраций

Иллюстрации (схемы, чертежи, графики, диаграммы, фотографии) обозначают словом "Рисунок" и нумеруют последовательно арабскими цифрами в пределах всей курсовой работы, за исключением иллюстраций, приведенных в приложениях.

Иллюстрации, должны иметь наименование и пояснительные данные (подрисовочный текст). Слово «Рисунок» и его наименование помещают после пояснительных данных к рисунку и располагают следующим образом:

Рисунок 1 – Детали прибора

Листы с расположенными на них иллюстрациями и таблицами, включают в общую нумерацию страниц КР.

Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитывают как одну страницу.

Количество иллюстраций должно быть достаточным для пояснения излагаемого текста.

Нумерация рисунков выполняется арабскими цифрами и должна включать номер раздела и порядковый номер иллюстрации в разделе, разделенные точкой или сквозной по все пояснительной записке. Ссылки на рисунки в тексте дают по типу: «... в соответствии с рисунком 1.3», «... показано на рисунке 2.2» и т.п.

Иллюстрацию располагают после первой ссылки на неё и так, чтобы её было удобно рассматривать: без поворота документа или с поворотом по часовой стрелке.

Рисунок должен следовать сразу после ссылки на него в тексте или на ближайшей странице.

2.2.4 Оформление таблиц

Цифровой материал, как правило, должен оформляться в виде таблиц.

Каждая таблица должна иметь заголовок, который следует помещать над таблицей слева, без абзацного отступа в одну строку с её номером через тире.

При переносе части таблицы название помещают только над первой частью таблицы, нижнюю горизонтальную черту, ограничивающую таблицу, не проводят.

Заголовки строк и граф таблицы должны начинаться с прописных букв, подзаголовки - со строчных, если они составляют одно предложение с заголовком, и с прописных, если они самостоятельные.

Таблицу размещают после первого упоминания о ней в тексте таким образом, чтобы её можно было читать без поворота ПЗ или с поворотом по часовой стрелке. Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другие страницы, при этом заголовок таблицы не повторяют, а над другими частями таблицы пишут слово "продолжение" и указывают номер таблицы. Например: "Продолжение таблицы 2". Таблицу с большим количеством граф допускается делить на части и помещать одну часть под другой в пределах одной страницы.

Если повторяющийся в разных строках графы таблицы текст состоит из одного слова, то его после первого написания допускается заменять кавычками; если из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словами «То же», а далее — кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, марок, знаков, математических и химических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

2.2.5 Правила оформления списка использованных источников

Список использованных источников должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 7.1–2003 «Библиографическая запись. Библиографическое описание», ГОСТ 7.82–2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов».

Примеры библиографического описания различных источников:

– книги с одним автором (запись под заголовком);

Томас, Д. Приключения со сменой кожи : пер. с англ. / Д. Томас. – СПб. : Азбука-классика, 2001. – 666. [4] с.

Атаманчук, Г. В. Сущность государственной службы: История, теория, закон, практика / Г. В. Атаманчук. – М. : РАГС, 2003. – 268 с.

– книги с двумя авторами (запись под заголовком);

Глушаков, С. В. Самоучитель для работы на персональном компьютере : [Windows 98, Word 2000, Excel 2000, Internet] : учеб. курс / С. В. Глушаков, А.С. Сурядный. – М. : АСТ ; Фолио, 2002. – 275 с. : ил., табл.

Бочаров, И. Н. Кипренский / И. Н. Бочаров, Ю. Глушакова. – 2-е изд., знач. доп. – М. : Молодая гвардия, 2001. – 390 с., [24] л. ил. ; 21 см.

– книги трех авторов (запись под заголовком);

Иванов, А. И. Математика : учеб. для вузов / А. И. Иванов, Б. И. Петров, И. Б. Болимов ; под ред. А. И. Иванова [и др.]. – М. : Рассвет, 2004. – 324 с. : ил.

Агафонова, Н. Н. Гражданское право : учеб. пособие для вузов / Н. Н. Агафонова, Т. В. Богачева, Л. И. Глушакова ; под общ. Ред. А. Г. Калпина ; авт. вступ. ст. Н. Н. Поливаев : М-во общ. и проф. Образования РФ. Моск. гос. юрид. акад. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. : Юристъ, 2002. – 542 с.

Аяцков, Д. Ф. Кадровый потенциал органов местного самоуправления: проблемы и опыт оценки / Д. Ф. Аяцков, С. Ю. Наумов, Е. Н. Суетенков; РАН при Президенте РФ. ПАГС. – Саратов: ПАГС, 2001. – 135 с.

– книги четырех авторов (запись под заглавием);

Современная информатика: наука, технология, деятельность / Р. С. Гиляровский [и др.] ; под ред. Ю. М. Арского. – М., 1997. – 211 с.

Управленческая деятельность: структура, функции, навыки персонала / К. Д. Скрипник [и др.]. – М. : Приор, 1999. – 189 с.

– 5 и более авторов (запись под заглавием);

Моделирование систем : учеб. пособие для направления 651900 «Автоматизация и управление» / Б. К. Гришутин, А. В. Зарщиков, М. В. Земцев и [др.] ; М-во образования Рос. Федерации, Моск. гос. ун-т печати (МГУП). – М. : МГУП, 2001. – 90 с. : ил.

Управление персоналом : учеб. пособие / С. И. Самыгин [и др.] ; под ред. С. И. Самыгина. – Ростов-на –Дону : Феникс, 2001. – 511 с.

– стандарты;

ГОСТ Р 517721-2001. Аппаратура радиоэлектронная бытовая. Входные и выходные параметры и типы соединений. Технические требования. – Введ. 2002-01-01. – М. : Госстандарт России : Изд-во стандартов, 2001. – IV, 27 с. : ил.

– неопубликованные документы:

– отчеты о научно-исследовательской работе;

Формирование генетической структуры стада : отчет НИР (промежуточ.) : 42-44 / Всерос. науч.-исслед. ин-т животноводства ; рук. Попов В. А. ; исполн.: Алешин Г. П. [и др.]. – М., 2001. – 75 с.

– диссертации;

Вишняков, И. В. Модели и методы оценки коммерческих банков в условиях неопределенности : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.13 : защищена

12.02.02 : утв. 24.06.02 / Вишняков Илья Владимирович. – М., 2002. – 234 с. – Библиогр.: с. 220-230.

– статьи из сборников;

Двинянинова, Г. С. Комплимент: Коммуникативный статус или стратегия в дискурсе / Г. С. Двинянинова // Социальная власть языка : сб. науч. тр. / Воронеж. межрегион. ин-т обществ. наук, Воронеж. гос. ун-т, Фак. романо-герман. истории. – Воронеж, 2001. – С. 101-106.

Захаров, В. А. Вклад ученых академию аграрную науку и производство / В. А. Захаров // Сб. науч. тр. ученых Рязанской ГСХА (160-летию профессора П. А. Костычева посвящается). – Рязань, 2005. – С. 3-8.

– статьи из журналов;

Ивашкевич, В. Б. Повышение прозрачности информации о ценных бумагах / В. Б. Ивашкевич, Ф. И. Харисова // Финансы. – 2005. – N 3. – С. 16-17.

Брусенцов, Н. П. Компьютеры и обучение / Н. П. Брусенцов, Ю. С. Владимирова, Х. Р. Альварес // Вестник Московского университета. Серия 20, Педагогическое образование. – 2005. – N 1. – С. 102-105.

– описание официальных материалов;

О базовой стоимости социального набора: Федеральный закон от 4 февраля 1999 года N 21-ФЗ // Российская газета. – 1999. – 11 февраля. – С. 4.

О правительственной комиссии по проведению административной реформы: Постановление Правительства РФ от 31 июля 2003 N 451 // Собрание законодательства РФ. – 2003. – N 31. – Ст. 3150.

Библиографический список составляет одну из существенных частей научной работы, отражающей самостоятельную творческую работу ее автора, и потому позволяющий судить о степени фундаментальности проведенного исследования. В библиографический список не включают

источники те источники, на которые нет ссылок в основном тексте, и которые фактически не были использованы при написании работы.

Порядок построения списка определяется самим автором. Наиболее распространенными способами расположения материала в списке литературы являются: алфавитный, в порядке появления ссылок и упоминания в тексте, хронологический, тематический, по видам изданий, по характеру содержания описанных в нем источниках, списки смешанного построения.

3. Выполнение курсовой работы

Курсовой проект на тему «Металлический резервуар для хранения нефтепродуктов» выполняется на основании выданного каждому студенту индивидуального задания.

В задании содержатся следующие данные:

- район строительства;
- объем резервуара;
- объемная масса нефтепродукта.

Пояснительная записка курсовой работы включает в себя следующие разделы:

- компоновка резервуара;
- конструирование днища;
- конструирование стенки резервуара;
- расчет стенки на прочность;
- расчет стенки на устойчивость;
- расчет сопряжения стенки с днищем;
- конструирование покрытия;
- технология монтажа.

Примерный объем пояснительной записки 30-40 листов рукописного текста с необходимыми рисунками и пояснениями на формате А4. Рабочие чертежи выполняются на стадии КМ (конструкции металлические) и размещаются на одном листе формата А1.

3 ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА ПО РАЗДЕЛАМ

3.1 Компоновка резервуара

При проектировании стальных резервуаров учитывают условия их эксплуатации, свойства нефтей и нефтепродуктов, конструктивные и расчетные требования, характеристики сталей.

Под условиями эксплуатации подразумевают: географический район строительства и климатические условия (положительные и отрицательные температуры); грунтовые условия с возможными неравномерными осадками. Оборачиваемость резервуаров - число заполнений и опорожнений; агрессивность нефтепродуктов; возможность возникновения значительного избыточного давления при наполнении или вакуума при опорожнении геометрически закрытых резервуаров.

Вертикальные резервуары используют при избыточном давлении в паровоздушной зоне и вакууме. Эти резервуары имеют плоские днища, изготовленные из стальных листов 4 – 6 мм, и стенки в виде ряда поясов, толщина которых увеличивается пропорционально росту давления жидкости по мере приближения к днищу. Тип крыши зависит как от вместимости резервуара, так и от величины внутреннего давления под крышей. На практике наиболее часто применяют конические, сферические и плавающие крыши. Реже используют висячие (шатровые), складчатые крыши.

Во избежание потерь нефтепродукта от «малых дыханий» необходимо создать избыточное давление в паровоздушной зоне. Для данного района строительства (г. Саратов) оптимальное избыточное давление $p_n=2$ кПа.

