

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»

УДК 622.691.4.053-049.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Квон Антон Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк Александр Федорович	к.ф-м н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н, ст. преподаватель		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И. о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков Петр Владимирович	к.т.н, доцент		

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело**

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)</i>
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.</i>
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23</i>
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)</i>
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О. Зав. Кафедрой
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

На выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Квон Антон Дмитриевич

Тема работы:

«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20.04.2017. №2843/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Объектом исследования является длинный нефтепровод, виды сырья - углеводороды: нефть и газ..</i></p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Необходимо изучить методы гидравлического расчета нефте(продукто)провода и реализовать их в виде пакета прикладных программ. Изучить функционирование (эксплуатацию) нефте(продукто)провода в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>
--	---

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
---	--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ст. преподаватель Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент Гуляев Милий Всеволодович

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цимбалюк Александр Федорович	к.ф-н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Квон Антон Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Квон Антон Дмитриевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело » профиль « Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

:

<i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)</i>	<p><i>Проектируемый трубопровод расположен на территории ----- района ----- области. Местность заболоченная, равнинная. Климат резко-континентальный, характеризуется суровой, продолжительной зимой, и коротким теплым (иногда жарким) летом.</i></p> <p><i>Объект предназначен для транспортировки углеводородов от месторождения до перегрузочного пункта. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого трубопровода.</i></p>	<p><i>Вредные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Климатические условия</i> <i>2.Повышение уровня шума</i> <i>3.Повышение уровня вибрации</i> <i>4.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</i> <i>5.Недостаточная освещенность рабочей зоны</i> <i>6.Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися</i>
<p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого трубопровода.</i></p>	<p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)</i> <i>2.Повышенная или пониженная температура</i>

	<p>поверхностей оборудования, материалов</p> <p>3. Взрывоопасность и пожароопасность</p> <p>4. Поражение электрическим током</p>
2. Экологическая безопасность:	<p>При строительстве трубопровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Строительство трубопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель; - уничтожением лесных массивов
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации на трубопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<p>СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».</p> <p>СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ».</p> <p>ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы».</p> <p>ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</p> <p>Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ; ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Квон Антон Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Квон Антон Дмитриевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	<i>Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения</i>
2. Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	<i>Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Квон Антон Дмитриевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа 92 с., 30 рис., 12табл., 21 источника.

Ключевые слова: трубопроводы, гидравлический расчет, пакет прикладных программ.

Цель работы: Изучить основные конструкторские и технологические характеристики трубопроводов, методы гидравлического расчета нефтепроводов , разработать пакет прикладных программ для гидравлического расчета длинного нефтепровода.

В процессе исследования проводились : обзор литературы по трубопроводному транспорту углеводородов, методов гидравлического расчета длинных нефтепроводов, совершенствование пакета прикладных программ по гидравлическому расчету длинного нефтепровода Long _1. Приведен анализ мероприятий по социальной ответственности и технико-экономическая часть.

Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата	«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Разработал		Квон А.Д.			РЕФЕРАТ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	9	92
И.о.зав.каф		Бурков П.В.			Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21			

ABSTRACT

Graduation certification work 92p., 30 pic., 12 table., 21 Sources

Keywords: pipelines, hydraulic calculation, package of applied programs.

Objective: To study the basic design and technological characteristics of pipelines, methods of hydraulic calculation of oil pipelines, to develop a package of applied programs for the hydraulic calculation of a long oil pipeline.

In the process of the research, a review of the literature on the pipeline transport of hydrocarbons, methods of hydraulic calculation of long oil pipelines, improvement of the package of applied programs for the hydraulic calculation of the long oil pipeline Long_1 was conducted. The analysis of actions on social responsibility and technical and economic part is given.

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			ABSTRACT	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	10	92
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.						

Оглавление

РЕФЕРАТ.....	9
ABSTRACT.....	10
Оглавление.....	11
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. Классификация трубопроводов.....	14
1.1 Простые и сложные трубопроводы.....	14
1.2 Характеристика магистрального трубопровода.....	16
1.2.1 Магистральные трубопроводы.....	16
1.2.2 Состав магистральных трубопроводов.....	17
1.2.3 Классы магистральных трубопроводов.....	18
1.2.4 Трубы для магистральных трубопроводов.....	18
2. Течение сплошной.....	20
2.1 Опыты Рейнольдса.....	20
2.2 Начальный участок.....	23
3. Методы расчета трубопроводов.....	27
3.1 Одномерные установившиеся течения вязкой жидкости. Основные понятия.....	27
3.2 Уравнение Бернулли для установившегося напорного потока вязкой жидкости.....	28
3.3 Расчет с соединением трубопроводов.....	31
4. Коэффициент гидравлического сопротивления трения.....	36
4.1 Коэффициент для потери на трение по длине трубопроводов.....	36
4.2 Таблицы местных сопротивлений.....	41
5. Основные задачи расчета трубопровода.....	50
6. Не полностью заполненный жидкостью--трубопровод с самотесными участками.....	52

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»		
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата			
Разработал		Квон А.Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.			ВКР	11	92
					Оглавление		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.			Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		

7. Гидравлические характеристики работы насосов и насосных станций.....	55
8.Пакет прикладных программ ‘LONG_1’	61
8.1. Программный комплекс.....	61
8.2 Расчет нефтепровода с насосом.....	64
9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
9.1. Производственная безопасность	66
9.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	68
9.1.2. Анализ выявленных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	72
9.2. Экологическая безопасность.....	77
9.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
9.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	83
10.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН	83
10.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования	84
10.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	85
10.4 Затраты на материалы.....	86
10.5 Расчет заработной платы бригады	86
10.6 Затраты на страховые взносы	87
10.7 Затраты на проведение мероприятия	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	91

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы: В мировой практике большая часть добываемых нефти и газа доставляются потребителю по средством трубопроводного транспорта, поэтому расчет характеристик подобных транспортных систем является актуальным. Это объясняется их экономичностью по сравнению с другими способами. Движение нефти и нефтепродуктов в трубопроводе, происходит, согласно законам гидравлики, которые носят нелинейный характер. Это обуславливает необходимость создание программного продукта для определения потерь напора на трение при эксплуатации нефтепроводов различных категорий.

Цель работы: Создание, верификация, апробация пакета прикладных программ расчета характеристик магистрального трубопровода.

Задачи, решенные в ВКР:

Ставилась задача разработки пакета прикладных программ, позволяющего рассчитывать характеристики магистральных нефте(продуктопроводов)проводов.

Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата	«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Разработал		Квон А.Д.			Лит. ВКР	Лист 13	Листов 92	
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.						
					ВВЕДЕНИЕ			
И.о.зав.каф		Бурков П.В.						
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		

1. Классификация трубопроводов.

1.1 Простые и сложные трубопроводы

По конструктивным особенностям и способам гидравлического расчета трубопроводы делят на две основные группы: простые и сложные.

Простым называют трубопровод, состоящий из одной линии труб, в общем случае различного диаметра, однако с постоянным расходом по длине трубопровода. Всякие другие трубопроводы называют сложными. Классическим простым трубопроводом является трубопровод, собранный из труб одинакового диаметра и качества его внутренних стенок, в котором движется транзитный поток жидкости, и на котором нет местных гидравлических сопротивлений.

К сложным трубопроводам следует отнести трубопроводы, которые не подходят к категории простых трубопроводов, т.е к сложным трубопроводам следует отнести : трубопроводы, собранные из труб разного диаметра (последовательное соединение трубопроводов), трубопроводы, имеющие разветвления: параллельное соединение трубопроводов, сети трубопроводов, трубопроводы с непрерывной раздачей жидкости.

Сложные трубопроводы могут содержать как последовательные, так и параллельные соединения или ветви разветвления. Поэтому сложные трубопроводы классифицируются (рис..1.1) на следующие виды:

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			Классификация трубопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	14	92
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.				Группа 3-2Б21		

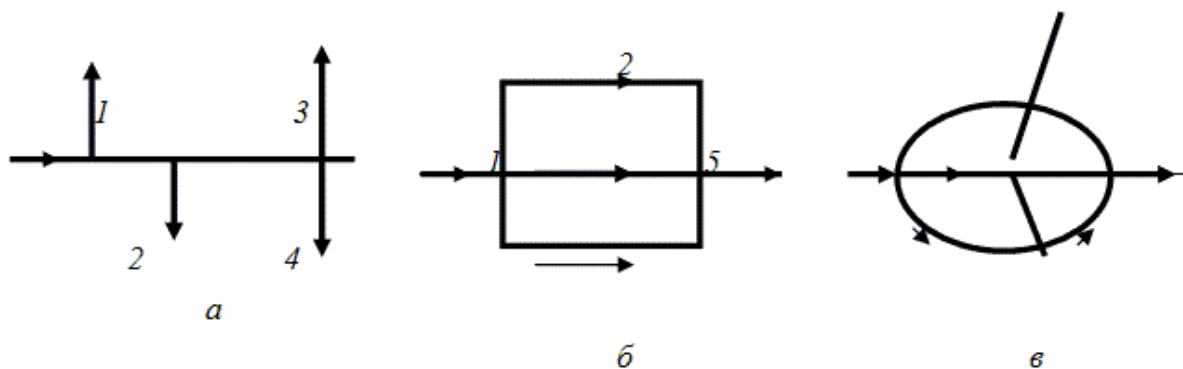


Рис.1.1. Схемы сложных трубопроводов

***а* – разветвленный; *б* – параллельный; *в* – кольцевой**

– разветвленные, в которых жидкость из основной магистрали подается в боковые ответвления и обратно в магистраль не поступает;

– параллельные, в которых к основной магистрали подключены параллельные ей еще один или несколько участков труб;

– кольцевые, представляющие собой замкнутую сеть, питаемую от одной или нескольких магистралей.

В практике трубопроводы делятся на *короткие* и *длинные*. К первым относятся все трубопроводы, в которых местные потери напора превышают 5...10% потерь напора по длине. При расчетах таких трубопроводов обязательно учитывают потери напора в местных сопротивлениях. К ним относят, к примеру, маслопроводы объемных передач.

Ко вторым относятся трубопроводы, в которых местные потери меньше 5...10% потерь напора по длине. Их расчет ведется без учета местных потерь. К таким трубопроводам относятся, например, магистральные водоводы, нефтепроводы .[1]

1.2 Характеристика магистрального трубопровода

1.2.1 Магистральные трубопроводы

Магистральные трубопроводы - трубопроводы и отводы от них диаметром до 1420 мм включительно с избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 10 МПа (100 кгс/см²), предназначенные для транспортирования углеводородов от места производства к месту потребления. Магистральные трубопроводы транспортируют:

1). нефть и нефтепродукты (включая стабильный конденсат и стабильный бензин) их добычи, производства или хранения до мест потребления. При этом к стабильному конденсату и бензину следует относить углеводороды (и их смеси), имеющие упругость насыщенных паров менее 0,2 МПа (2 кгс/см²) при температуре плюс 20°C;

2). сжиженный углеводородный газ фракций С3 и С4 и их смеси, нестабильный бензин и конденсат нефтяного газа и другие сжиженные углеводороды из районов их добычи или производства до места потребления;

3). товарную продукцию в пределах компрессорных и нефтеперекачивающих станций, станций подземного хранения газа, дожимных компрессорных станций, газораспределительных станций и узлов замера расхода газа;

4). импульсный, топливный и пусковой газ для компрессорных станций, станций подземного хранения газа, газораспределительных станций и узлов замера расхода газ, а также для пунктов редуцирования газа.[1]

					Классификация трубопроводов	Лист
						16
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

1.2.2 Состав магистральных трубопроводов

В состав магистральных трубопроводов входят:

1. трубопровод с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через препятствия естественные и искусственные, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, компрессорных станций, узлов замера расхода газа, пунктов редуцирования газа, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборниками, а также устройствами для ввода метанола;
2. установки антикоррозионной электрохимической защиты трубопроводов;
3. линии и сооружения технологической связи;
4. средства телемеханики трубопроводов;
5. линии электропередач, в том числе предназначенные для управления установками электрохимической защиты трубопроводов и запорной арматурой;
6. противопожарные средства;
7. емкости для хранения и разгазирования конденсата;
8. амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, сжиженных углеводородов и конденсата;
9. здания и сооружения службы эксплуатации трубопроводов;
10. дороги и вертолетные площадки, опознавательные знаки местонахождения трубопроводов;
11. головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, компрессорные станции, газораспределительные станции, резервуарные парки; [1]

					Классификация трубопроводов	Лист
						17
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

- 12.станции подземного хранения газа;
- 13.пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;
- 14.предупредительные знаки и указатели.