При определении оптимальных размеров резервуара (высоты и диаметра) за критерий оптимальности обычно принимают удельный расход стали, приходящийся на 1 м³ их полезного объема.

Суммарная масса резервуара складывается из масс днища, крыши и стенки. Она получается минимальной, если масса днища и крыши равна массе стенки.

В этом случае:

$$H_{opt} = \sqrt{\frac{\Delta R_{wy} \gamma_c \gamma_{fl}}{\gamma_g}},$$

где Н - высота резервуара; $\gamma_g=6,86$ кН/м³ - удельный вес нефтепродукта, $R_{wy}= 165$ МПа - расчетное сопротивление сварного шва; $\gamma_c=0,8$ - коэффициент условий работы; $\gamma_{fl} = 1,05$ - коэффициент надежности по нагрузке от гидростатического давления жидкости; $\Delta=1,7$ см - сумма приведенных толщин крыши и днища.

$$H_{opt} = \sqrt{\frac{1,7 \cdot 10^{-2} \cdot 165 \cdot 10^6 \cdot 0,8 \cdot 1,05}{6,86 \cdot 10^3}} = 18.09 \text{ м}$$

В связи с тем, что резервуары, объемом до 30000 м³ изготавливают методом рулонирования, высоту резервуаров, с учетом размеров стендов для **изготовления** рулонов принимаем Н=17910 мм. Соответственно радиус резервуара:

$$r = \sqrt{\frac{V}{\pi H}};$$

$$r = \sqrt{\frac{16000}{3.1416 \cdot 17.91}} = 16,86 \text{ м} = 16860 ,$$

где V- объем резервуара.

3.2 Конструирование днища резервуара

Резервуар располагают на достаточно простых песчаных грунтах, ввиду незначительности передаваемого на них давления. Удаляют растительный слой, площадку засыпают насыпным грунтом, уплотняют катками. Поверх насыпного грунта укладывают и уплотняют песчаную подушку, выравнивают ее, организуя уклон от центра к периферии для стока и последующего удаления подтоварной воды, и отстоя. Уклон выполняют 1:50. Диаметр подушки составляет 35,5 м. Между днищем резервуара и песчаной подушкой располагают гидроизоляционный слой толщиной 100 мм, состоящий из смеси песка с жидким битумом, мазутом или нефтью. По периметру устраивают железобетонное кольцо.

Для удержания хранимого нефтепродукта при вытекании из резервуара в аварийных случаях вокруг резервуара предусматривается устройство ограждений в виде грунтовых валов, железобетонных или металлических стенок.

Днище резервуара собирается из листов размером 2600х8000 мм, толщина листов составляет 6 мм, изготовленных из стали ВстЗпсб-1. Крайние листы - окрайки, размером 1500х6000 принимаются толщиной 10 мм, из стали 09Г2С-гр.2, и выполняются в виде сегментов. Соединение листов выполняют встык. Соединение средней части с окрайками осуществляют внахлестку. Днище должно быть изготовлено на заводе в виде двух сварных полотнищ и доставлено на строительную площадку в одном

рулоне. Масса рулона **45** т. После раскатки рулонов днища на подготовленном основании монтажный стык делают внахлестку. Величина

нахлеста - 40 мм.

Соединение листов полотнищ производят двухсторонней автоматической сваркой плотнопрочными швами с полным проваром по толщине свариваемого металла. Присадочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва встык основному металлу. Поперечные стыки полотен днища совмещают в прямую линию.

3.3 Конструирование стенки резервуара

Для сооружения стенок резервуара используем стальные листы, размером 2000х8000 мм. Высота резервуара кратна 1990 мм. Длина окружности кратна 7990 мм (с учетом строжки листов).

Высота резервуара составляет 17910 мм.

Радиус резервуара $R = 16848$ мм.

$D = 33,696$ м.

Соединение листов выполняем встык методом рулонирования. Монтажные швы стенки выполняем встык электродами типа Э50А с контролем проникающими излучениями по всей длине.

Резервуар состоит из 9 поясов, толщиной 1990 мм. Для нижних поясов используем сталь 09Г2С-гр.2, для верхних - сталь ВстЗпсб-1.

3.4 Расчет стенки на прочность

Стенка испытывает различные виды воздействий. Гидростатическое и избыточное давления вызывают в ней двухосное растяжение. Снеговая, ветровая нагрузка, масса стенки и крыши сжимают стенку.

В резервуарах также возможен вакуум, т.е. нагружение, при котором внешнее давление больше внутреннего. Эта нагрузка вызывает сжатие стенок в радиальном направлении.

Указанные выше нагружения создают в стенке, за исключением особых зон, плоско - напряженное состояние.

Особые зоны называются зонами «краевого эффекта». В них появляются *изгибные* напряжения, которые быстро затухают. Причины, вызывающие *изгибающие моменты* вдоль образующих, различные конструктивные элементы, стесняющие деформации от внутреннего давления: сопряжения *корпуса и днища*, *корпуса и кровли*, кольцевые ребра, изменение толщины стенки, *врезные патрубки* и отверстия для люков и т. д.

Статический расчет резервуара ведется в следующем порядке:

1. *расчет* стенки по безмоментной теории, т. е. без учета влияния изгибающих моментов, возникающих в сопряжении стенки с днищем и в кольцевых швах (нахлесточных при любых толщинах и стыковых при резко отличающихся толщинах свариваемых листов),
2. *уточненный расчет* сопряжения стенки с днищем;
3. *уточненный расчет* стенки с учетом влияния кольцевых швов.

Рассмотрим *расчет стенки по безмоментной теории*.

Основной нагрузкой при расчете стенки резервуара низкого давления на прочность является гидростатическое давление жидкости с удельным весом γ . От этой нагрузки возникают только кольцевые напряжения. В резервуарах низкого давления в паровоздушной зоне может возникнуть избыточное давление (обычно 200 мм вод. ст., или $0,02 \text{ кгс/см}^2$). Расчетная схема приведена на рисунке 1.

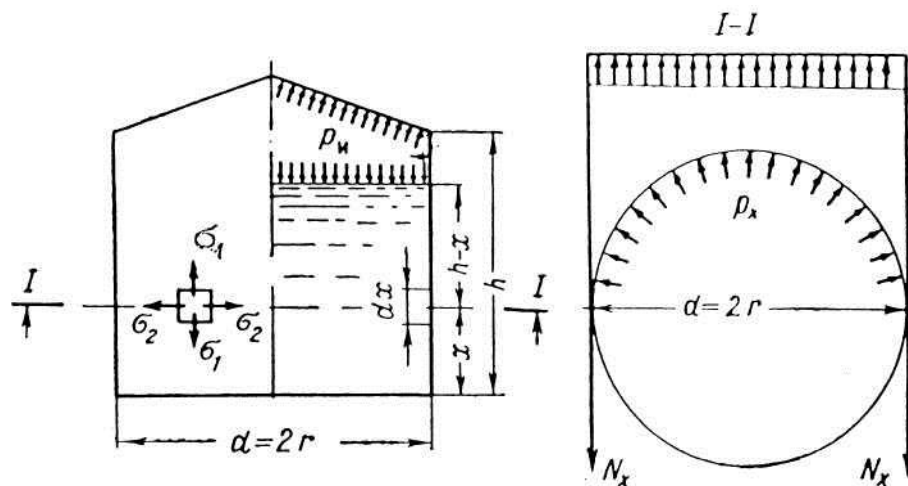


Рисунок 1 - Расчетная схема вертикального цилиндрического резервуара

На высоте x от днища на стенку резервуара действует гидростатическое давление:

$$p(x) = \gamma(h - x),$$

где $\gamma = 6,86 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес нефтепродукта.

Полное давление на стенку резервуара с учетом избыточного давления:

$$p_x = \gamma(h - x) + p_n,$$

Для определения кольцевых усилий в стенке резервуара, возникающих под действием полного давления, можно использовать известное уравнение для оболочек вращения, находящихся под действием осесимметричной нагрузки при безмоментном состоянии:

$$\frac{N_1}{r_1} + \frac{N_2}{r_2} = p,$$

где N_1 и N_2 - соответственно меридиональные и кольцевые усилия; r_1 и r_2 - меридиональный и кольцевой радиусы кривизны.

Для цилиндрической оболочки $r_1 = \infty$; $N_1/r_1 = 0$; $r_2 = r$. Тогда получим:

$$N = pr$$

или, учитывая значение p и коэффициенты перегрузки:

$$N = [n_1 \gamma (h - x) + n_2 p_u] r ,$$

где n_1, n_2 – коэффициенты надежности по нагрузке равные соответственно 1,1 и 1,2.

Кольцевое напряжение на высоте x от днища

$$\sigma = \frac{N}{t} .$$

Тогда окончательная расчетная формула для проверки прочности стенки примет вид:

$$\sigma_2 = \frac{[n_1 \gamma (h - x) + n_2 p_u] r}{t} \leq \gamma_c R .$$

Под влиянием избыточного давления, действующего на покрытие и днище (или на жидкость), в стенке возникают:

а) растягивающие усилия (независимо от геометрической формы покрытия)

$$\frac{\pi r^2 p_u}{2\pi r} = \frac{p_u r}{2} ;$$

б) *меридианальные* растягивающие напряжения $\sigma_1 = pr_u/2t$, которыми *пренебрегают*, так как они незначительны.

Рассмотрим радиальные перемещения стенки, возникающие от воздействия кольцевых напряжений σ_2 . Если приращения радиуса r обозначить через Δr , то, исходя из закона Гука, можно записать:

$$\sigma_2 = E\varepsilon = E \left(\frac{\Delta r}{r} \right).$$

где $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа - модуль упругости стали; откуда:

$$\Delta r = \frac{\sigma_2 r}{E} = \frac{\gamma r^2 (h - x)}{Et} ,$$

а с учетом избыточного давления:

$$\Delta r = \frac{\gamma r^2(h-x) + p_u r^2}{Et},$$

$$\sigma_2 < \gamma_c R,$$

где $\gamma_c=0,8$ – коэффициент условия работы.

Результаты вычислений сведены в таблицу 1.

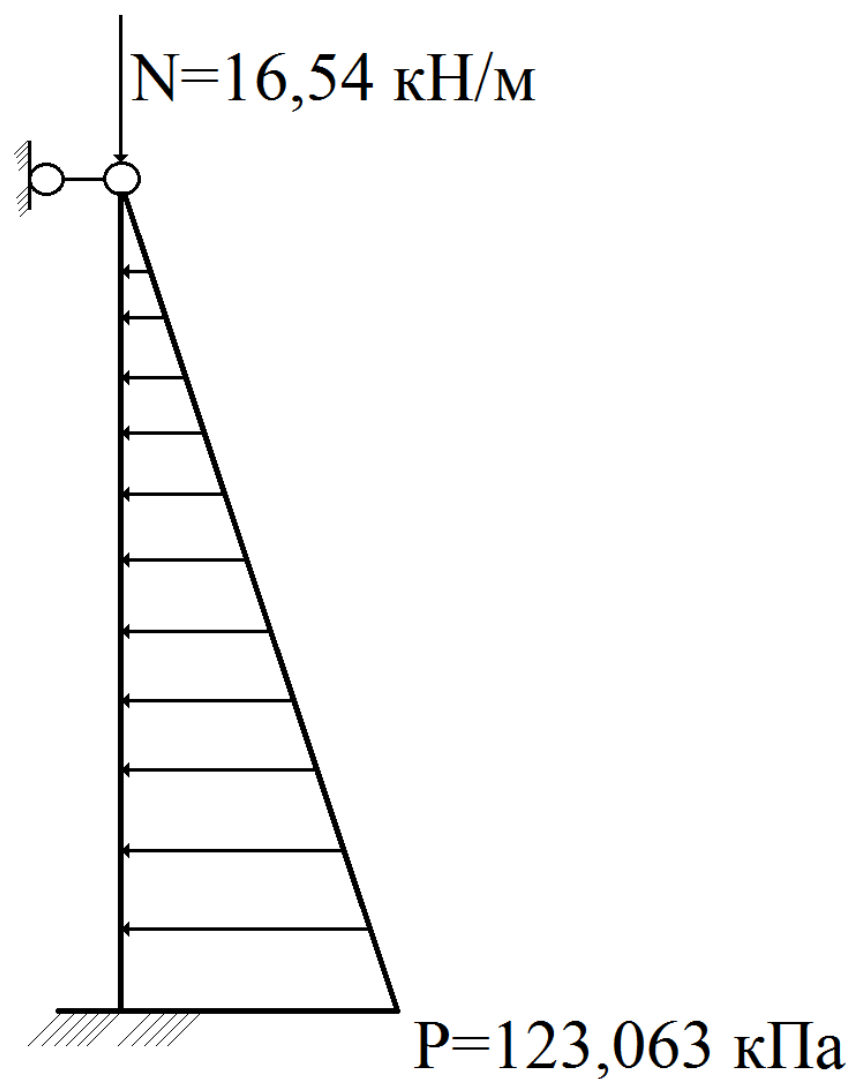


Рисунок 2 – Расчетная схема стенки резервуара.

Таблица 1 – Толщина поясов стенки

Номер пояса	х, м	h-x, м	p _в , Па	p, Па	N, кН/м	R, МПа	γ _c R	Т, мм		σ _л , МПа	Δr, м
								расч.	прин.		
1	0	17,91	122862,6	123062,6	2281,032	335	268	8,51131	12	190,086	0,014131047
2	1,99	15,92	109211,2	109411,2	2028,033	335	268	7,56729	12	169,0027	0,012563482
3	3,98	13,93	95559,8	95759,8	1775,034	335	268	6,62326	10	177,5034	0,013195101
4	5,97	11,94	81908,4	82108,4	1522,036	335	268	5,67924	10	152,2036	0,011314024
5	7,96	9,95	68257	68457	1269,037	335	268	4,73521	10	126,9037	0,009432946
6	9,95	7,96	54605,6	54805,6	1016,038	215	172	5,9072	10	101,6038	0,007551869
7	11,94	5,97	40954,2	41154,2	763,04	215	172	4,43628	10	76,30395	0,005670791
8	13,93	3,98	27302,8	27502,8	510,041	215	172	2,96535	10	51,00409	0,003789714
9	15,92	1,99	13651,4	13851,4	257,042	215	172	1,49443	10	25,70422	0,001908636
	17,91	0	0	200	4,044	215	172	0,02351	10	0,404352	2,75587E-05

А с учетом избыточного давления:

$$\Delta r = \frac{\gamma r^2(h - x) + p_{\text{н}} r^2}{Et},$$

$$\sigma_2 < \gamma_c R,$$

$\gamma_c = 0,8$ – коэффициент условий работы.

Условие прочности выполнено.

3.5 Расчет стенки на устойчивость

При проверке устойчивости стенки обычного резервуара со стационарным покрытием расчетным считается случай, когда в резервуаре нет жидкости, он герметически закрыт и в нем расчетные значения вакуума.

Расчетными нагрузками являются: собственный вес покрытия и стенки, снеговая нагрузка, вес оборудования и вакуум.

Расчет необходимо вести с учетом:

1. осевого сжатия от нагрузок, передающихся на стенку от покрытия;
2. равномерного внешнего поперечного давления, действующего при возникновении вакуума внутри резервуара;
3. совместного воздействия этих нагрузок.

Рассмотрим все случаи расчета последовательно.

3.5.1 Расчет стенки на осевое сжатие.

Устойчивость стенки проверяют по формуле:

$$\sigma_1 < \sigma_{01}$$

где σ_1 - расчетное осевое сжатие от равномерно распределенной нагрузки, действующей на кровлю (с учетом собственного веса); σ_{01} - нижнее критическое меридиональное напряжение;

Продольное сжимающее напряжения в стенке возникают от следующих нагрузок:

Вес крыши (с учетом установленного на ней оборудования)

$$N_k = gn_1,$$

где $n_1=1,1$ – коэффициент перегрузки от собственного веса; g – вес крыши и оборудования, принимаемый в зависимости от объема резервуара, в нашем случае $g=0,51$ кН/м².

Вес снегового покрова:

$$N_{ch} = s_0 \mu n_{ch},$$

где s_0 - 1 кН/м² вес снегового покрова, принимается для рассматриваемого района строительства [5]; $\mu=1$ - коэффициент, учитывающий конфигурацию кровли; $n_{ch}=1,4$ - коэффициент надежности по снеговой нагрузке.

Вакуум:

$$N_{vak} = p_{vak} n_{vak},$$

где $p_{vak}=0,25$ кПа, $n_{vak}=1,2$.

Ветровая нагрузка на боковую поверхность корпуса резервуара, создающая отсос на крыше и вызывающая продольные растягивающие напряжения в стенке резервуара:

$$N_B = w_0 c n_B,$$

где $w_0=0,38$ кН/м² - нормативный скоростной напор, в зависимости от района строительства [5]; $c=0,8$ - аэродинамический коэффициент для крыши; $n_B=0,8$ - коэффициент перегрузки для ветрового отсоса.

Вес стенки:

$$N_{\text{ст}} = \frac{Q'_c n_1}{2\pi r},$$

$$Q'_c = \frac{Q_c}{n} (n - i + 1),$$

$$Q_c = (h - x) \pi r^2 \gamma_{\text{см}} g,$$

где n - общее число поясов стенки; i - номер пояса; $\gamma_{\text{ст}}$ - 78,5 кН/м³; $n_1=1,1$; Q'_c - вес части стенки расположенной выше рассматриваемого уровня; Q_c - общий вес стенки.

Таким образом, суммарные продольные напряжения в стенке от действующих нагрузок равны:

$$\sigma_1 = [N_k + n_c (N_{\text{сн}} + N_{\text{вак}} - N'_{\text{в}})] \left(\frac{r}{2t} \right) + \frac{N_{\text{ст}}}{t},$$

где $n_c=0,9$ – коэффициент сочетания нагрузок.

Критическое напряжение определяется по формуле:

$$\sigma_{01} = c E \frac{t}{r},$$

где $E=2,06 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости стали; $r = 16848$ м радиус резервуара; c – коэффициент, определяемый в зависимости от отношения r/t .

Результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Меридианальные напряжения в поясах

Номер пояса	N_k кН/м ²	$N_{\text{сн}}$ кН/м ²	$N_{\text{вак}}$ кН/м ²	$N_{\text{в}}$ кН/м ²	$N_{\text{ст}}$ кН/м ²	σ_1 , МПа	σ_{01} , МПа
1	0,561	1,4	0,3	0,2432	10,551568	2,193526	10,55236
2	0,561	1,4	0,3	0,2432	8,3370412	2,008982	10,55236
3	0,561	1,4	0,3	0,2432	6,3830471	2,215379	7,886396
4	0,561	1,4	0,3	0,2432	4,6895857	2,046032	7,886396
5	0,561	1,4	0,3	0,2432	3,2566567	1,90274	7,886396
6	0,561	1,4	0,3	0,2432	2,0842603	1,7855	7,886396
7	0,561	1,4	0,3	0,2432	1,1723964	1,694314	7,886396
8	0,561	1,4	0,3	0,2432	0,5210651	1,62918	7,886396
9	0,561	1,4	0,3	0,2432	0,1302663	1,590101	7,886396
	0,561	1,4	0,3	0,2432	0	1,577074	7,886396

Устойчивость всех поясов обеспечена.

3.5.2 Расчет на устойчивость при действии внешнего поперечного давления

Стенка может потерять устойчивость от действия вакуума и давления ветра. Устойчивость теряет стенка, находящаяся между точками закрепления. Такими закреплениями являются кольцевые ребра. Если их нет, то стенка может потерять устойчивость между днищем и крышей, т. е. на всю высоту.

Проверка производится по формуле:

$$\sigma_2 = \sigma_{02},$$

где σ_2 – расчетное кольцевое напряжение в стенке; σ_{02} – нижнее критическое кольцевое напряжение.

$$\sigma_2 = \frac{(W + p_{\text{вак}})n_c r}{t},$$

$$W = 0,5w_0 k c,$$

$$W_0 = 0,38 \text{ кН/м}^2;$$

$k = 1,25$ – коэффициент, учитывающий величину скоростного напора ветра по высоте (принимается для местности типа А, по [5]);
 $c = 0,9$ – аэродинамический коэффициент; $p_{\text{вак}} = 0,25 \text{ кПа}$; $n_c = 0,9$.