1.2.3 Классы магистральных трубопроводов

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

- I — при рабочем давлении 2,5 — 10,0 МПа (от 25 до 100 кгс/см²);
- II — при рабочем давлении 1,2 — 2,5 МПа (от 12 до 25 кгс/см²).

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от диаметра:

- I — при диаметре 1000—1200 мм;
- II — 500—1000 мм;
- III — 300—500 мм;
- IV — менее 300 мм.

1.2.4 Трубы для магистральных трубопроводов

Материалом для труб магистральных трубопроводов является сталь. По способу изготовления трубы для магистральных трубопроводов делятся на бесшовные, электросварные прямошовные и сварные со спиральным швом.

Трубы диаметром до 500 мм включительно изготавливаются из спокойных и полуспокойных углеродистых и низколегированных сталей. Трубы диаметром до 1020 мм изготавливаются из спокойных и полуспокойных низколегированных сталей. А при изготовлении труб диаметром до 1420 мм применяются низколегированные стали в термически или термомеханически упрочненном состоянии.

[1]

					Классификация трубопроводов	Лист
						18
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Сварное соединение труб должно быть равнопрочным основному металлу. При этом кривизна труб не должна быть больше, чем 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна — не больше, чем 0,2 % длины трубы. Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5—11,6 м. В качестве материала для труб диаметром 1020 мм и более используется листовая и рулонная сталь, прошедшая 100%- ный контроль физическими неразрушающими методами (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест путем рентгеновского просвечивания).

[2]

					Классификация трубопроводов	Лист
						19
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

2. Течение сплошной среды в круглой трубе.

2.1 Опыты Рейнольдса

При наблюдении за движением жидкости в трубах и каналах, можно заметить, что в одном случае жидкость сохраняет определенный строй своих частиц, а в других - перемешаются бессистемно. Однако исчерпывающие опыты по этому вопросу были проведены Рейнольдсом в 1883 г. На рис. 2.1. изображена установка, аналогичная той, на которой Рейнольдс производил свои опыты.

Установка состоит из резервуара *A* с водой, от которого отходит стеклянная труба *B* с краном *C* на конце, и сосуда *D* с водным раствором краски, которая может по трубке вводиться тонкой струйкой внутрь стеклянной трубы *B*.

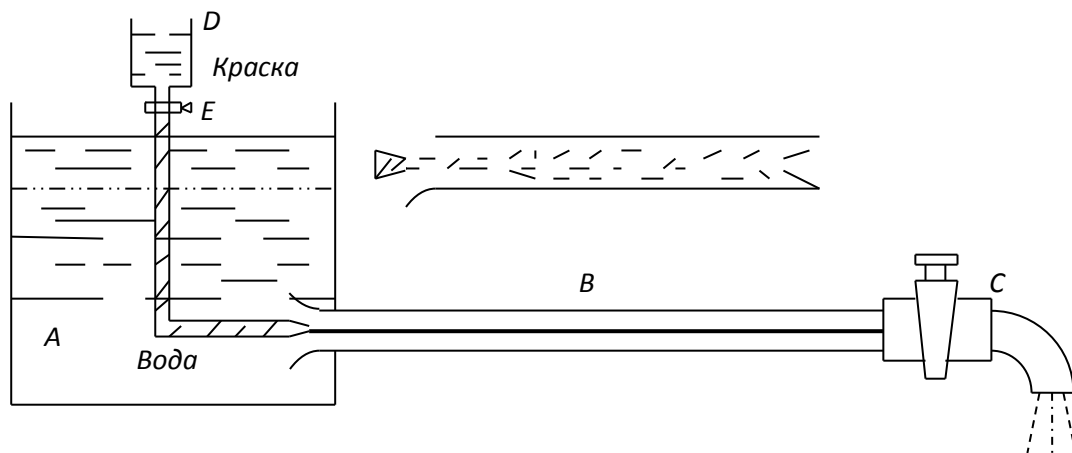


Рис. 2.1. Схема установки Рейнольдса

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			Течение сплошной среды в круглой трубе	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	20	92
И.о.зав.каф		Бурков П.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		

Первый случай движения жидкости. Если немного приоткрыть кран *C* и дать возможность воде протекать в трубе с небольшой скоростью, а затем с помощью крана *E* впустить краску в поток воды, то увидим, что введенная в трубу краска не будет перемешиваться с потоком воды. Струйка краски будет отчетливо видимой вдоль всей стеклянной трубы, что указывает на слоистый характер течения жидкости и на отсутствие перемешивания. Если при этом, если к трубе подсоединить пьезометр или трубку Пито, то они покажут неизменность давления и скорости по времени. Такой режим движения называется *ламинарный*.

Второй случай движения жидкости. При постепенном увеличении скорости течения воды в трубе путем открытия крана *C* картина течения вначале не меняется, но затем при определенной скорости течения наступает быстрое ее изменение. Струйка краски по выходе из трубки начинает колебаться, затем размывается и перемешивается с потоком воды, причем становятся заметными вихреобразования и вращательное движение жидкости.

Пьезометр и трубка Пито при этом покажут непрерывные пульсации давления и скорости в потоке воды. Такое течение называется *турбулентным* (рис. 2.1., вверху).

Если уменьшить скорость потока, то восстановится ламинарное течение.

Итак, *ламинарным* называется слоистое течение без перемешивания частиц жидкости и без пульсации скорости и давления. При ламинарном течении жидкости в прямой трубе постоянного сечения все линии тока направлены параллельно оси трубы, при этом отсутствуют поперечные перемещения частиц жидкости.

					Течение сплошной среды в круглой трубе	Лист
						21
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Пьезометр и трубка Пито при этом покажут непрерывные пульсации давления и скорости в потоке воды. Такое течение называется *турбулентным* (рис. 2.1., вверху).

Если уменьшить скорость потока, то восстановится ламинарное течение.

Итак, *ламинарным* называется слоистое течение без перемешивания частиц жидкости и без пульсации скорости и давления. При ламинарном течении жидкости в прямой трубе постоянного сечения все линии тока направлены параллельно оси трубы, при этом отсутствуют поперечные перемещения частиц жидкости.

Турбулентным называется течение, сопровождающееся интенсивным перемешиванием жидкости с пульсациями скоростей и давлений. Наряду с основным продольным перемещением жидкости наблюдаются поперечные перемещения и вращательные движения отдельных объемов жидкости. Переход от ламинарного режима к турбулентному наблюдается при определенной скорости движения жидкости. Эта скорость называется *критической* $v_{кр}$.

Значение этой скорости прямо пропорционально кинематической вязкости жидкости и обратно пропорционально диаметру трубы.

$$v_{кр} = \frac{\nu}{d} \cdot k \quad (2.1)$$

где ν - кинематическая вязкость;
 k - безразмерный коэффициент;
 d - внутренний диаметр трубы.

Входящий в эту формулу безразмерный коэффициент k , одинаков для всех жидкостей и газов, а также для любых диаметров труб. Этот коэффициент называется *критическим числом Рейнольдса* $Re_{кр}$ и определяется следующим образом:

$$Re_{кр} = \frac{v_{кр}D}{\nu} \quad (2.2)$$

Как показывает опыт, для труб круглого сечения $Re_{кр}$ примерно равно 2300.

Таким образом, критерий подобия Рейнольдса позволяет судить о режиме течения жидкости в трубе. При $Re < Re_{кр}$ течение является ламинарным, а при $Re > Re_{кр}$ течение является турбулентным. Точнее говоря, вполне развитое турбулентное течение в трубах устанавливается лишь при Re примерно равно 4000, а при $Re = 2300...4000$ имеет место переходная, критическая область.

Режим движения жидкости напрямую влияет на степень гидравлического сопротивления трубопроводов.[4]

2.2 Начальный участок

При ламинарном течении (Рис. 2.2) в круглой трубе распределение скорости по живому сечению параболическое:

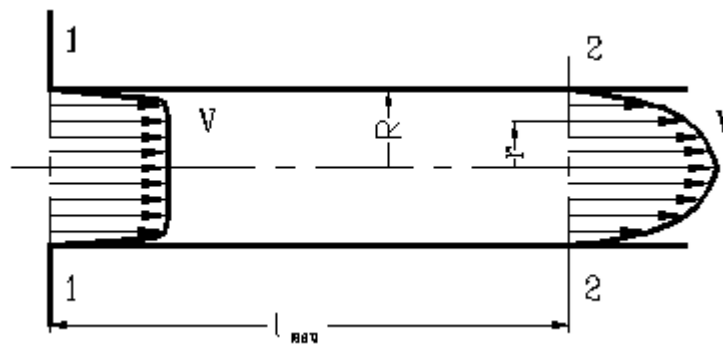


Рис. 2.2. Распределение скоростей в ламинарном потоке

$$V = \frac{g\rho h_{mp}}{4\mu l} (R^2 - r^2) \quad (2.3)$$

					Течение сплошной среды в круглой трубе	Лист
						23
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

где R – радиус трубы;

r – расстояние от оси трубы;

l – расстояние от начала трубы;

$h_{тр}$ – потери напора на трение по длине l .

Как видно из формулы, максимальная скорость наблюдается в центре потока, на оси трубы.

Из расчетов получено:

$$V_{ср} = 0,5 \cdot V_{max} \quad (2.4)$$

Коэффициент Кориолиса α на начальном участке изменяется от 1 до 2. В инженерных расчетах этим фактом, как правило, пренебрегают и принимают $\alpha = 2$. Все приведенные выше зависимости получаются аналитическим путем.

Длина начального участка потока (участка, на котором формируется профиль эюры скоростей потока) вычисляется по формуле Шиллера:

$$l_{нач} = 0,029 \cdot d \cdot Re \quad (2.5)$$

Вследствие того, что на входе в трубу распределение скоростей равномерное, на начальном участке трубы несколько больше касательные напряжения в жидкости. Это приводит к тому, что потери напора на начальном участке на 9 % больше, чем на аналогичном участке сформировавшегося ламинарного течения.

При турбулентном течении жидкости (Рис. 2.3) тоже существует начальный участок, на котором формируется профиль эюры скоростей. Его длину можно подсчитать по формуле:

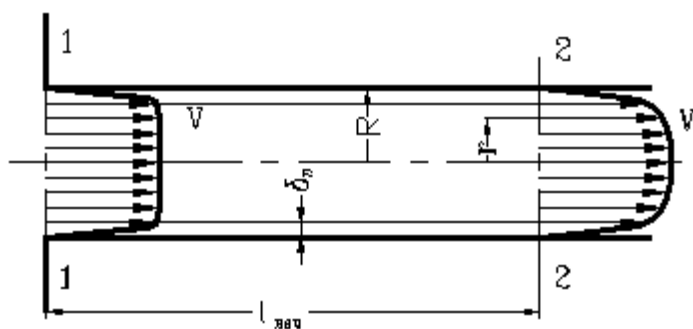


Рис. 2.3. Распределение скоростей в турбулентном потоке

$$l_{нач} = 0,64 d Re^{0,25} \quad (2.6)$$

Поток жидкости состоит из турбулентного ядра и тонкого пристенного ламинарного слоя, толщина которого может быть вычислена по одной из формул:

$$\delta_l = \frac{30d}{Re\sqrt{\lambda}} \quad \text{или} \quad \delta_l = \frac{64,2}{Re^{7/8}} \quad (2.7)$$

В первой формуле λ – это коэффициент гидравлического трения или коэффициент Дарси.