Критическое напряжение определяется по формуле:

$$\sigma_{02} = 0,55E \frac{r}{h} \left(\frac{t}{r} \right)^{3/2},$$

Результаты вычислений приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Кольцевые напряжения в поясах

Номер пояса	Вакуум, $p_{\text{вак}}$, кПа	Давление ветра, W , кПа	σ_2 , МПа	σ_{02} , МПа
1	0,25	0,21375	0,367007	2,025965
2	0,25	0,21375	0,367007	2,025965
3	0,25	0,21375	0,305839	1,541204
4	0,25	0,21375	0,305839	1,541204
5	0,25	0,21375	0,305839	1,541204
6	0,25	0,21375	0,305839	1,541204

7	0,25	0,21375	0,305839	1,541204
8	0,25	0,21375	0,305839	1,541204
9	0,25	0,21375	0,305839	1,541204
	0,25	0,21375	0,305839	1,541204

Устойчивость обеспечена.

3.5.3 Проверка устойчивости от совместного действия продольных и кольцевых усилий

Проверим каждый пояс в отдельности на устойчивость по формуле:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1.$$

При этом отношение $\frac{1}{\left(\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}\right)} = k$ определяет коэффициент запаса оболочки на устойчивость.

Таблица 4 – Напряжения в поясах при совместном действии продольных и кольцевых усилий

Номер пояса	σ_1 , МПа	σ_{01} , МПа	σ_2 , МПа	σ_{02} , МПа	Σ	k
1	2,193526	10,55236	0,367007	2,055965	0,383022	2,570548
2	2,008982	10,55236	0,367007	2,025965	0,371534	2,691545
3	2,215379	7,886396	0,305839	1,541204	0,479353	2,086145
4	2,046032	7,886396	0,305839	1,541204	0,45788	2,183979
5	1,90274	7,886396	0,305839	1,541204	0,43971	2,274225
6	1,7855	7,886396	0,305839	1,541204	0,424844	2,353804
7	1,694314	7,886396	0,305839	1,541204	0,413282	2,419657
8	1,62918	7,886396	0,305839	1,541204	0,405023	2,468997
9	1,590101	7,886396	0,305839	1,541204	0,400067	2,499579
	1,577074	7,886396	0,305839	1,541204	0,398416	2,509942

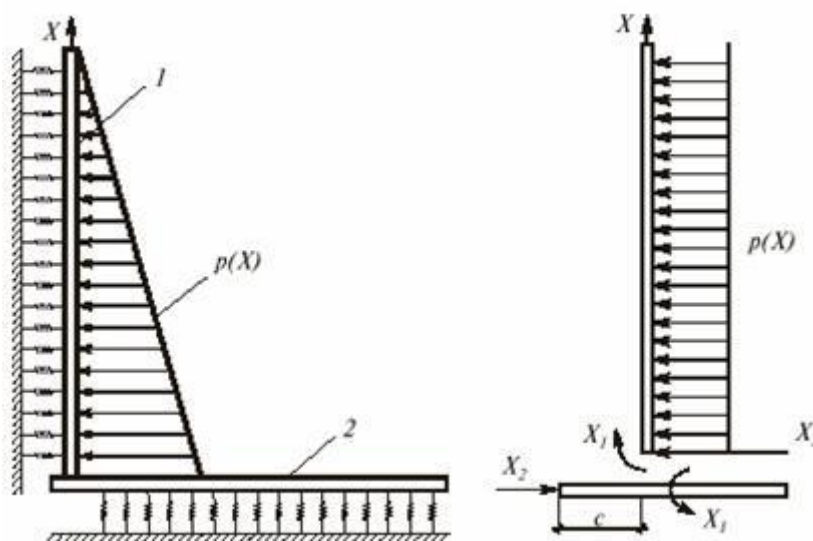
Устойчивость обеспечена.

3.6 Расчет сопряжения стенки с дном

В зоне сопряжения стенки с дном вертикального цилиндрического резервуара за счет стесненности радиальных перемещения стенки возникают изгибающий момент и поперечная сила.

Предполагается, что полосы единичной ширины, вырезанные из стенки и дна, работают как балки на упругом основании. Основную систему метода сил можно получить путем разделения стенки и дна (рисунок 3) и найти лишние неизвестные x_1 и x_2 из решения канонических уравнений:

$$\begin{cases} \delta_{11}x_1 + \delta_{12}x_2 + \Delta_1 p = 0 \\ \delta_{21}x_1 + \delta_{22}x_2 + \Delta_2 p = 0 \end{cases}$$



а) расчетная схема; б) усилия, возникающие в сопряжении стенки резервуара с дном; 1 – стенка; 2 – дно.

Рисунок 3 – сопряжения стенки резервуара с дном

Все перемещения состоят из двух слагаемых, выражающих соответственно перемещение стенки и днища: $\delta_{11} = \delta_{11}^{ст} + \delta_{11}^{дн}$; $\delta_{12} = \delta_{12}^{ст} + \delta_{12}^{дн}$ и т.д. при этом принимается, что днище на растяжение абсолютно жесткое и не деформируется в горизонтальной плоскости, т.е. $\delta_{12}^{дн} = \delta_{21}^{дн} = \delta_{22}^{дн} = \Delta_{2p}^{дн} = 0$.

При таких условиях система уравнений примет вид:

$$\begin{cases} (\delta_{11}^{ст} + \delta_{11}^{дн})x_1 + \delta_{12}^{ст}x_2 + \Delta_{1p}^{ст} + \Delta_{2p}^{дн} = 0 \\ \delta_{21}^{ст}x_1 + \delta_{22}^{ст}x_2 + \Delta_{2p}^{ст} = 0 \end{cases}$$

Нагрузка на единицу длины окружности стенки:

$$q = \frac{Q_k + Q_{ст}}{2\pi r},$$

где $Q_{ст} = 125,38$ т – масса стенки; $Q_k = 53,27$ т – масса крыши.

$$q = \frac{(53,27 + 125,38) \cdot 9,8}{2 \cdot 3,31416 \cdot 16,848} = 16,54 \text{ кН/м.}$$

Гидростатическое давление на днище $p = 0,123$ МПа.

Основные характеристики стенки:

цилиндрическая жесткость:

$$D_{ст} = \frac{Et_{ст}^3}{12(1 - \mu^2)},$$

где $t_{ст} = 12$ мм – толщина нижнего пояса стенки; $\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона.

$$D_{ст} = \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot (12 \cdot 10^{-3})^3}{12 \cdot (1 - 0,3^2)} = 3,26 \cdot 10^4 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

условный коэффициент постели:

$$k_{ст} = \frac{E \cdot t_{ст}}{r^2}$$

$$k_{ст} = \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 12 \cdot 10^{-3}}{16,848^2} = 8,7 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^3;$$

коэффициент деформации:

$$m_{\text{CT}} = \sqrt[4]{\frac{k_{\text{CT}}}{4D_{\text{CT}}}},$$

$$m_{\text{CT}} = \sqrt[4]{\frac{8,7 \cdot 10^6}{4 \cdot 3,26 \cdot 10^4}} = 2,86 \text{ м}^{-1};$$

определим перемещения стенки:

$$\delta_{11}^{\text{CT}} = \frac{1}{m_{\text{CT}} \cdot D_{\text{CT}}};$$

$$\delta_{11}^{\text{CT}} = \frac{1}{2,86 \cdot 3,26 \cdot 10^4} = 0,107 \cdot 10^{-6} \text{ Н}^{-1};$$

$$\delta_{12}^{\text{CT}} = \frac{1}{2m_{\text{CT}}^2 \cdot D_{\text{CT}}};$$

$$\delta_{12}^{\text{CT}} = \frac{1}{2 \cdot 2,86^2 \cdot 3,26 \cdot 10^4} = 1,8 \cdot 10^{-6} \text{ м/Н};$$

$$\delta_{22}^{\text{CT}} = \frac{1}{2m_{\text{CT}}^3 \cdot D_{\text{CT}}};$$

$$\delta_{22}^{\text{CT}} = \frac{1}{2 \cdot 2,86^3 \cdot 3,26 \cdot 10^4} = 0,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{Н};$$

$$\Delta_{1p}^{\text{CT}} = \frac{\gamma \cdot g}{k_{\text{CT}}},$$

$$\Delta_{1p}^{\text{CT}} = \frac{0,7 \cdot 10^{-3} \cdot 9,8}{8,7 \cdot 10^6} = 0,00078;$$

$$\Delta_{2p}^{\text{CT}} = \frac{\gamma \cdot g}{k_{\text{CT}}} \cdot h,$$

$$\Delta_{2p}^{\text{CT}} = \frac{0,7 \cdot 10^{-3} \cdot 9,8}{8,7 \cdot 10^6} \cdot 17,91 = 0,01412 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

Основные характеристики днища:

цилиндрическая жёсткость:

$$D_{\text{дн}} = \frac{E \cdot t_{\text{дн}}^3}{12(1 - \mu^2)},$$

где $t_{\text{дн}} = 10$ мм – толщина окрайка днища; $\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона

$$D_{\text{дн}} = \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^{-3})^3}{12 \cdot (1 - 0,3^2)} = 1,886 \cdot 10^4 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Коэффициент постели основания при наличии железобетонного фундамента может иметь значение $0,3 - 1,5 \text{ кН/см}^3$ (принимая $k_{\text{дн}} = 0,3 \text{ кН/см}^3 = 300 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^3$).

Тогда коэффициент деформации:

$$m_{\text{дн}} = \sqrt[4]{\frac{k_{\text{дн}}}{4D_{\text{дн}}}};$$

$$m_{\text{дн}} = \sqrt[4]{\frac{300 \cdot 10^6}{4 \cdot 1,886 \cdot 10^4}} = 7,9 \text{ м}^{-1}.$$

Расстояние от наружной поверхности стенки до края днища $c = 50$ мм.
Аргумент $m_c = c \cdot m_{\text{дн}} = 0,05 \cdot 7,9 = 0,397$.

По таблице 18 [6] находим: $\varphi = 0,35$; $\psi = 0,91$; $\theta = 0,63$; $\xi = 0,28$.

Определяем перемещения днища:

$$\delta_{11}^{\text{дн}} = \frac{1}{m_{\text{дн}} D_{\text{дн}}} \cdot \frac{1 + \varphi^2 + 2\theta^2}{4},$$

$$\delta_{11}^{\text{дн}} = \frac{1}{7,9 \cdot 1,886 \cdot 10^3} \cdot \frac{1 + 0,35^2 + 2 \cdot 0,63^2}{4} = 3,22 \cdot 10^{-6} \text{ Н}^{-1};$$

$$\Delta_{1p}^{\text{дн}} = -\frac{p m_{\text{дн}}}{2k_{\text{дн}}} [1 - \psi\varphi + 2\xi\theta],$$

$$\Delta_{1p}^{\text{дн}} = -\frac{0,123 \cdot 10^6 \cdot 7,9}{2 \cdot 300 \cdot 10^6} [1 - 0,91 \cdot 0,35 + 2 \cdot 0,28 \cdot 0,63] = 1675 \cdot 10^{-6};$$

$$\Delta_{1q}^{\text{дн}} = \frac{q}{2m_{\text{дн}}^2 D_{\text{дн}}} \cdot \theta^2,$$

$$\Delta_{1q}^{\text{дн}} = \frac{16,54 \cdot 10^3}{2 \cdot 7,9^2 \cdot 1,886 \cdot 10^4} \cdot 0,63^2 = 2789 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Решаем канонические уравнения:

$$\Delta_1 p = \Delta_{1p}^{\text{ст}} + \Delta_{1p}^{\text{дн}} + \Delta_{1q}^{\text{дн}},$$

$$\Delta_1 p = (0,00078 - 1675 + 2789) \cdot 10^{-6} = 1113,99922 \cdot 10^{-6};$$

$$\delta_{11} = \delta_{11}^{\text{ст}} + \delta_{11}^{\text{дн}},$$

$$\delta_{11} = (10,7 + 3,22) \cdot 10^{-6} = 13,92 \cdot 10^{-6} \text{ Н}^{-1}.$$

Система уравнений (6.2) примет вид:

$$\begin{cases} 13,92 \cdot 10^{-6} x_1 + 1,8 \cdot 10^{-6} x_2 = -1113,99922 \cdot 10^{-6} \\ 1,8 \cdot 10^{-6} x_1 + 0,6 \cdot 10^{-6} x_2 = -0,01412 \cdot 10^{-6} \end{cases}.$$

Решая систему уравнений, получим:

$$x_1 = M_0 = 130,70 \text{ Н} \cdot \text{м/м};$$

$$x_2 = Q_0 = -391,87 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Проверка напряжений с учетом краевого эффекта

Условие прочности при действии меридиональных напряжений в стенке:

$$\sigma_1^{\text{ст}} = \frac{6M_0}{t_{\text{ст}}^2} + \frac{q}{t_{\text{ст}}} \leq \gamma_c R_w,$$

где $q=16,54$ кН/м - собственный вес покрытия и стенки;
 $\gamma_c=1,2$ - коэффициент условий работы; $R_w=220$ МПа - расчетное сопротивление сварного шва.

$$\gamma_c \cdot R_w = 264 \text{ МПа},$$

$$\sigma_1^{\text{ст}} = \frac{6 \cdot 130,7}{(12 \cdot 10^{-3})^2} + \frac{16,54 \cdot 10^3}{12 \cdot 10^{-3}} = 6,828 \cdot 10^6 \text{ Па} = 6,828 \text{ МПа},$$

$$\sigma_1^{\text{ст}} < \gamma_c R_w.$$

Условие прочности выполнено.

Кольцевые напряжения в стенке:

$$\sigma_2^{\text{ст}} = \frac{6\mu M_0}{t_{\text{ст}}^2} + \frac{N_{21}}{t_{\text{ст}}} + \frac{N_{20}}{t_{\text{ст}}}$$

где $N_{21}=N=2,28 \cdot 10^6$ Н/м (таблица 4.1) - кольцевое усилие без

моментного состояния; N_{20} - кольцевое усилие моментного напряженного состояния;

$$N_{20} = \frac{Et_{\text{ст}}}{2rD_{\text{ст}}m_{\text{ст}}^3}(m_{\text{ст}}M_0 - Q_0),$$

$$N_{20} = \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 12 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16,848 \cdot 3,26 \cdot 10^4 \cdot 2,86^3} \cdot (2,86 \cdot 130,7 + 391,87) = 7365 \text{ Н/м};$$

$$\sigma_2^{\text{ст}} = \frac{6 \cdot 0,3 \cdot 130,7}{(12 \cdot 10^{-3})^2} + \frac{2,28 \cdot 10^6}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{7365}{12 \cdot 10^{-3}} = 192,2475 \cdot 10^6 \text{ Па} =$$

$$= 192,2475 \text{ МПа}.$$

Условие прочности:

$$\sigma_1^{\text{ст}} \leq \gamma_c R_w,$$

где $\gamma_c=1,2$ - коэффициент условий работы; $R_w=220$ МПа - расчетное сопротивление сварного шва.

$$\gamma_c \cdot R_w = 264 \text{ МПа},$$

$$\sigma_2^{\text{ст}} < \gamma_c R_w.$$

Условие прочности выполнено

Изгибное напряжение в днище:

$$\sigma_{\text{дн}} = \frac{6M_{\text{дн}}}{t_{\text{дн}}} \leq \gamma_c R_w,$$

где $M_{\text{дн}}$ - изгибающий момент в днище; $R_y=325$ МПа - расчетное сопротивление стали растяжению, сжатию, изгибу по пределу текучести.

$$M_{\text{дн}} = \frac{M_0}{2}(1 + \varphi^2) - \frac{q}{4m_{\text{дн}}}(1 - 2\theta\xi - \psi\varphi) - \frac{\gamma gh}{2m_{\text{дн}}^2}\xi^2,$$

$$M_{\text{дн}} = \frac{130,7}{2}(1 + 0,35^2) - \frac{16,54 \cdot 10^3}{4 \cdot 7,9}(1 - 2 \cdot 0,63 \cdot 0,28 - 0,91 \cdot 0,35) -$$

$$- \frac{0,7 \cdot 10^{-3} \cdot 9,8 \cdot 17,91}{2 \cdot 7,9^2} \cdot 0,28^2 = -93,694702 \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{м}};$$

$$\sigma_{\text{дн}} = \frac{6 \cdot 93,694702}{(10 \cdot 10^{-3})^2} = 5,92 \text{ МПа};$$

$$\gamma_c \cdot R_w = 390 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{дн}} < \gamma_c R_w.$$

Условие прочности выполнено.

3.7 Конструкция покрытия

Выполняем сферическое покрытие в виде ребристого купола. Анализ *различных конструктивных* решений показал, что при симметричных нагрузках *ребристый купол* имеет меньшую массу и стоимость. При несимметричных нагрузках сетчатые и ребристо-кольцевые купола являются более надежными и жесткими конструкциями, чем *ребристые*, но не имеющими лучшие *технико-экономические* показатели.

Ребристый купол *имеет* основные конструктивные элементы: *ребраарки, наружное и внутреннее опорные кольца*. Настил опирается на балочки и не является несущим элементом. Наружное кольцо мешает горизонтальным деформациям. Возникают горизонтальные реакции - распор. Стенка резервуара служит неподвижной опорой.

Ребро - арка может опираться на внутреннее кольцо двумя способами: шарнирное опирание и жесткое защемление. Если ребро приварить к внутреннему кольцу, то его можно считать как двухшарнирную арку с затяжкой. Роль затяжки играет внешнее кольцо, работающее на растяжение.

Радиус кривизны:

$$R_k = (1,2 \div 1,5)L,$$

где $L = 33,696$ м – пролет арки.

Стрела подъема:

$$f_0 = (1/10 \div 1/12)L = 3516 \text{ мм.}$$

Зная стрелу подъема, радиус кривизны определяется по формуле:

$$R_k = \frac{L^2}{8f_0} + \frac{f_0}{2},$$

$$R_k = \frac{33696^2}{8 \cdot 3516} + \frac{3516}{2} = 42120 \text{ мм.}$$

Определим количество ребер в куполе:

$$n = \frac{m}{2} = \frac{36}{2} = 18,$$

где m – число лепестков в куполе.

При расчете крыш резервуаров низкого давления учитывать две комбинации нагрузок:

1. нагрузки, действующие на покрытие сверху вниз: вес конструкции крыши, снег, вакуум:

$$N \downarrow = (N_{\text{вак}} + N_{\text{сн}})n_c + N_{\text{кр}},$$

$$N \downarrow = (0,3 + 1,4) \cdot 0,9 + 0,561 = 2,091 \text{ кН/м}^2,$$

где $n_c=0,9$ - коэффициент сочетания нагрузок;

2. нагрузки, действующие на покрытие снизу вверх: внутреннее избыточное давление в паровоздушной среде, ветровой отсос, равный 0,8 скоростного напора.

При проверке на вторую комбинацию снеговая нагрузка не учитывается, а вес самой крыши вычитается из расчетной нагрузки, действующей снизу вверх:

$$N \uparrow = (n_2 p_H + w_0 c n_B)n_c - N_{\text{кр}},$$

$$N \uparrow = (1,2 \cdot 0,2 + 0,2432) \cdot 0,9 - 0,561 = -0,12612 \text{ кН/м}^2.$$

Расчет ведем на наибольшую (по абсолютной величине) нагрузку, т.е. нагрузку, действующую на покрытие сверху вниз $N \downarrow = 2,091 \text{ кН/м}^2$.