Для описания распределения скоростей по сечению трубы существуют различные формулы. Приведу одну из них – формулу Альтшуля:

$$V = V_{max} \left(1 - 2 \frac{\lg \frac{R}{R-r}}{\frac{0,975}{\sqrt{\lambda}} + 1,35} \right) \quad (2.8)$$

Связь между максимальной и средней скоростями в трубе, по Альтшулю, следующая:

$$V_{max} = V_{cp} (1 + 1,35\sqrt{\lambda}) \quad (2.9)$$

а коэффициент Кориолиса

$$\alpha = 1 + 2,65\lambda \quad (2.10)$$

Средняя скорость составляет (0,75 , 0,9) V_{max} , причем с увеличением Re V_{cp} приближается к V_{max} :

– при $Re = 2700$ $V_{cp} = 0,75V_{max}$;

– при $Re = 108$ $V_{cp} = 0,9V_{max}$,

а коэффициент Кориолиса при этом изменяется от 1,13 и стремится к 1. В практических расчетах при турбулентном течении в трубах α обычно принимают равным 1.[5]

					Течение сплошной среды в круглой трубе	Лист
						26
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

3. Методы расчета трубопроводов.

3.1 Одномерные установившиеся течения вязкой жидкости. Основные понятия.

Несжимаемая жидкость — математическая модель сплошной среды, плотность которой сохраняется при изменении давления. Дивергенция вектора скорости в такой модели равна нулю, поэтому поле скорости описывается соленоидальным векторным полем.

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \vec{V} &= 0, \\ \rho \frac{du_x}{dt} + \frac{\partial p}{\partial x} &= \rho f_x + 2 \frac{\partial}{\partial x} \left(\eta \frac{\partial u_x}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left[\eta \left(\frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\eta \left(\frac{\partial u_x}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial x} \right) \right], \\ \rho \frac{du_y}{dt} + \frac{\partial p}{\partial y} &= \rho f_y + 2 \frac{\partial}{\partial y} \left(\eta \frac{\partial u_y}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left[\eta \left(\frac{\partial u_x}{\partial y} + \frac{\partial u_y}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\eta \left(\frac{\partial u_y}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial y} \right) \right], \\ \rho \frac{du_z}{dt} + \frac{\partial p}{\partial z} &= \rho f_z + 2 \frac{\partial}{\partial z} \left(\eta \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left[\eta \left(\frac{\partial u_x}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\eta \left(\frac{\partial u_y}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial y} \right) \right]. \\ \rho \frac{\partial E}{\partial t} &= \rho (\vec{V} \cdot \vec{f}) + \vec{V} \cdot \operatorname{div} \vec{p}_n + q_w(\vec{r}, t) - \operatorname{div}(\lambda \vec{\nabla} T), \end{aligned} \quad (3.1)$$

Одномерными называются течения, в которых основные параметры потока зависят лишь от одной координаты, направление которой совпадает с направлением вектора скорости. Использование одномерных течений позволяет достаточно просто решать многие важные прикладные задачи. [3]

Установившимся называется течение, при котором в каждой точке области, занятой жидкостью, скорости v ее частиц, давление p и плотность ρ не изменяются со временем.

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			Методы расчета трубопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	27	92
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.				Группа 3-2Б21		

3.2 Уравнение Бернулли для установившегося напорного потока вязкой жидкости

Рассмотрим установившееся движение в трубопроводе, для которого

справедливы предположения об одномерности течения. Для этого выделим в трубопроводе (рис. 3.1) сечениями 1–1 и 2–2, в которых движение равномерное, контрольный объем W , ограниченный контрольной поверхностью $\Sigma = \Sigma_1 + \Sigma_{бок} + \Sigma_2$, которая показана на рисунке штриховой линией. Запишем для выделенного объема W закон изменения кинетической энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t} \iiint_W \frac{\rho V^2}{2} dW + \iint_{\Sigma} \frac{\rho V^2}{2} V_n d\Sigma = \iiint_W \rho (\vec{V} \cdot \vec{f}) dW + \iint_{\Sigma} (\vec{V} \cdot \vec{p}_n) d\Sigma - \iiint_W \rho \varepsilon dW. \quad (3.2)$$

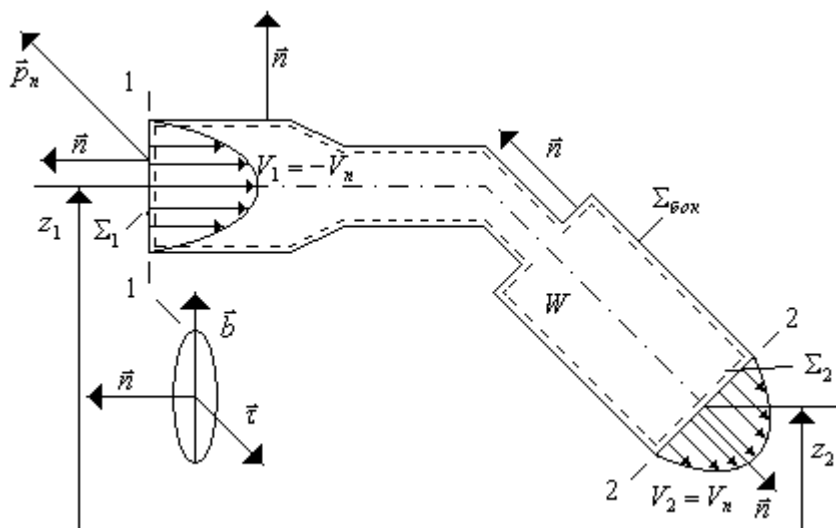


Рис.3.1. К выводу уравнения Бернулли для одномерных напорных потоков

Первое слагаемое равно нулю, так как движение жидкости установившееся $\frac{\partial}{\partial t} = 0$. Второе слагаемое - второе слагаемое представляет собой поток кинетической энергии через контрольную поверхность $\Sigma = \Sigma_1 + \Sigma_{бок} + \Sigma_2$.

Следовательно:

$$\int_{\Sigma} \frac{\rho V^2}{2} V_n d\Sigma = \int_{\Sigma_1} \frac{\rho V^2}{2} V_n d\Sigma + \int_{\Sigma_{бок}} \frac{\rho V^2}{2} V_n d\Sigma + \int_{\Sigma_2} \frac{\rho V^2}{2} V_n d\Sigma \quad (3.3)$$

Рассмотрим граничные условия на Σ , учитывая одномерность потока во входном и выходном сечениях:

$$\left. \begin{array}{l} \text{на } \Sigma_1 : \quad \mathbf{V} = \mathbf{u}_1; \quad V_n = -u_1; \\ \text{на } \Sigma_2 : \quad \mathbf{V} = \mathbf{u}_2; \quad V_n = u_2; \\ \text{на } \Sigma_{бок} : \quad \mathbf{V} = 0; \quad V_n = 0. \end{array} \right\} \quad (3.4)$$

Тогда:

$$\begin{aligned} \int_{\Sigma} \frac{\rho V^2}{2} V_n d\Sigma &= \alpha_1 \int_{\Sigma_1} \frac{\rho u_1^2}{2} (-u_1) d\Sigma + \int_{\Sigma_{бок}} \frac{\rho 0^2}{2} 0 d\Sigma + \alpha_2 \int_{\Sigma_2} \frac{\rho u_2^2}{2} u_2 d\Sigma = \\ &= -\alpha_1 \int_{\Sigma_1} \frac{\rho u_1^3}{2} d\Sigma + \alpha_2 \int_{\Sigma_2} \frac{\rho u_2^3}{2} d\Sigma = -\frac{\alpha_1 \rho u_1^3 \Sigma_1}{2} + \frac{\alpha_2 \rho u_2^3 \Sigma_2}{2} = -\frac{\alpha_1 \rho u_1^2 Q}{2} + \frac{\alpha_2 \rho u_2^2 Q}{2}. \end{aligned}$$

Здесь $Q = \int_{\Sigma_1} u d\Sigma = \int_{\Sigma_2} u d\Sigma$ - объемный расход, а величина α носит название коэффициента Кориолиса, физический смысл которого будет показан ниже.

Рассмотрим далее члены в правой части уравнения (3.2), начнем со слагаемого, выражающего мощность внешней массовой силы. Предположим, что внешняя массовая сила имеет потенциал, т.е. существует такая скалярная функция U , для которой $\vec{f} = \vec{\nabla} U = grad(U)$. Ограничимся случаем, когда сила тяжести является единственной внешней массовой силой $U = -gz$. Используя теорему Остроградского – Гаусса и граничные условия (3.3), получим:

$$\int_W (\vec{v} \cdot \vec{f}) \rho dW = \int_W (\vec{u} \cdot \vec{f}) \rho dW = \int_W \rho (\vec{u} \cdot \vec{\nabla} U) dW = \int_{\Sigma} \rho U u_n d\Sigma = \int_{\Sigma_1} \rho u_1 g z_1 d\Sigma - \int_{\Sigma_2} \rho u_2 g z_2 d\Sigma. \quad (3.5)$$

Полученное равенство позволяет выразить мощность внешней массовой силы через поток потенциальной энергии, обусловленной этой силой, сквозь живые сечения.

Второй интеграл, выражающий мощность внешней поверхностной силы:

$$\int_{\Sigma} \vec{V} \cdot \vec{p}_n d\Sigma = \int_{\Sigma_1} \vec{V} \cdot \vec{p}_{n,1} d\Sigma + \int_{\Sigma_2} \vec{V} \cdot \vec{p}_{n,2} d\Sigma + \int_{\Sigma_{бок}} \vec{V} \cdot \vec{p}_n d\Sigma. \quad (3.6)$$

В сечении 1 – 1 скорость имеет только нормальную составляющую $V_n = u_1$, так как движение здесь равномерное или плавноизменяющееся. Чтобы вычислить скалярное произведение $\vec{V} \cdot \vec{p}_n$, зададим в произвольной точке живого сечения Σ_1 систему ортогональных координат (рис. 3.1.), определяемую тремя единичными векторами $\vec{n}, \vec{b}, \vec{\tau}$, из которых \vec{n} – нормален к живому сечению, а \vec{b} и $\vec{\tau}$ лежат в плоскости живого сечения. Проектируя на эти координатные оси векторы \vec{u} и \vec{p}_n , находим:

$$\begin{aligned} \vec{V} &= (V_n, 0, 0), \quad \vec{p}_n = (p_{n,n}, p_{n,b}, p_{n,\tau}), \\ \vec{V} \cdot \vec{p}_n &= V_n p_{n,n} + V_b p_{n,b} + V_{\tau} p_{n,\tau} = V_n p_{n,n}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Аналогичные вычисления выполним для живого сечения Σ_2 . На поверхности $\Sigma_{бок}$ выполняется условие прилипания. Согласно полученным результатам, а также используя (3.3), на контрольной поверхности Σ имеем условия:

$$\begin{aligned} \text{на } \Sigma_1: \quad & V_n = -u_1; \quad p_{n,n} = -p_1; \\ \text{на } \Sigma_2: \quad & V_n = u_2; \quad p_{n,n} = -p_2; \\ \text{на } \Sigma_{бок}: \quad & V = 0; \quad (\vec{V} \cdot \vec{p}_n) = 0. \end{aligned} \quad (3.8)$$

Подставляя (3.6) в (3.5), получаем:

$$\int_W \vec{V} \cdot \vec{p}_n dW = \int_{\Sigma_1} u_1 p_1 d\Sigma - \int_{\Sigma_2} u_2 p_2 d\Sigma. \quad (3.9)$$

Согласно равенству (3.7) мощность внешней поверхностной силы можно интерпретировать как поток, обусловленный этой силой потенциальной энергии потока сквозь живое сечение ; плотность распределения этой энергии равна давлению p .

Последнее слагаемое в (3.2), выражающее мощность внутренних сил в пределах контрольного объема (диссипацию энергии), оставляем без преобразования.

Подставив полученные выражения, в исходное уравнение (3.2) и разделив все слагаемые на весовой расход $Q_p = \rho g Q$, получим искомое уравнение Бернулли:

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{\alpha_1 u_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{\alpha_2 u_2^2}{2g} + h_f. \quad (3.10)$$

3.3 Расчет с соединением трубопроводов

Простые трубопроводы могут соединяться между собой , при этом их соединение может быть *последовательным* или *параллельным*.

Последовательное соединение. Возьмем несколько труб различной длины , разного диаметра и содержащих разные местные сопротивления, и соединим их последовательно (рис. 3.2, а).