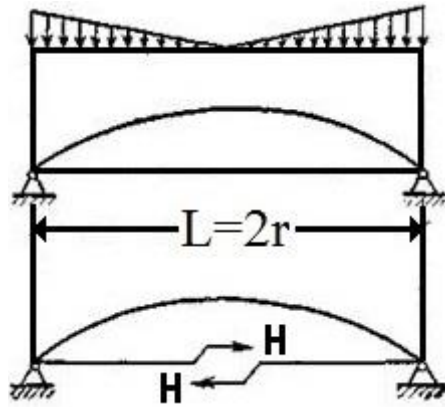


Рисунок 4 – Расчетная схема двухшарнирной арки с условной затяжкой

Ребристый купол при расчете на вертикальную, симметричную относительно оси **купола нагрузку** может быть расчленен на отдельные плоские арки, каждая из которых воспринимает нагрузку с приходящейся на нее грузовой площади. Найдем **нагрузку**, приходящуюся на 1 м длины арки:

$$g = \frac{N \cdot A_k}{n \cdot l_k},$$

где $A_k = 2\pi R_k f_0 = 2 \cdot 3,1416 \cdot 42,12 \cdot 3,516 = 930,5 \text{ м}^2$ – площадь купола,

$$l_k = \frac{2\pi R_k \varphi_k}{360} = \frac{2 \cdot 3,1416 \cdot 42,12 \cdot 47,16}{360} = 34,67 \text{ м} – \text{длина арки.}$$

$$g = \frac{2,091 \cdot 10^3 \cdot 930,5}{18 \cdot 34,67} = 3,118 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2 = 3,118 \text{ кН/м}^2.$$

Найдем распор в арке:

$$H = \frac{gL^2}{8f_0},$$

$$H = \frac{3,118 \cdot 10^3 \cdot (33,696)^2}{8 \cdot 3,516} = 125,86 \cdot 10^3 \text{ Н} = 125,86 \text{ кН.}$$

При частом расположении ребер купола действие их распоров на кольцо можно привести к равномерно распределенной нагрузке:

$$p = \frac{n \cdot H}{2\pi \cdot r},$$

$$p = \frac{18 \cdot 125,86 \cdot 10^3}{2 \cdot 3,1416 \cdot 16,848} = 21,40 \cdot 10^3 \text{ Н/м} = 21,40 \text{ кН/м}.$$

Тогда растягивающее усилие в кольце от единичных распоров:

$$N_k = pr,$$

$$N_k = 21,40 \cdot 10^3 \cdot 16,848 = 360 \cdot 10^3 \text{ Н} = 360 \text{ кН}.$$

Определим площадь сечения условной затяжки:

$$A_s = \frac{2\pi A_k}{n},$$

где A_k — площадь сечения опорного кольца. В реальных резервуарах A_k колеблется в пределах от 90 до 120 см². Предварительно принимаем $A_k = 100 \text{ см}^2$.

$$A_s = \frac{2 \cdot 3,1416 \cdot 100}{18} = 34,91 \text{ см}^2.$$

Верхнее кольцо, работающее на сжатие, должно быть проверено на прочность. Для верхнего кольца выбираем двутавр №24: площадь сечения $A_{kv}=34,8 \text{ см}^2$, момент инерции $I_y=198 \text{ см}^4$. Двутавр выполнен из стали ВстЗпсб-1 с расчетным сопротивлением растяжению, сжатию, изгибу по пределу текучести $R_y=240 \text{ МПа}$. Расчет прочности ведем по формуле:

$$\sigma = \frac{N_k}{A_{kv}} \leq R_y \cdot \gamma_c,$$

$$\sigma = \frac{360 \cdot 10^3}{34,8 \cdot 10^{-4}} = 103,45 \cdot 10^6 \text{ Па} = 103,45 \text{ МПа},$$

$$R_y \cdot \gamma_c = 240 \cdot 0,9 = 216 \text{ МПа},$$

$$\sigma < R_y.$$

Условие прочности выполнено.

Расчет на устойчивость ведем по формуле:

$$N_{kv} = \rho_v r_v \leq N_{cr} = \frac{3EI_y}{r_v^2},$$

где $r_v=1,5$ м - радиус верхнего кольца, $p_v=nH/2\pi r_v$ – действия распоров, приведенные к равномерному давлению.

$$p_v = \frac{18 \cdot 125,86}{2 \cdot 3,1416 \cdot 1,5} = 240,4 \text{ кН/м},$$

$$N_{kv} = 1,5 \cdot 240,4 \cdot 10^3 = 360 \cdot 10^3 \text{ Н} = 360 \text{ кН},$$

$$N_{cr} = \frac{3 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 198 \cdot 10^{-8}}{1,5^2} = 543,84 \cdot 10^3 \text{ Н} = 543,84 \text{ кН},$$

$$N_{kv} < N_{cr}.$$

Устойчивость обеспечена.

Конструкция покрытия состоит из центрального кольца; купола, имеющего 36 ребер, опорное кольцо. Для удобства монтажа покрытие решено в виде сборных щитов, по длинным сторонам которых расположены двутавры, являющиеся элементами стропил. Поперечные ребра щитов изготавливают из **рапнополочных уголков 90х8**, прикрепляемых к продольному ребру посредством **фасонки, обеспечивающих** необходимую **жесткость** узлов. Стальная обшивка из листов 3000х1500х4 мм приварена по всей длине к продольным и поперечным ребрам.

Опорное кольцо покрытия имеет вид коробчатой балки, центральное кольцо имеет расчетное сечение в виде сварного двутавра.

3.8 Технология монтажа

Основными этапами монтажа вертикальных цилиндрических резервуаров являются:

- приемка и разметка основания;
- монтаж, сварка и разметка днища;

- установка в вертикальное положение рулонов корпуса и центральной монтажной стойки;
- разворачивание корпуса с одновременным монтажом щигов покрытия;
- сварка монтажных соединений;
- испытание резервуаров.

Методы ведения монтажа регламентируются строительными нормами, техническими указаниями и проектами производства работ. В последних приводится перечень необходимых механизмов, оборудования, приспособлений и материалов.

Основание принимают под монтаж по акту. При этом фиксируют геометрические размеры основания, проверяют его отметки в центре и по окружности (не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 м); Допускаются следующие отклонения: отметки центра основания - 150 мм; отметки точек на окружности - от ± 15 до 130 мм между смежными точками, но по диаметрально противоположным точкам разность отметок не должна превышать 40 - 50 мм.

Затем на основании разбивают две взаимно перпендикулярные оси днища и закрепляют эту разбивку и положение центра колышками.

Центральная часть днища поставляется на площадку в виде двух стальных полотнищ 6 мм, свернутых в один рулон. Соответственно поступают 18 сегментных окрайка днища из стали толщиной 10 мм. Рулон центральной части разворачивают при помощи трактора на основании резервуара. Все полотнища устанавливают в проектное положение и соединяют электроприхватками. Затем по периметру основания раскладывают окрайки, соединяют их между собой встык, а с центральной частью - внахлестку. Раскладывают и собирают окрайки с помощью

трубоукладчика, перемещающегося вокруг основания. Для подъема крайков применяют трехконечный строп, концы которого прикрепляют к временно приваренным крепежным скобам или уголкам.

Монтажные швы днищ сваривают автоматической, полуавтоматической или ручной сваркой и испытывают на плотность вакуумным способом. Окрайки сваривают на остающихся подкладках швами длиной около 300 мм. На части шва, где к окрайкам примыкает корпус, усилие шва снимают.

Чтобы уменьшить деформации днища от сжатия по контуру, окрайки приваривают к центральной части днища после монтажа корпуса и полной сварки нижнего уторного шва.

На смонтированном и сваренном днище размечают центр и риски для *монтажа корпуса и покрытия*. В центре приваривают штырь, от которого *циркулем ведут* разметку рисок. У края днища очерчивают несколько рисок по *наружному диаметру* нижнего пояса корпуса. Для резервуаров вместимостью 10000 - 20000 м³ *очерчивают* несколько рисок: для установки корпуса; *проверки его вертикального положения* отвесами, опускаемыми с элементов *кольца жесткости*; установки центральной стойки. Одну риску прочерчивают (*радиусом 1500 мм*) для *проверки* отвесами положения центрального щита *покрытия*. Риски фиксируют на днище кернами или масляной краской.

Поскольку корпус крупных резервуаров поставляют в двух-трех рулонах, то *последние* размещают у края днища в местах, откуда будет начинаться их разворачивание. В центре днища устанавливают монтажную стойку с прикрепленным к ее вершине центральным щитом *покрытия*. Стойка, являясь каркасом для наворачивания полотнищ, поступает на монтаж внутри рулона днища. Высота стойки зависит от радиуса *покрытия*, строительного подъема и высоты фактической отметки центра основания.

Центральный щит покрытия присоединяют к стойке при помощи оголовка с регулируемыми винтовыми креплениями, позволяющими плавно опустить покрытие в проектное положение и легко освободить стойку при ее демонтаже.

Стойку со щитом устанавливают краном. Нижнее кольцо стойки скобами прикрепляют к днищу. Верхнюю часть стойки раскрепляют расчалками с винтовыми стяжками, которые позволяют регулировать положение стойки при монтаже резервуара. Вертикальное положение стойки контролируют несколькими отвесами, опущенными с центрального щита к риске, нанесенной на днище.

При монтаже резервуаров вместимостью 10000 - 20000 м³ применяют последовательное разворачивание полотнищ корпуса. Несмотря на то, что толщина нижних поясов достигает 14 мм, для разворачивания рулона достаточно усилия одного трактора мощностью 80 - 100 л.с. Разворачивают полотнище и закрепляют его нижнюю кромку прихватками на риске так же, как при монтаже резервуаров меньшей вместимости.

Сферическое покрытие резервуара состоит из 36 секторных лепестков. Каждый щит по условиям перевозки поставляют на площадку двумя частями. Перед монтажом покрытия эти детали соединяют в один лепесток на специальном кондукторе, причем в лепестке предусматривается строительный подъем со стрелкой около 150 мм.

Для монтажа лепестков покрытия используют кран с вылетом стрелы, обеспечивающим установку щитов на место в положении, близком к проектному. Щиты поднимают четырех- или шестиконечным стропом, концы которого зацепляют за крепежные скобы, приваренные к щиту на заводе. При этом отвесами проверяют вертикальное положение монтажной стойки. В случае отклонения от вертикали положение стойки выправляют натяжением и ослаблением соответствующих расчалок.

Щиты сферического покрытия устанавливают по мере разворачивания корпуса и монтажа кольца жесткости. Каждый щит предварительно закрепляют монтажными болтами на центральном кольце, затем, опуская, опирают на кронштейны кольца жесткости. Следят за правильным совмещением кромок двух щитов, зазоры устраняют винтовыми или клиновыми приспособлениями. После этого сваривают стыки накладок в узлах пересечения радиальных и кольцевых элементов, прижимают к предыдущему щиту выступающую часть настила кровли и прихватывают ее по всей длине.

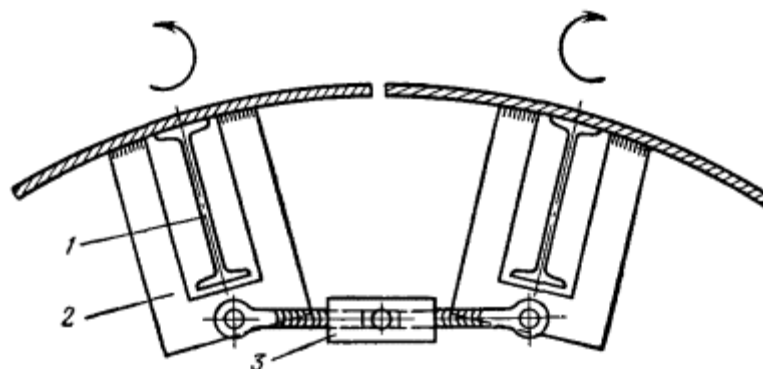
В резервуарах вместимостью 10000 - 20000 м³ замыкание вертикальных монтажных соединений корпуса из-за повышенной толщины листов выполняется встык. После сборки и сварки промежуточного стыка разворачивание полотнища продолжается обычным образом.

Для последнего замыкающего стыка приходится изменить кривизну кромок, имеющих в нижних толстых поясах некоторую завальцованность.

Формообразование кромок может быть выполнено либо путем последовательного перегиба полотнищ в обратную завальцованную сторону с помощью вертикальных труб, мощной струбины и трактора, либо путем приложения к кромкам изгибающего момента обратного знака по отношению к завальцованным участкам (рисунок 5).

Кроме того, при соединении кромок встык требуется срезка припуска на одной из них в последовательности, показанной на рисунке 5. При сближении кромки занимают положение *а*, после их поджатия достигается положение *б*, в котором кромки закрепляют монтажными планками, затем размечают и обрезают внутреннюю кромку по очертанию наружной. В положении *в* показаны кромки, совмещенные встык. На толстых листах

перед ручной сваркой снимают фаску, затем стык заваривают снаружи и изнутри (положение Г)



1 – вертикальные жесткости; 2 – крепежные скобы; 3 –

винтовые стяжки

Рисунок 5– Сборка монтажного стыка корпуса с помощью приложения изгибающего момента

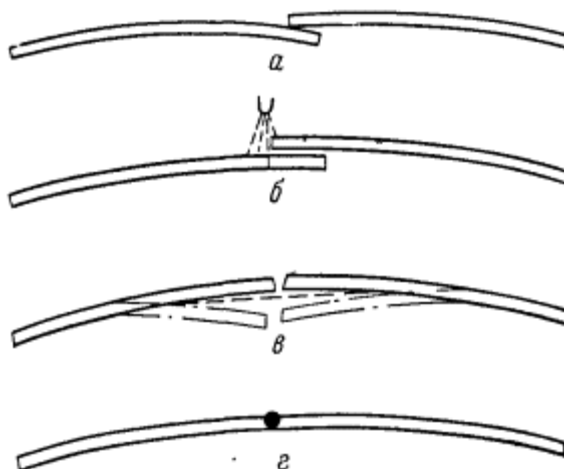


Рисунок 6 – Соединение вертикальных кромок корпуса

ВСТЫК

На сферических покрытиях предусматривают ограждения по всей окружности резервуара. Для сварки монтажного шва между верхней кромкой корпуса и покрытием устраивают подвесную люльку, которая опирается на край покрытия или поручень ограждений. Люльку тяжем на шарнирах прикрепляют к патрубку, приваренному в центре покрытия. С люльки монтируют и приваривают наружные стойки жесткости.

Монтаж покрытия завершается установкой замыкающего щита. Швы между корпусом и днищем сваривают по мере разворачивания рулона. Монтажное нахлесточное соединение (замыкающий шов) сваривают с двух сторон сплошными швами в направлении от нижнего пояса корпуса к верхнему, на каждом поясе сверху вниз обратным ступенчатым способом.

Внутренний и наружный кольцевые швы, соединяющие корпус с днищем, выполняют двухслойным обратноступенчатым способом. Сварку ведут несколько сварщиков (два, четыре) с двух сторон, причем они должны вставать по контуру равномерно и двигаться в одном направлении (например, по часовой *стрелке*). Сварщик, находящийся внутри резервуара, должен опережать своего напарника на 300 — 350 мм. Второй слой следует накладывать, пока не остыл первый. Сварку щитов кровли между собой и приварку их к корпусу производят *вручную или* механизированным методом.

Завершив монтаж покрытия и сварив все монтажные соединения, в резервуарах со сферическим покрытием центральный щит отсоединяют от оголовка, а оголовок от самой монтажной стойки. Стойку и оголовок удаляют из резервуара через люк-лаз.

На резервуарах монтируют оборудование и лестницы, производят испытания и окраску резервуаров.

4 УКАЗАНИЯ НА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИИ ПРИНИМАЕМЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ

Проектирование емкостных конструкций, состоящих из металлических листов имеет свои некоторые особенности при выборе и технико-экономическом обосновании принимаемых. Так, при назначении размеров листов необходимо согласовать их с существующим сортаментом листовой прокатной стали. Окончательно принятые решения конструкций должны позволять выполнять их на специализированных заводах. Быть технологичными, иметь наименьшую трудоемкость при изготовлении и монтаже, и минимальную массу при полном использовании несущей способности.

Применение стали в конструкциях резервуаров связано, в основном, с решением различных узлов. Элементы и детали узлов рекомендуется

выполнять из стали, разрешенной для данной группы конструкций согласно СНиП 11-23-81* «Стальные конструкции» с учетом климатического района строительства (расчетной температуры, С°). Выбранная таким образом сталь будет иметь меньшую стоимость по сравнению с более прочной, также разрешенной к применению в данной группе. Желательно применять листовой и фасонный прокат с толщиной до 20 мм, т.к. при большей, толщине (у части строительных сталей) уменьшается расчетное сопротивление, что экономически не выгодно. Для сварных соединений стальных элементов рекомендуется применять сварочные материалы и соответствующие им расчетные сопротивления по рекомендациям указанного выше СНиПа. Предусматривать полуавтоматическую сварку, выполняемую на специализированных заводах и принимать минимально необходимые катеты швов, но не менее расчетных.

5 ОБЩИЕ К ТРЕБОВАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Пояснительная записка курсового проекта должна содержать:

- титульный лист;
- задание на курсовой проект;
- содержание;
- введение;
- основную часть в соответствии с утвержденным заданием на курсовой *проект*;
- необходимые рисунки, таблицы, схемы и т.д.;
- заключение,
- список использованных источников,
- приложение (при необходимости).

Оформление пояснительной записки должно соответствовать требованиям ГОСТ 2.105-95, ГОСТ 2.104-69, ГОСТ 2.301-68, а при оформлении с применением печатающих и графических устройств ЭВМ по ГОСТ 2.00-88 на листах формата А4 (210х297). На листах наносится ограничительная рамка, отстоящая *от левого края* на 20 мм и остальных на 5 мм.

Основная надпись на первом листе текстовой части пояснительной записки должна соответствовать форме 9, а на последующих листах - форме 9а по ГОСТ 2.106-96.

Чертежи и схемы курсового проекта должны выполняться на стандартных форматах согласно *ГОСТ 2.301-68* с основной надписью по ГОСТ 2.104- 68 *в правом нижнем углу*.

При выполнении чертежей, эскизов, схем должны быть соблюдены правила, установленные государственными стандартами ЕСКД, ЕСПД, **ЕСПДС**.

6 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТЫ НАД КУРСОВОЙ РАБОТОЙ И ПРИМЕРНЫЙ КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН ЕЕ ВЫПОЛНЕНИЯ

Студент, получивший задание на курсовой проект, должен приступить к его выполнению согласно установленному графику выполнения курсовых проектов и работ.

Если нет четко установленных сроков выполнения данного курсового проекта, то выполнение всех проектов и работ, в течение семестра, подразумевает их параллельное выполнение. Студент должен представить к

защите полностью выполненный и выправленный по замечаниям руководителя курсовой проект за две-одну неделю до начала экзаменационной сессии с тем, чтобы за этот период у него была возможность подготовиться к защите и защитить работу.

Студенты очной формы обучения согласовывают и показывают руководителю отдельно разделы работы в период ее выполнения, студенты заочной формы обучения могут представить работу на просмотр и защиту в период сессии, установленной согласно календарному плану.

Порядок выполнения проекта	№ недели
1. Выдача задания	1-2
2.Выполнение курсового проекта	2-13
3. Сдача на проверку	12-14
4. Доработка	13-15
5. Защита курсовой работы	14-16

7 ПОРЯДОК ЗАЩИТЫ И ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТУДЕНТА ЗА ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЯ ПО КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

На защиту представляется допущенный к защите курсовой проект в составе пояснительной записки и графического материала в объеме, установленном заданием.

При защите студент должен сначала кратко изложить, пользуясь только графическим материалом, содержание тех основных разделов и расчетных

положений, которые им прорабатывались и принимались в курсовом проекте. После краткого изложения ему задаются вопросы по теме работы.

При положительных ответах на заданные вопросы, с учетом самостоятельной работы, правильности и обоснованности принятых решений и расчетов, оформления пояснительной записки графического материала, студенту выставляется оценка по защите проекта. За выполнение курсового проекта и представление его к защите в установленные сроки студент несет ответственность самостоятельно. Студент, не защитивший курсовой проект, к зачету не допускается.

Рекомендуемая литература

1. Коннова Г. В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов. 2-е изд. Ростов н/Д.: Феникс, 2007. 128 с.
2. Лурье М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Центр «ЛитНефтегаз», 2004. 352 с.
3. Нехаев, Г. А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления [Текст] : учебное пособие / Г. А. Нехаев. - М.: АСВ, 2005. - 216 с.
4. Справочник современного проектировщика [Текст] : Справ. / под общ. ред. Л. Р. Маилянй. - Ростов н/Д: Феникс, 2005. - 544 с.
5. Строительные конструкции. [Текст] : учеб. пособие / Р. Л. Маилян, Д. Р. Маилян, Ю. А. Веселев. - Ростов н/Д.: Феникс, 2005. - 880 с.
6. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов [Текст] : ПБ 03-605-03 : утв. постановлением Госгортехнадзора РФ 9.06.03 : - ввод в действие 2.07.03. - М. : ГУП НТЦ- (Промышленная безопасность).

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГАОУ ВПО «СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

КУРСОВАЯ РАБОТА (ПРОЕКТ)

по дисциплине _____

на тему _____

Выполнил:

студент _____ курса группы _____
направления _____ (специальности)

_____ формы обучения

_____ (подпись)

Руководитель работы:

_____ (Ф.И.О., должность, кафедра)

Работа допущена к защите _____ (подпись руководителя) _____ (дата)

Работа выполнена и защищена с оценкой _____ Дата защиты _____

Члены комиссии:	_____ (должность)	_____ (подпись)	_____ (И.О. Ф.)
	_____ (должность)	_____ (подпись)	_____ (И.О.Ф.)
	_____ (должность)	_____ (подпись)	_____ (И.О.Ф.)