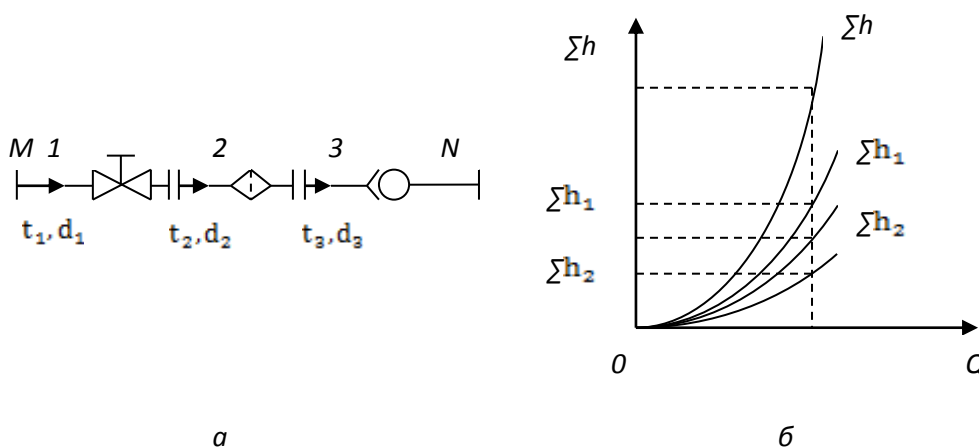


Рис. 3.2. Последовательное соединение трубопроводов [10]

При подаче жидкости по такому составному трубопроводу от точки M к точке N расход жидкости Q во всех последовательно соединенных трубах 1, 2 и 3 будет одинаков, а полная потеря напора между точками M и N равна сумме потерь напора во всех последовательно соединенных трубах. Таким образом, для последовательного соединения имеем следующие основные уравнения:

$$Q_1 = Q_2 = Q_3 = Q, \quad (3.11)$$

$$\Sigma h_{M-N} = \Sigma h_1 + \Sigma h_2 + \Sigma h_3. \quad (3.12)$$

Эти уравнения определяют правила построения характеристик последовательного соединения труб (рис. 3.2, б). Если известны характеристики каждого трубопровода, то по ним можно построить характеристику всего последовательного соединения $M-N$. Для этого нужно сложить ординаты всех трех кривых.

Параллельное соединение. Такое соединение показано на рис. 3.3, а. Трубопроводы 1, 2 и 3 расположены горизонтально.

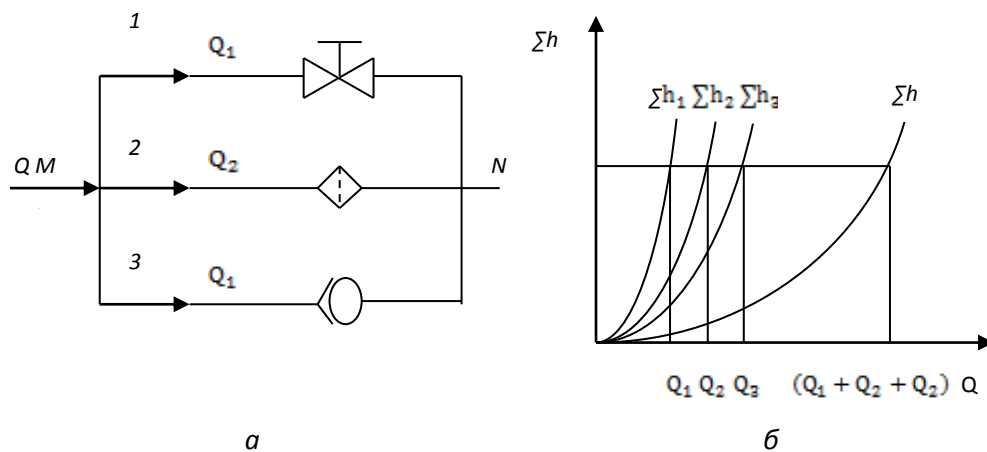


Рис. 3.3. Параллельное соединение трубопроводов [10]

Обозначим полные напоры в точках M и N соответственно H_M и H_N , расход в основной магистрали (т.е. до разветвления и после слияния) - через Q , а в параллельных трубопроводах через Q_1 , Q_2 и Q_3 ; суммарные потери в этих трубопроводах через Σ_1 , Σ_2 и Σ_3 .

Очевидно, что расход жидкости в основной магистрали

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3. \quad (3.13)$$

Выразим потери напора в каждом из трубопроводов через полные напоры в точках M и N :

$$\Sigma^{h1} = H_M - H_N; \Sigma^{h2} = H_M - H_N; \Sigma^{h3} = H_M - H_N. \quad (3.14)$$

Отсюда делаем вывод, что

$$\Sigma^{h1} = \Sigma^{h2} = \Sigma^{h3}, \quad (3.15)$$

т.е. потери напора в параллельных трубопроводах равны между собой. Их можно выразить в общем виде через соответствующие расходы следующим образом

$$\Sigma^{h1} = K_1 Q_1^m; \Sigma^{h2} = K_2 Q_2^m; \Sigma^{h3} = K_3 Q_3^m, \quad (3.16)$$

где K и m - определяются в зависимости от режима течения.

Из двух последних уравнений вытекает следующее правило: для построения характеристики параллельного соединения нескольких трубопроводов следует сложить абсциссы (расходы) характеристик этих трубопроводов при одинаковых ординатах (Σh). Пример такого построения дан на рис. 3.3, б.

Разветвленное соединение. Разветвленным соединением называется совокупность нескольких простых трубопроводов, имеющих одно общее сечение - место разветвления (или смыкания) труб.

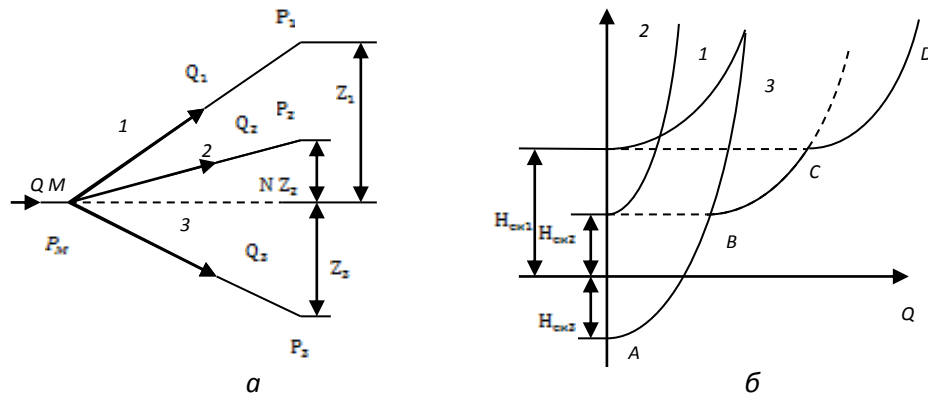


Рис. 3.4. Разветвленный трубопровод

Пусть основной трубопровод имеет разветвление в сечении $M-M$, от которого отходят, например, три трубы 1, 2 и 3 разных диаметров, содержащие различные местные сопротивления (рис.3.4, а). Геометрические высоты z_1, z_2 и z_3 конечных сечений и давления P_1, P_2 и P_3 в них будут также различны.

Так же как и для параллельных трубопроводов, общий расход в основном трубопроводе будет равен сумме расходов в каждом трубопроводе:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3. \quad (3.17)$$

Записав уравнение Бернулли для сечения $M-M$ и конечного сечения, например первого трубопровода, получим (пренебрегая разностью скоростных высот)

$$H_M = z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \sum h_1 \quad (3.18)$$

Обозначив сумму первых двух членов через H_{cm} и выражая третий член через расход, получаем

$$H_M = H_{cm1} + KQ_1^m. \quad (3.19)$$

Аналогично для двух других трубопроводов можно записать

$$H_M = H_{cm2} + KQ_2^m, \quad (3.20)$$

$$H_M = H_{cm3} + KQ_3^m. \quad (3.21)$$

Таким образом, получаем систему четырех уравнений с четырьмя неизвестными: Q_1 , Q_2 и Q_3 и H_M .

Построение кривой потребного напора для разветвленного трубопровода выполняется сложением кривых потребных напоров для ветвей по правилу сложения характеристик параллельных трубопроводов (рис. 3.4, б) - сложением абсцисс (Q) при одинаковых ординатах (H_M). Кривые потребных напоров для ветвей отмечены цифрами 1, 2 и 3, а суммарная кривая потребного напора для всего разветвления обозначена буквами $ABCD$. Из графика видно, что условием подачи жидкости во все ветви является неравенство $H_M > H_{cm1}$. [4]

4. Коэффициент гидравлического сопротивления трения.

4.1 Коэффициент для потери на трение по длине трубопроводов

Как известно, потери давления по длине прямой трубы (канала) постоянного поперечного сечения (линейные потери или потери на трение) вычисляются по формуле Дарси—Вейсбаха:

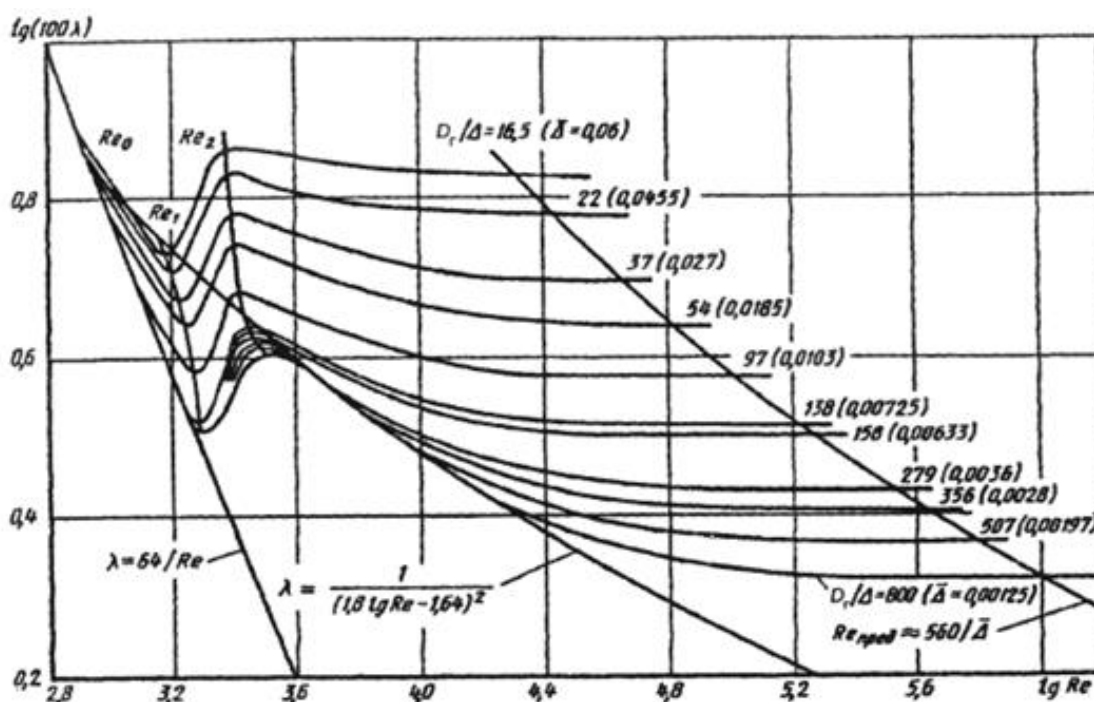


Рис. 4.1. Зависимость коэффициента сопротивления трения λ от число Рейнольдса и относительной шероховатости $\bar{\Delta}$ при неравномерной шероховатости.

$$h_f = \lambda \frac{l v^2}{d 2g}, \quad (4.1)$$

где λ -коэффициент гидравлического сопротивления трения единицы относительной длины (длины в один диаметр сечения);

l - длина рассматриваемого участка трубы (канала);

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	36	92
И.о.зав.каф		Бурков П.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		

d - диаметр трубы (канала);

v - средняя по сечению трубы (канала) скорость потока.

Трубы и каналы могут быть как гладкими, так и шероховатыми. При этом шероховатость может быть равномерной (равномерно зернистой) и неравномерной. Оба вида шероховатости различают по форме выступов, их размерам, промежуткам между ними и т. д. Большинство технических труб характеризуется неравномерной шероховатостью. По данной причине здесь будем рассматривать зависимости $\lambda = \lambda(\text{Re}, \square\Delta)$ при стабилизированном течении только для труб с неравномерной шероховатостью.

Согласно, среднюю высоту Δ выступов шероховатости, выраженную в единицах длины, называют абсолютной шероховатостью. Отношение средней высоты выступов к гидравлическому диаметру трубы, т.е., $\square\Delta = \Delta / d$, называют относительной шероховатостью.

В справочнике указано, что для описания зависимости $\lambda = \lambda(\text{Re}, \square\Delta)$ можно условно рассматривать три режима течения: ламинарный, переходной и квадратичный.

Согласно, первый (ламинарный) режим относится к малым значениям чисел Re (до $\text{Re} \approx 2000$) и характеризуется тем, что шероховатость не оказывает никакого влияния на величину λ . По закону Гагена—Пуазейля(рис. 4.1):

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (4.2)$$

Третий режим, называемый квадратичным, соответствует области значений числа Re , для которых графическое представление зависимости $\lambda = \lambda(\text{Re}, \square\Delta = \text{const})$ близко к горизонтальной прямой. Согласно, для квадратичного режима параметр λ можно вычислить по формуле Л.Прайдтля:

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						37
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

$$\lambda = (2 \lg \frac{3,7}{\Delta})^{-2} \quad (4.3)$$

Перейдем к рассмотрению второго (так называемого переходного) режима. Здесь необходимо отметить, что в работе при описании зависимостей $\lambda = \lambda(Re, \Delta)$ сразу делается разграничение труб на гидравлически гладкие трубы (с гидравлически (технически) гладкими стенками) и технические трубы (с неравномерной шероховатостью стенок). Способы вычисления параметра λ для данных труб описываются независимо друг от друга, из-за чего остается открытым вопрос о правилах перехода от одного способа к другому. Иначе говоря, в этом случае наблюдается проблема «сшивки» зависимостей.

Рассмотрим способы вычисления параметра λ в случае гидравлически гладкой трубы.

Для критической области стабилизированного течения ($Re \in [2000, 4000]$) коэффициент сопротивления трения λ для труб круглого сечения с гидравлически (технически) гладкими стенками в предлагается находить только по рис. 4.2.

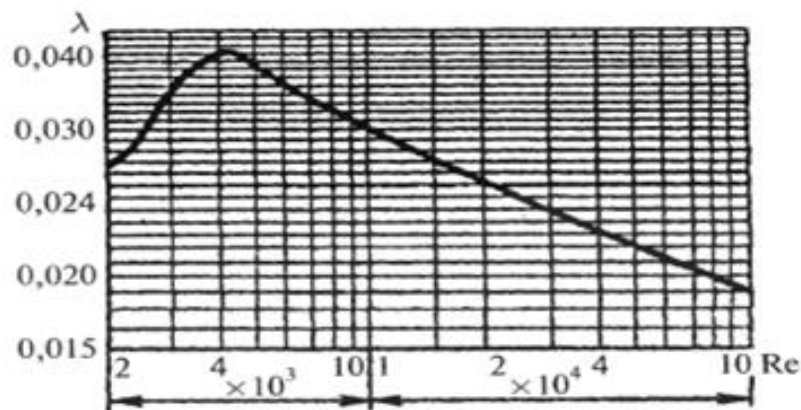


Рис. 4.2 Зависимость коэффициента сопротивления трения λ в области $Re \in [2 \cdot 10^3; 10^5]$ для гидравлических гладких труб

Согласно, для области чисто турбулентного стабилизированного течения ($Re > 4000$) коэффициент сопротивления трения λ труб круглого сечения с гидравлически (технически) гладкими стенками аналитически можно вычислять по эмпирической формуле Филоненко—Альтшуля (зависимости Филоненко—Альтшуля (DFA)):

$$\lambda = (1,8 \lg Re - 1,64)^{-2} \quad (4.4)$$

Проанализируем рекомендации работы по способам вычисления параметра λ при переходном режиме для гидравлически (технически) гладких труб.

Представленное в справочнике изложение способов расчета параметра λ для гидравлически (технически) гладких труб достаточно противоречиво. Наряду с указанной выше проблемой отсутствия аналитической зависимости $\lambda = \lambda(Re)$ на участке $Re \in [2000, 4000]$, разные табличные и графические зависимости (соответствующие этому участку) не согласуются друг с другом. Так, например, на диаграмме 2-1, построенной по формуле (4.2), и в таблицах диаграммы 2-1 значению $Re = 2 \cdot 10^3$ соответствует величина $\lambda = 0,032$. Для того же значения числа Re диаграмма 2-1,б(см. рис. 4.2) дает значение $\lambda = 0,028$. Данная невязка (13%) оставляет вопросы о применимости предложенных зависимостей при высокоточном моделировании течений в трубопроводных системах (по крайней мере, к графическому и табличному представлениям).

Для аналитического вычисления значений $\lambda(Re)$ на участке $Re \in [2000; 4000]$ целесообразно использовать следующий упрощенный подход. В качестве расчетной зависимости можно взять прямую, проходящую через заданные точки

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						39
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

$$(Re=2000, \lambda=0,028) \text{ и } (Re=4000, \lambda=0,040)$$

(см. Рис. 4.2):

$$\lambda(Re) = 0,016 + 6 \cdot 10^{-6} Re. \quad (4.5)$$

В этом случае аналитически можно получить координату пересечения зависимостей (4.2) и (4.5): $Re = 2194,335$.

Для «сшивки» зависимостей (4.5) и (4.4) (предложенной для области $Re > 4000$) можно численно получить координату их пересечения: $Re = 4282,984$.

Итак, потери напора, определяемые по формуле Вейсбаха-Дарси, можно определить, зная коэффициент гидравлического сопротивления, который определяется в зависимости от числа Рейнольдса Re и от эквивалентной абсолютной шероховатости $\Delta_э$. Для удобства сводные данные по определению λ представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Таблица для определения коэффициента гидравлического трения

Режим движения		Число Рейнольдса	Определения λ
ламинарный		$Re < 2300$	$\lambda = \frac{64}{Re}$ или $\lambda = \frac{75}{Re}$
переходный		$2300 < Re < 4000$	проектирование трубопроводов на рекомендуется
турбулентный	1-я область	$4000 < Re < 10 \frac{d}{\Delta_э}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda_\tau}} = -21g \left(\frac{\Delta_э}{3.71d} \right)$ (ф-ла Базиуса) $\lambda_\tau = \frac{1}{(1.81g Re - 1.5)^2}$ (ф-ла Кнакова)
	2-я область	$10 \frac{d}{\Delta_э} < Re < 560 \frac{d}{\Delta_э}$	$\lambda_\tau = 0.11 \left(\frac{\Delta_э}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25}$ (ф-ла Альтшува)
	3-я область	$Re < 560 \frac{d}{\Delta_э}$	$\lambda_\tau = 0.11 \left(\frac{\Delta_э}{d} \right)^{0.25}$ (ф-ла Альтшува) $\frac{1}{\sqrt{\lambda_\tau}} = -21g \left(\frac{\Delta_э}{3.71d} \right)$ (ф-ла Никурадзе)

4.2 Таблицы местных сопротивлений

Все гидравлические потери энергии делятся на два типа: потери на трение по длине трубопроводов и местные потери, вызванные такими элементами трубопроводов, в которых вследствие изменения размеров или конфигурации русла происходит изменение скорости потока, отрыв потока от стенок русла и возникновение вихреобразования.

Простейшие местные гидравлические сопротивления можно разделить на расширения, сужения и повороты русла, каждое из которых может быть внезапным или постепенным. Более сложные случаи местного сопротивления представляют собой соединения или комбинации перечисленных простейших сопротивлений.

Рассмотрим простейшие местные сопротивления при турбулентном режиме течения в трубе.

1. *Внезапное расширение русла.* Потеря напора (энергии) при внезапном расширении русла расходуется на вихреобразование, связанное с отрывом потока от стенок, т.е. на поддержание вращательного непрерывного движения жидких масс с постоянным их обновлением.

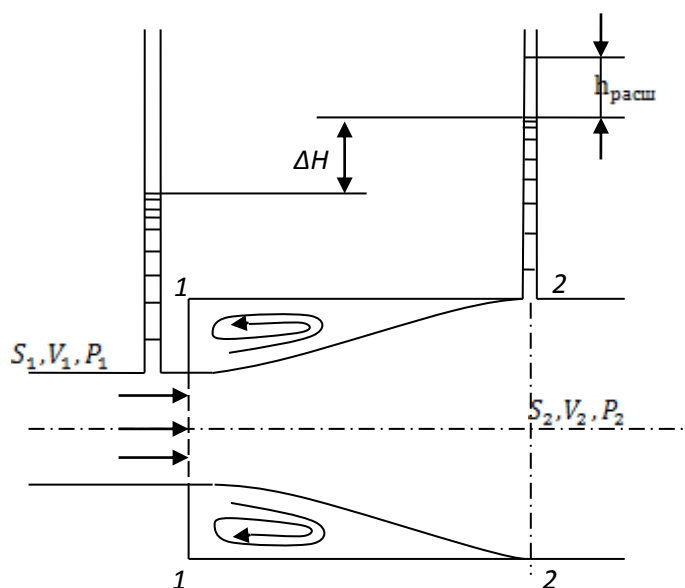


Рис. 4.3. Внезапное расширение трубы

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						41
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

При внезапном расширении русла (трубы) (рис.4.3) поток срывается с угла и расширяется не внезапно, как русло, а постепенно, причем в кольцевом пространстве между потоком и стенкой трубы образуются вихри, которые и являются причиной потерь энергии. Рассмотрим два сечения потока: 1-1 - в плоскости расширения трубы и 2-2 - в том месте, где поток, расширившись, заполнил все сечение широкой трубы. Так как поток между рассматриваемыми сечениями расширяется, то скорость его уменьшается, а давление возрастает. Поэтому второй пьезометр показывает высоту на ΔH большую, чем первый; но если бы потерь напора в данном месте не было, то второй пьезометр показал бы высоту большую еще на $h_{расш}$. Эта высота и есть местная потеря напора на расширение, которая определяется по формуле:

$$h_{расш} = \left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2 \frac{v_1^2}{2g}, \quad (4.6)$$

где S_1, S_2 - площадь поперечных сечений 1-1 и 2-2.

Это выражение является следствием *теоремы Борда*, которая гласит, что потеря напора при внезапном расширении русла равна скоростному напору, определенному по разности скоростей:

$$h_{расш} = \frac{(v_1 - v_2)^2}{2g}. \quad (4.7)$$

Выражение $\left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2$ обозначается греческой буквой ζ (дзета) и называется коэффициентом потерь, таким образом:

$$h_{расш} = \zeta \frac{v_1^2}{2g}. \quad (4.8)$$

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						42
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

2. *Постепенное расширение русла.* Постепенно расширяющаяся труба называется диффузором (рис.4.4). Течение скорости в диффузоре сопровождается ее уменьшением и увеличением давления, а следовательно, преобразованием кинетической энергии жидкости в энергию давления. В диффузоре, так же как и при внезапном расширении русла, происходит отрыв основного потока от стенки и вихреобразование. Интенсивность этих явлений возрастает с увеличением угла расширения диффузора α .