Ставрополь, 20__ г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

УТВЕРЖДАЮ
И.о. заведующего
кафедрой РЭНГМ
В.А. Васильев

(Ф.И.О.)

Институт Нефти и газа

Кафедра _____

Направление (специальность) _____

Профиль (специализация) _____

ЗАДАНИЕ
на курсовую работу (проект)

студента _____

(фамилия, имя, отчество)

по дисциплине _____

1. Тема работы _____

2. Цель _____

3. Задачи _____

4. Перечень подлежащих разработке вопросов:

а) по теоретической части _____

б) по аналитической части _____

5. Исходные данные:

а) по литературным источникам _____

б) по вариантам, разработанным преподавателем _____

в) иное _____

6. Список рекомендованной литературы _____

7. Контрольные сроки представления отдельных разделов курсовой работы:

25% -	»	»	20	г.
50% -	»	»	20	г.
75% -	»	»	20	г.
100% -	»	»	20	г.

8. Срок защиты студентом курсовой работы « ____ » _____ 20 ____ г.

Дата выдачи задания « ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель курсовой работы

(ученая степень, звание)

(личная подпись)

(инициалы, фамилия)

Задание принял(а) к исполнению студент(ка) _____ формы обучения
_____ курса _____ группы _____
(личная подпись) *(инициалы, фамилия)*

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические рекомендации
«Организация самостоятельной работы студентов»
для дисциплины

Сооружение и ремонт технологических объектов трубопроводного
транспорта для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое
дело»

Ставрополь, 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей основной образовательной программы (далее ОП).

2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

I. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО	212
II. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.	213
III. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.	214

I. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания основной образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки бакалавра состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация основной образовательной программы подготовки бакалавра должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин основной образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0.5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

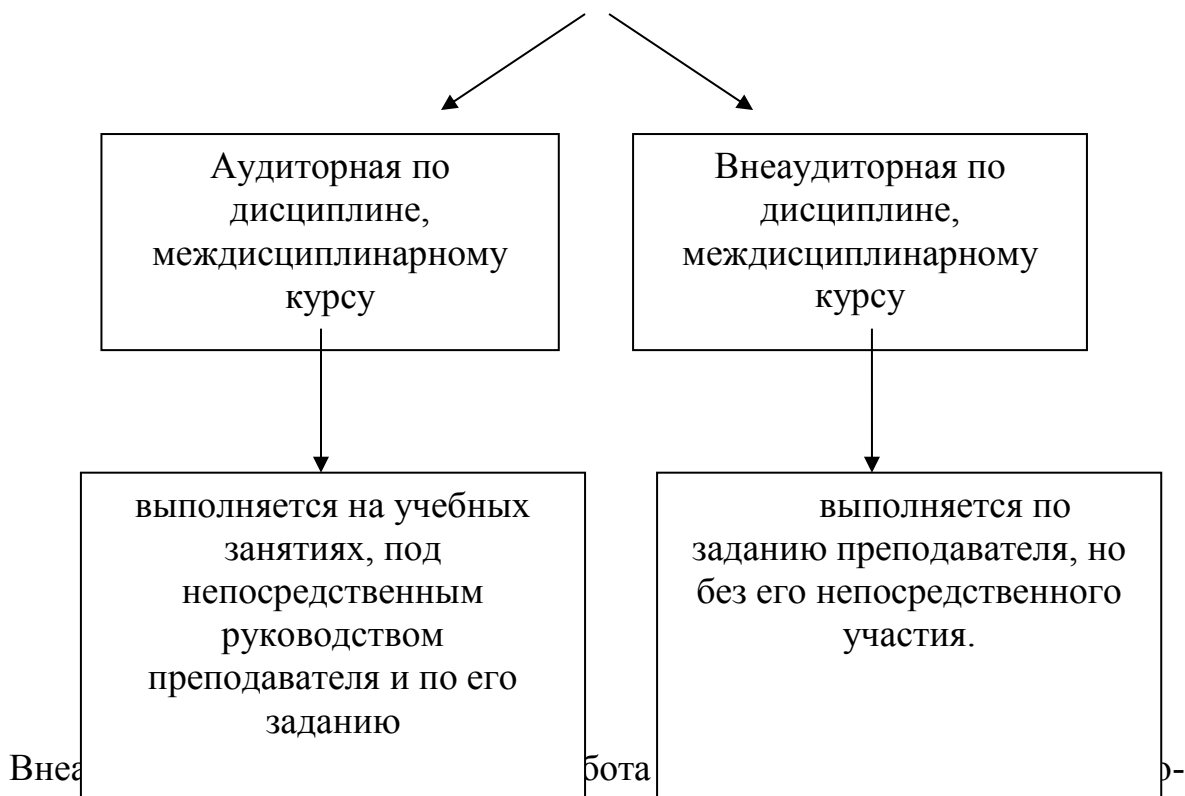
- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

II. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

III. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего бакалавра;

- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

- | |
|---|
| <p>1. Насосные и компрессорные станции. Сооружение и ремонт технологических объектов трубопроводного транспорта. Основные технологические объекты трубопроводного транспорта, эксплуатационные и технологические характеристики; этапы реализации проекта, начиная с планирования, составления ТТ и ТЗ, разработки проектной документации и рабочего проекта, прохождения экспертизы, начало СМР, ПНР, ввод объекта в эксплуатацию.</p> |
| <p>2. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы насосных и компрессорных станций. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы насосных и компрессорных станций включает материал по классификации технологического оборудования насосных и компрессорных станций. Основные эксплуатационные характеристики станций, основное и</p> |

вспомогательное оборудования.
3. Подготовительный период строительства насосных и компрессорных станций. Подготовительный период строительства насосных и компрессорных станций содержит материал по схемам организации строительства с учетом общих и климатических условий, инженерно-геологических характеристик площадок строительства. Рассмотрены схемы организации строительства и распределение работ по исполнителям
4. Строительные и монтажные работы основного периода сооружения насосных и компрессорных станций. Строительные и монтажные работы основного периода сооружения насосных и компрессорных станций включает общие положения о проведении работ и состав работ, как основных циклов, так и дополнительных мероприятий. Отдельно рассмотрены работы нулевого цикла и общестроительные работы надземного цикла.
5. Контроль качества строительных, монтажных и специальных строительных работ станций. Контроль качества строительных, монтажных и специальных строительных работ включает описание различных методов неразрушающего контроля выполненных работ. Описание методического, программного и аппаратного обеспечения.
6. Техническое обслуживание и ремонт оборудования насосных и компрессорных станций. Техническое обслуживание и ремонт оборудования насосных и компрессорных станций рассматривает нормативно-техническую документацию по проведению данного вида работ. Охрана окружающей среды при строительстве насосных и компрессорных станций предусматривает изучение основных законодательных актов и нормативной документации, регламентирующих проведение всех видов работ с целью охраны окружающей среды.
7. Установки осушки газа. Общие положения, состав, принцип работы. Описание установки осушки газа, описание принципа работы, основные

технологические операции и последовательность технологических процессов.
8. Этапы строительства. Охрана окружающей среды при строительстве УОГ. Поэтапное строительство УОГ: подготовительные работы, земляные, устройство фундаментов, монтаж оборудования, технологическая обвязка, ПНР. Охрана окружающей среды при производстве работ по строительству УОГ и эксплуатации.
9. Резервуары. Назначение. Принцип работы. Классификация резервуаров в зависимости от объема, типа хранимой жидкости, требований к хранению, климатической зоны. Принципы работы резервуара, основного и вспомогательного оборудования.
10. Выбор площадки. Этапы строительства. Ремонтные работы. Охрана окружающей среды при строительстве, проведении ремонтных работ и эксплуатации резервуаров.
11. Ресурсосберегающие технологии при хранении нефтепродуктов в резервуарах. Приведены различные технологии хранения нефтепродуктов в резервуарах.
12. Газоизмерительные станции (ГИС). Назначение. Состав ГИС. Принцип работы. Этапы строительства. Газоизмерительные станции (ГИС) - совокупность технологического оборудования, средств и систем для измерения расхода, качественных показателей и коммерческого учета количества природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам и поставляемого потребителям.
13. Сооружение и ремонт других технологических объектов трубопроводного транспорта. Ремонтно-эксплуатационный пункт (РЭП).
14. Узлы пуска-приема очистных устройств. Амбар-накопитель для сброса воды. Назначение, нормы проектирования и строительства.
15. Вертолетная площадка. Назначение. Выбор площадки. Основные

требования. Основные требования к проектированию и строительству вертолетных площадок.
16. Крановые узлы (запорная арматура). Назначение и классификация.
17. Пересечение коммуникаций. Технические условия, на пересечения, основные положения. Основные требования на выдачу ТУ.

Рекомендуемая литература.

Основная литература:

1. Чемодуров Ю.К. Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов: учебное пособие / Ю.К. Чемодуров. – Минск: Беларусь, 2009. – 520 с.

Дополнительная литература:

– Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006

– Коршак А. А. Ресурсосберегающие методы и технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. 196 с.

– Коршак А.А., А.М. Шаммазов Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. 528 с.

– Абузова Ф.Ф., Алиев Р.А., Новоселов В.Ф. Техника и технология транспорта нефти и газа. М.: Недра, 1992. 320 с.

– Коршак А. А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2001. 141 с.

– Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнес-цент», 2004.

– Т. 2. – 621 с., Т. 1.

- ГОСТ Р 52720-2007 Арматура трубопроводная
- РД 39-0148139-0001-2000 Система технического обслуживания и ремонта компрессорных станций на базе тех. диагностики.
- СН 452-73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов
- СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
- СНиП 3.01.01-85 Организация строительного производства
- СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты
- СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и трубопроводы

14.1.3. Методическая литература:

- электронный курс лекций

14.1.4. Интернет-ресурсы:

<http://neft-i-gaz.ru> - комплексный интернет- портал посвященный нефти и газу;

www.transneft.ru

www.neftegaz.ru

www.thnp.ru Научный информационный сборник «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья».

www.oilforum.ru Нефтегазовый форум

14.1.5. Программное обеспечение:

Организацией учебного процесса специальное программное обеспечение не предусмотрено.

14.2. Материально-техническое обеспечение дисциплины (модуля)

Демонстрационные материалы.

Учебная лаборатория трубопроводного транспорта нефти и газа.