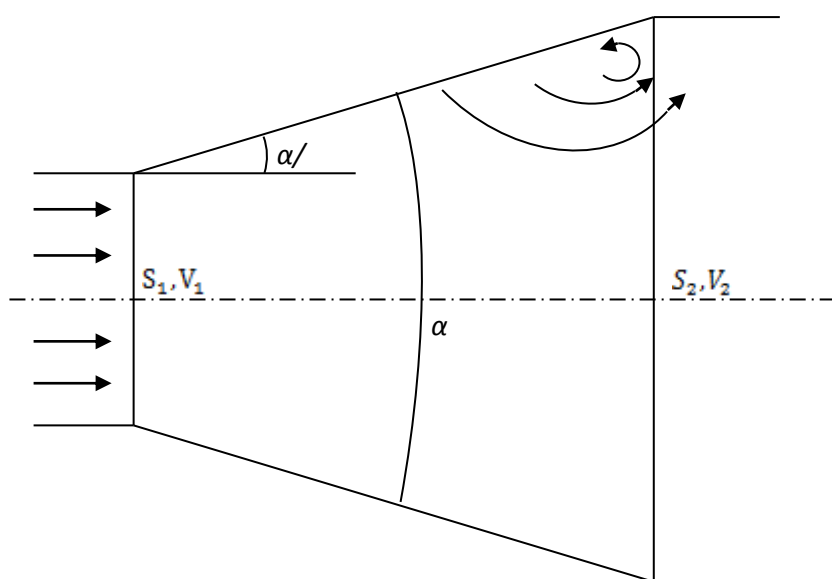


Рис. 4.4. Постепенное расширение трубы

Кроме того, в диффузоре имеются и обычные потери на трение, подобные тем, которые возникают в трубах постоянного сечения. Полную потерю напора в диффузоре рассматривают как сумму двух слагаемых:

$$h_{\text{диф}} = h_{\text{тр}} + h_{\text{расш}} \quad (4.9)$$

где $h_{\text{тр}}$ и $h_{\text{расш}}$ - потери напора на трение и расширение (вихреобразование).

$$h_{\text{тр}} = \frac{\lambda r}{8 \cdot \sin(\alpha/2)} \left(1 - \frac{1}{n^2}\right) \frac{v_1^2}{2g}, \quad (4.10)$$

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						43
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

где $n = S_2/S_1 = (r_2/r_1)^2$ - степень расширения диффузора. Потеря напора на расширение $h_{расш}$ имеет ту же самую природу, что и при внезапном расширении русла

$$h_{расш} = \left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2 k \frac{v_1^2}{2g}, \quad (4.11)$$

где k - коэффициент смягчения, при $\alpha = 5 \dots 20^\circ$, $k = \sin \alpha$.

Учитывая это полную потерю напора можно переписать в виде:

$$h_{диф} = \left[\frac{\lambda \tau}{8 \cdot \sin(\alpha/2)} \left(1 - \frac{1}{n^2}\right) + k \left(1 - \frac{1}{n}\right)^2 \right] \frac{v_1^2}{2g} = \zeta_{диф} \frac{v_1^2}{2n}, \quad (4.12)$$

откуда коэффициент сопротивления диффузора можно выразить формулой:

$$\zeta_{диф} = \frac{\lambda r}{8 \cdot \sin(\alpha/2)} \left(1 - \frac{1}{n^2}\right) + \sin \alpha \left(1 - \frac{1}{n}\right)^2. \quad (4.13)$$

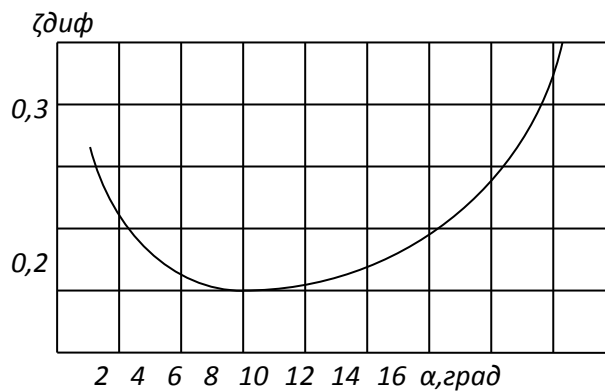


Рис. 4.5. Зависимость $\zeta_{диф}$ от угла

Функция $\zeta = f(\alpha)$ имеет минимум при некотором оптимальном значении угла α , оптимальное значение которого определится следующим выражением:

$$\alpha_{opt} = \arcsin \sqrt{\frac{n+1}{n-1} \cdot \frac{\lambda r}{4}}. \quad (4.14)$$

При подстановке в эту формулу $\lambda_T = 0,015 \dots 0,025$ и $n = 2 \dots 4$ получим $\alpha_{отт} = 6$ (рис. 4.5).

3. *Внезапное сужение русла.* В этом случае потеря напора обусловлена трением потока при входе в более узкую трубу и потерями на вихреобразование, которые образуются в кольцевом пространстве вокруг суженной части потока (рис. 4.6).

$$h_{суж} = \zeta_{суж} \frac{v_2^2}{2g}, \quad (4.15)$$

где коэффициент сопротивления сужения определяется по полуэмпирической формуле И.Е. Идельчика:

$$\zeta_{суж} = 0,5 \left(1 - \frac{S_2}{S_1} \right) = 0,5 \left(1 - \frac{1}{n} \right), \quad (4.16)$$

в которой $n = S_1/S_2$ - степень сужения.

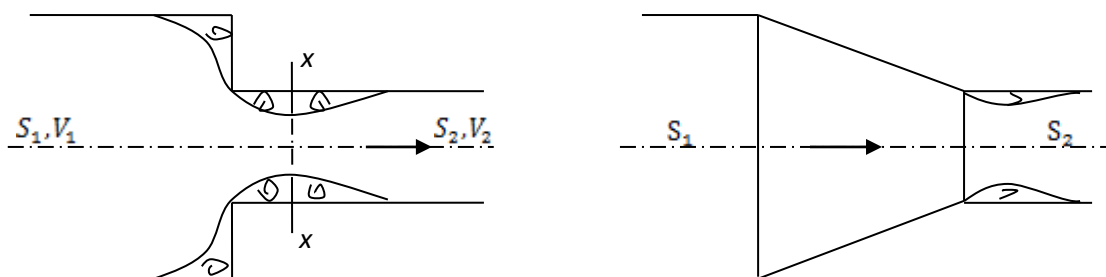


Рис. 4.6. Внезапное сужение трубы 4.7. Конфузор Полная потеря напора определится по формуле

При выходе трубы из резервуара больших размеров, когда можно считать, что $S_2/S_1 = 0$, а также при отсутствии закругления входного угла, коэффициент сопротивления $\zeta_{суж} = 0,5$.

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						45
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

3. *Постепенное сужение русла.* Данное местное сопротивление представляет собой коническую сходящуюся трубу, которая называется *конфузором* (рис.4.7). Течение жидкости в конфузоре сопровождается увеличением скорости и падением давления. В конфузоре имеются лишь потери на трение

$$h_{\text{конф}} = \frac{\lambda r}{8 \cdot \sin(\alpha/2)} \left(1 - \frac{1}{n^2}\right) \frac{v_2^2}{2g}, \quad (4.17)$$

где коэффициент сопротивления конфузора определяется по формуле

$$\zeta_{\text{конф}} = \frac{\lambda r}{8 \cdot \sin(\alpha/2)} \left(1 - \frac{1}{n^2}\right), \quad (4.18)$$

в которой $n = S_1/S_2$ - степень сужения.

Небольшое вихреобразование и отрыв потока от стенки с одновременным сжатием потока возникает лишь на выходе из конфузора в месте соединения конической трубы с цилиндрической. Закруглением входного угла можно значительно уменьшить потерю напора при входе в трубу. Конфузор с плавно сопряженными цилиндрическими и коническими частями называется *соплом* (рис.4.8).

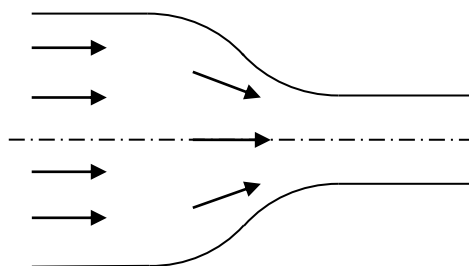


Рис. 4.8. Сопло

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						46
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

5. *Внезапный поворот трубы (колени).* Данный вид местного сопротивления (рис.4.9) вызывает значительные потери энергии, т.к. в нем происходят отрыв потока и вихреобразования, причем потери тем больше, чем больше угол δ . Потерю напора рассчитывают по формуле

$$h_{\text{кол}} = \zeta_{\text{кол}} \frac{v^2}{2g}, (4.19)$$

где $\zeta_{\text{кол}}$ - коэффициент сопротивления колена круглого сечения, который определяется по графику в зависимости от угла колена δ (рис.4.10).

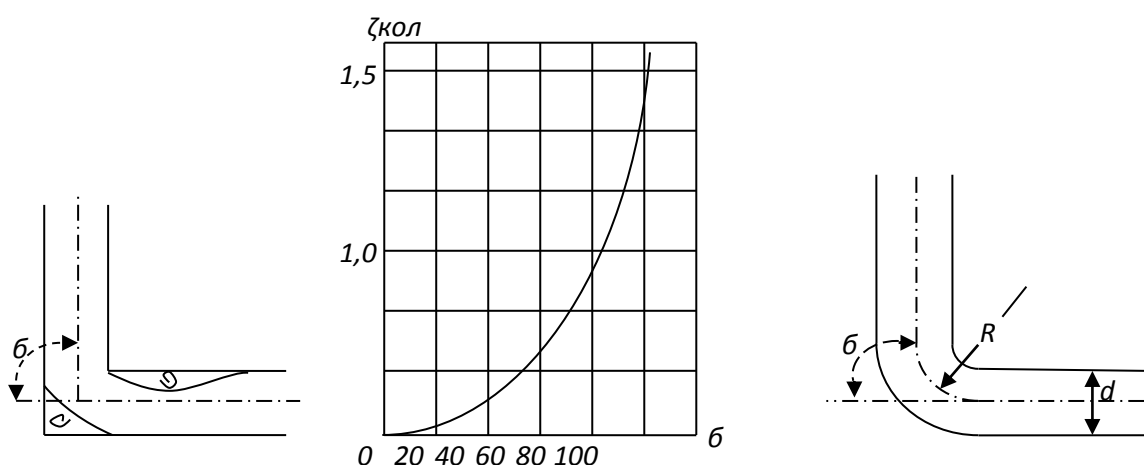


Рис. 4.9. Отвод **Рис.4.10. Зависимость $\zeta_{\text{кол}}$** **Рис. 4.11. Отвод**

6. *Постепенный поворот трубы (закругленное колено или отвод).* Плавность поворота значительно уменьшает интенсивность вихреобразования, а следовательно, и сопротивление отвода по сравнению с коленом. Это уменьшение тем больше, чем больше относительный радиус кривизны отвода R / d рис.4.11. Коэффициент сопротивления отвода $\zeta_{\text{отв}}$ зависит от отношения R / d , угла δ , а также формы поперечного сечения трубы.

Для отводов круглого сечения с углом $\delta = 90$ и $R/d \geq 1$ при турбулентном течении можно воспользоваться эмпирической формулой :

$$\zeta_{ome} = 0,051 + \frac{0,19d}{R}. \quad (4.20)$$

Для углов $\delta \leq 70^\circ$ коэффициент сопротивления

$$\zeta_{ome} = 0,9\zeta_{ome} \sin \delta, \quad (4.21)$$

а при $\delta \geq 100^\circ$

$$\zeta_{ome} = \left(0,7 + \frac{\delta}{90} \cdot 0,35\right) \zeta'_{ome}. \quad (4.22)$$

Потеря напора в колене определится как

$$h_{ome} = \zeta_{ome} \frac{v^2}{2g}. \quad (4.23)$$

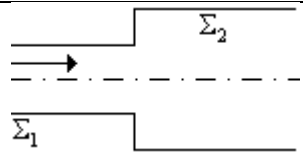
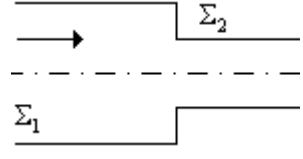
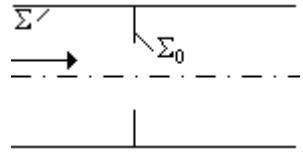
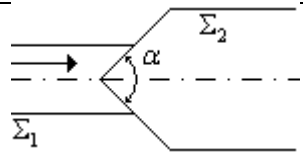
Все выше изложенное относится к турбулентному движению жидкости. При ламинарном движении местные сопротивления играют малую роль при определении общего сопротивления трубопровода. Кроме этого закон сопротивления при ламинарном режиме является более сложным и исследован в меньшей степени.

ζ_i - коэффициент i-го местного сопротивления, который может быть определен и таблицы.[7]

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						48
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Таблица. 4.2.

Местные гидравлические потери.

Вход в трубу из резервуара		$\zeta = 0,5$
Выход из трубы в резервуар		$\zeta = 1,0$
Колено с закруглением 90°		$\zeta = 0,3$
Колено без закругления 90°		$\zeta = 1,0$
Сетка на входе в трубу		$\zeta = 3,0$
Открытая задвижка		$\zeta = 0,05$
Кран пробковый открытый		$\zeta = 0,16$
Вентиль нормальный открытый		$\zeta = 3,0$
Обратный клапан на входе в трубу		$\zeta = 4 \div 8$
Обратный клапан в трубе		$\zeta = 2 \div 5$
Внезапное расширение		$\zeta = 1 - \left(\frac{\Sigma_1}{\Sigma_2}\right)^2$
Внезапное сужение		$\zeta = \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1\right)^2, \varepsilon = 0,57 + \frac{0,043}{1,1 - n}, n = \frac{\Sigma_1}{\Sigma_2}$
Диафрагма		$\zeta = \left(\frac{1}{n\varepsilon} - 1\right)^2, \varepsilon = 0,57 + \frac{0,043}{1,1 - n}, n = \frac{\Sigma_0}{\Sigma}$
Линейное расширение		$\zeta = k(n-1)^2, n = \frac{\Sigma_2}{\Sigma_1}$ α° 4 8 15 30 60 90 k 0,08 0,16 0,35 0,80 0,95 1,07

					Коэффициент гидравлического сопротивления трения	Лист
						49
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

5. Основные задачи расчета трубопровода

Гидравлический расчет трубопровода сводится, как правило, к решению трех основных задач:

- определение расхода трубопровода Q , если известны напор H , длина l и диаметр d трубопровода , с учетом наличия определенных местных сопротивлений или при их отсутствии;
- определение потребного напора H , необходимого для обеспечения пропуска известного расхода Q по трубопроводу длиной l и диаметром d ;
- определение диаметра трубопровода d в случае известных величин напора H , расхода Q и длины l .

Объясним одну их трёх.

Задача 1. Заданы: Расход- Q , диаметр- d и длина- l трубопровода, все величины местных сопротивлений ζ_i , эквивалентная шероховатость материала стенок трубопровода $Kэ$, кинематический коэффициент вязкости жидкости ν .

Определить: Напор- H .

Решение. Находим число Рейнольдса- Re по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d^2} \cdot \frac{d}{\nu} = \frac{4Q}{\pi \cdot d \cdot \nu}, (5.1)$$

Если $Re < 2300$, то течение является ламинарным, поэтому вычислим коэффициента сопротивления λ по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, (5.2)$$

Напор определяется по формуле:

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата	Основные задачи расчета трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Разработал	Квон А.Д.					ВКР	50	92
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
						Группа 3-2Б21		
И.о.зав.каф	Бурков П.В.							

$$H = \frac{128\nu L Q}{\pi g d^4}, (5.3)$$

где $L = l + \Sigma l_{\text{э}}$ – приведенная длина трубопровода, эквивалентные длины $l_{\text{э}}$ местных сопротивлений при ламинарном режиме в трубопроводе существенно зависят от числа Рейнольдса: $l_{\text{э}}/d = f(Re)$.

Если $Re > 2300$, то течение является турбулентным, поэтому вычислим коэффициент сопротивления λ по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{K_{\text{э}}}{d} \right)^{0.25}, (5.4)$$

Напор определяется по формуле:

$$H = \frac{8Q^2}{g\pi^2 d^4} \left(\lambda \frac{l}{d} + \Sigma \xi_i \right) (5.5)$$

					Основные задачи расчета трубопровода	Лист
						51
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

6. Не полностью заполненный жидкостью--трубопровод с самотесными участками

В случае если давление в трубопроводе становится меньше P_y – давления насыщенных паров транспортируемой жидкости, в трубопроводе образуется самотечный участок. Самотечным называется участок $[x_1, x_2]$ трубопровода, на котором жидкость течет неполным сечением, самотеком, под действием силы тяжести, рис. 6.1.

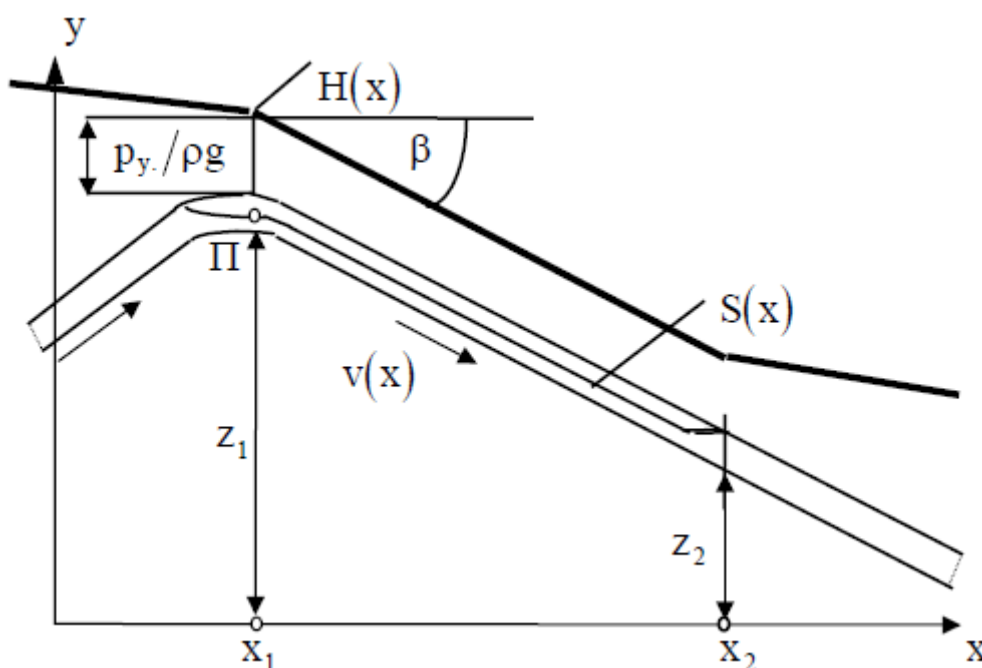


Рис. 6.1 Самотечный участок в трубопроводе

Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным, равным упругости p_y насыщенных паров транспортируемой жидкости, поэтому течение на самотечном участке называют безнапорным. При этом разность напоров между сечениями x_1 (началом самотечного участка) и x_2 (концом самотечного участка) существует и равна разности $(z_1 - z_2)$ высотных отметок этих сечений.

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			Не полностью заполненный жидкостью--трубопровод с тесными участками	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	52	93
И.о.зав.каф		Бурков П.В.			Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21			

Стационарные самотечные участки в трубопроводе могут существовать только на нисходящих сегментах.

Начало Π каждого стационарного самотечного участка в трубопроводе называется *перевальной точкой*, рис. 6.1. На этом рисунке представлено поведение кривой гидравлического уклона, линии $y = H(x)$, на самотечном участке. Видно, что на этом участке линия гидравлического уклона проходит параллельно оси трубопровода на расстоянии $r_{\text{г}}$ от нее. Гидравлический уклон течения на самотечном участке равен абсолютной величине тангенса угла наклона профиля трубопровода к горизонту, то есть $i = |\text{tg } \beta|$.

Расход Q жидкости на самотечном участке в стационарном режиме равен расходу жидкости Q_0 в заполненных сечениях трубопровода:

$$Q = v \cdot S = v_0 \cdot S_0 = Q_0 = \text{const}, \quad (6.1)$$

где S, S_0 – площади сечений, занятых жидкостью на самотечном и полностью заполненном участках трубопровода ($S \leq S_0$).

v, v_0 – скорости жидкости на этих участках, соответственно.

Степень $\sigma = S/S_0$ заполнения самотечного участка нефтью может быть различной, она зависит от отношения $\gamma = i/\text{tg}|\beta|$ гидравлических уклонов ($\text{tg}|\beta|$) на самотечном участке и ($i = \lambda \cdot 1/d \cdot v_0^2/2g$) на участках трубопровода, полностью заполненных нефтью. Обобщив многочисленные исследования в области безнапорных течений в каналах кругового сечения, можно предложить следующие аппроксимационные формулы для расчета степени заполнения сечения трубы нефтью на самотечном участке при расслоенном течении:

если $\gamma = i/\text{tg}|\beta| \geq 1$, $\sigma = 1$. В этом случае сечение трубы заполнено полностью;

если $32,32 \cdot \lambda \leq \gamma < 1$, то

					Не полностью заполненный жидкостью-- трубопровод с самотечными участками	Лист
						53
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

$$\sigma = 1 - 2,98 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{2}{\lambda_0}} \cdot (1 - \sqrt{\gamma});$$

если $4,87 \cdot \lambda \leq \gamma < 32,32 \cdot \lambda_0$, то

$$\sigma = 9,39 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{2\gamma}{\lambda_0}} + 0,113; \quad (6.2)$$

если $\gamma < 4,87 \cdot \lambda_0$, то

$$\sigma = 0,1825 \cdot \left(\frac{2\gamma}{\lambda_0}\right)^{0,356} \quad (6.3)$$

Формулы (6.2) позволяют рассчитать степень σ заполнения сечения трубопровода нефтью по известному отношению γ гидравлических уклонов i и $\text{tg } |\beta|$ на напорном и самотечном участках, соответственно.

					Не полностью заполненный жидкостью-- трубопровод с самотечными участками	Лист
						54
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

7. Гидравлические характеристики работы насосов и насосных станций

Для создания и поддержания в трубопроводе напора, достаточного для обеспечения транспортировки нефти или нефтепродукта, используют нефтеперекачивающие станции (НПС). Основное назначение каждой НПС состоит в том, чтобы забрать жидкость из сечения трубопровода с низким напором, увеличить этот напор и затем ввести транспортируемую жидкость в сечение трубопровода с высоким напором, поэтому главным элементом НПС являются насосы. Таким образом, насосы - это устройства для принудительного перемещения жидкости от сечения с меньшим значением напора $H_{в.}$ (в линии всасывания насоса) к сечению с большим значением напора $H_{н.}$ (в линии нагнетания). Величина $H = H_{н.} - H_{в.}$ разности напоров между линиями нагнетания и всасывания, то есть создаваемый насосом напор, называется *дифференциальным напором насоса*

$$H = H_{н.} - H_{в.} = \frac{p_{н.} - p_{в.}}{\rho g}. \quad (7.1)$$

Расход Q жидкости, проходящей через насос, называется его подачей.

Для перекачки нефтей и нефтепродуктов используют, в основном, центробежные насосы, в которых необходимый напор создается за счет центробежной силы. При этом, чем *больше* напор H , который должен создать такой насос, тем *меньше* подача Q , которую он может обеспечить. Зависимость $H = H(Q)$ называется гидравлической ($Q - H$) – характеристикой насоса. Гидравлические характеристики центробежных насосов обычно представляют двучленной зависимостью

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал	Квон А.Д.				Гидравлические характеристики работы насосов и насосных станций	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Цимбалюк А.Ф.					ВКР	55	92
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
						Группа 3-2Б21		
И.о.зав.каф	Бурков П.В.							

$$H = a - bQ^2, (7.2)$$

в которой a и b – коэффициенты аппроксимации. Гидравлические ($Q - H$) – характеристики некоторых центробежных насосов, предназначенных для перекачки нефти и нефтепродуктов, приведены в таблице 2.

Гидравлическая ($Q - H$) – характеристика НПС складывается из соответствующих характеристик отдельных насосов станции, соединенных последовательно или параллельно, а также характеристик стационарных трубопроводов (системы обвязки) станции:

$$H_{ст.} = H_{сум.}(Q) - h_{ст.}(Q), (7.3)$$

где $H_{сум.}(Q)$ – суммарная характеристика насосов, установленных на станции; $h_{ст.}(Q)$ – характеристика стационарных трубопроводов.

Полезная мощность N_n насосной установки определяется формулой

$$N_n = \rho g \cdot Q \cdot H, (7.4)$$

в которой H – дифференциальный напор, развиваемый насосом; Q – подача насоса. В системе СИ мощность измеряется в Ваттах:

$$[N] = \text{кг/м}^3 \times \text{м/с}^2 \times \text{м}^3/\text{с} \times \text{м} = (\text{кг} \cdot \text{м}^2/\text{с}^2)/\text{с} = \text{Дж/с} = \text{Вт}. (7.5)$$

Мощность N_b на валу насоса определяется формулой

$$N_b = \frac{\rho g Q H}{\eta_n}, (7.6)$$

где η_n – коэффициент полезного действия центробежного нагнетателя.

					Гидравлические характеристики работы насосов и насосных станций	Лист
						56
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Таблица 7.1

**Коэффициенты аппроксимации характеристик некоторых
центробежных насосов**

Тип насоса	Диаметр рабочего колеса, мм	a, м	b, м/(м ³ /ч) ²
НМ 1250-260	440	331	0,451·10 ⁻⁴
НМ 2500-230	430	282	0,792·10 ⁻⁵
НМ 2500-230 на подачу 1800 м ³ /ч	405	251	0,812·10 ⁻⁵
НМ 2500-230 на подачу 1250 м ³ /ч	425	245	0,160·10 ⁻⁴
НМ 3600-230	450	304	0,579·10 ⁻⁵
НМ 3600-230 на подачу 2500 м ³ /ч	430	285	0,644·10 ⁻⁵
НМ 3600-230 на подачу 1800 м ³ /ч	450	273	0,125·10 ⁻⁴
НМ 5000-210	450	272	0,260·10 ⁻⁵
НМ 5000-210 на подачу 3500 м ³ /ч	470	286	0,529·10 ⁻⁵
НМ 5000-210 на подачу 2500 м ³ /ч	480	236	0,484·10 ⁻⁵
НМ 7000-210	455	299	0,194·10 ⁻⁵
НМ 10000-210 на подачу 7000 м ³ /ч	505/484	305	0,208·10 ⁻⁵
НМ 10000-210 на подачу 5000 м ³ /ч	475/455	263	0,197·10 ⁻⁵

Потребляемая мощность ну. N насосной установки (состоящей, как известно, из центробежного нагнетателя и привода) определяется формулой

$$N_{\text{ну.}} = \frac{N_{\text{в.}}}{\eta_{\text{пр.}}} = \frac{\rho g Q H}{\eta_{\text{н.}} \cdot \eta_{\text{пр.}}}, (7.7)$$

в которой $\eta_{\text{пр.}}$ – коэффициент полезного действия привода насосной установки.

Коэффициент $\eta = \eta_{\text{н.}} \cdot \eta_{\text{пр.}}$ полезного действия насосной установки так же, как и дифференциальный напор, зависит от подачи Q насоса. Эту зависимость называют (Q – η) – характеристикой насоса. Характеристику центробежного насоса обычно представляют в виде двухчленной формулы:

$$\eta = k \cdot Q - k_1 \cdot Q^2, (7.8)$$

где k и k_1 — коэффициенты аппроксимации. В рабочем диапазоне подач коэффициент η , как правило, максимален (обычно 0,8 ÷ 0,85).

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} H_i Q_i^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2\right)^2 - 5 \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4}, \quad b = \frac{5 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} H_i Q_i^2 - \sum_{i=1}^{i=5} H_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2}{\left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2\right)^2 - 5 \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4},$$

и (45)

$$k = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} \eta_i Q_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \sum_{i=1}^{i=5} \eta_i Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3}{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3\right)^2}, \quad k_1 = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} \eta_i Q_i \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3 - \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} \eta_i Q_i^2}{\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=5} Q_i^4 - \left(\sum_{i=1}^{i=5} Q_i^3\right)^2}. (7.9)$$

В проектной практике для аппроксимации гидравлических (Q – H) и (Q – η) – характеристик насоса используют паспортные кривые, а вычисление параметров a, b и k, k_1 осуществляют методом наименьших квадратов по 5 точкам (Q_i, H_i), и (Q_i, η_i), лежащим на этих кривых.

					Гидравлические характеристики работы насосов и насосных станций	Лист
						58
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

На перекачивающих станциях центробежные насосы соединяют последовательно для увеличения напора или параллельно для увеличения расхода.

При **последовательном соединении насосов**, рис. 7.1, их $(Q - H)$ - характеристики складываются; при этом подача (расход) жидкости в насосах одна и та же, а напоры суммируются:

$$q_1=q_2=Q; H = H_1 + H_2.$$

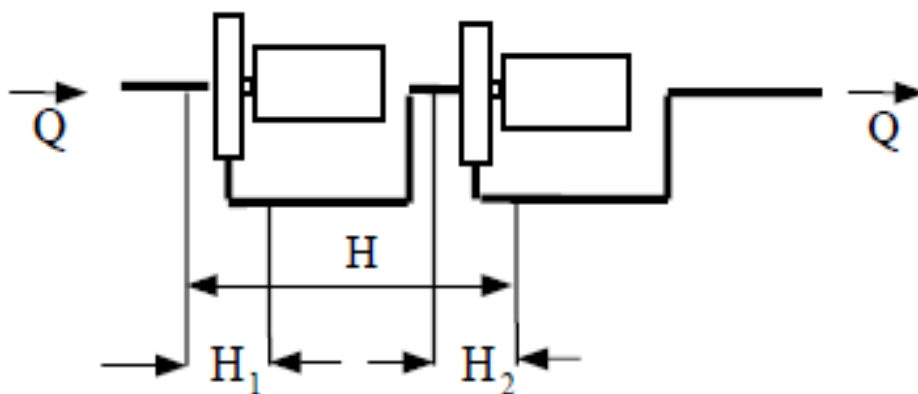


Рис. 7.1. Последовательное соединение насосов

Если $H = a_1 - b_1 \cdot Q^2$ - характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2 \cdot Q^2$ - характеристика второго насоса, то система двух последовательно соединенных насосов имеет характеристику

$$H = (a_1 + a_2) - (b_1 + b_2) \cdot Q^2 .(7.10)$$

При **параллельном соединении насосов**, рис. 7.2, их $(Q - H)$ - характеристики складываются иначе: подачи q_1 и q_2 (расходы) жидкости в насосах суммируются, а напор, создаваемый каждым насосом, один и тот же:

$$Q = q_1 + q_2 , H = H_1 = H_2. (7.11)$$

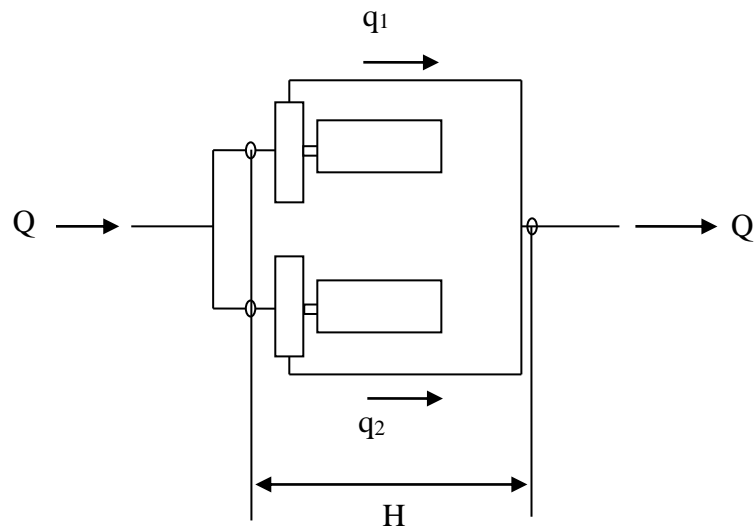


Рис. 7.2. Параллельное соединение насосов

Если $H = a_1 - b_1 \cdot Q^2$ – характеристика первого насоса, $H = a_2 - b_2 \cdot Q^2$ – характеристика второго насоса, то система двух параллельно соединенных насосов имеет характеристику

$$\sqrt{(a_1 - H)/b_1} + \sqrt{(a_2 - H)/b_2} = Q. \quad (7.12)$$

Рабочие характеристики центробежных насосов могут быть изменены путем изменения диаметра D_k рабочего колеса или частоты ω вращения его вала. Измененная характеристика насоса при изменении диаметра D'_k рабочего колеса или частоты ω' его вращения, связана с характеристикой насоса при номинальных значениях D_{k0}, ω_0 . этих параметров формулами:

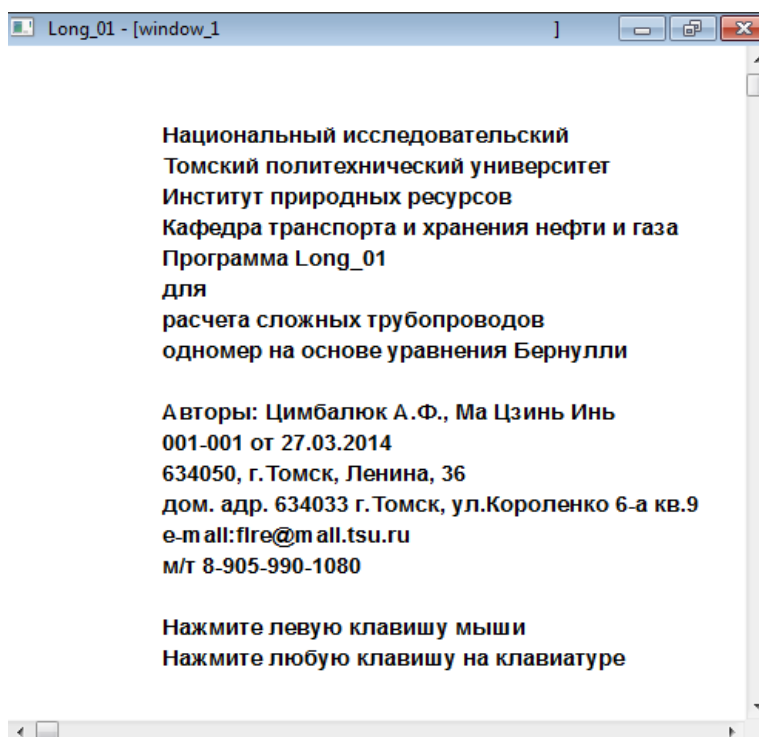
$$H = a \cdot \left(\frac{D'_k}{D_0}\right)^2 - b \cdot Q^2 \text{ или } H = a \cdot \left(\frac{\omega'}{\omega_0}\right)^2 - b \cdot Q^2, \quad (7.13)$$

для изменения диаметра колеса и частоты вращения его вала, соответственно

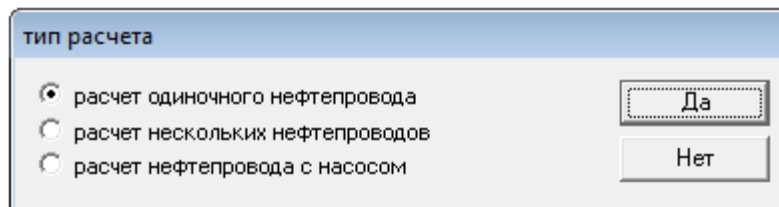
8. Пакет прикладных программ 'LONG_1'

8.1. Программный комплекс

Расчет трубопроводов с использованием одномерного уравнения Бернулли и полуэмперических моделей для определения коэффициента сопротивления, был реализован в виде пакета прикладных программ (ППП) для ПК LONG_1. Ниже приведено, краткое описание программы. Для работы ППП необходимо запустить исполняемый файл Long_1.exe, после чего на экране монитора появиться заставка:



После нажатия произвольной клавиши появляется меню «тип расчета». Выбираем, например расчет одиночного нефтепровода



					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата	Компьютерная программа 'LONG_1'	Лит.	Лист	Листов
Разработал		Квон А.Д.				ВКР	61	92
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.				Группа 3-2Б21		

В появившемся окне вводим параметры

Ввод параметров

5	число участков трубопровода < 20
1.00000	средняя скорость на входе (м/с)
750.00000	плотность нефти (кг/м³)
0.50000	кинематическая вязкость (сСт)
1.00000	давление на выходе (атм)
5.00000	количество дней профилактики

Да
Нет

Вводим геодезическую отметку для каждого участка трубопровода

1 **Ввод геодезической отметки**

50.00000 геодезическая отметка (м)

Да
Нет

2 **Ввод геодезической отметки**

50.00000 геодезическая отметка (м)

Да
Нет

3 **Ввод геодезической отметки**

100.00000 геодезическая отметка (м)

Да
Нет

4 **Ввод геодезической отметки**

100.00000 геодезическая отметка (м)

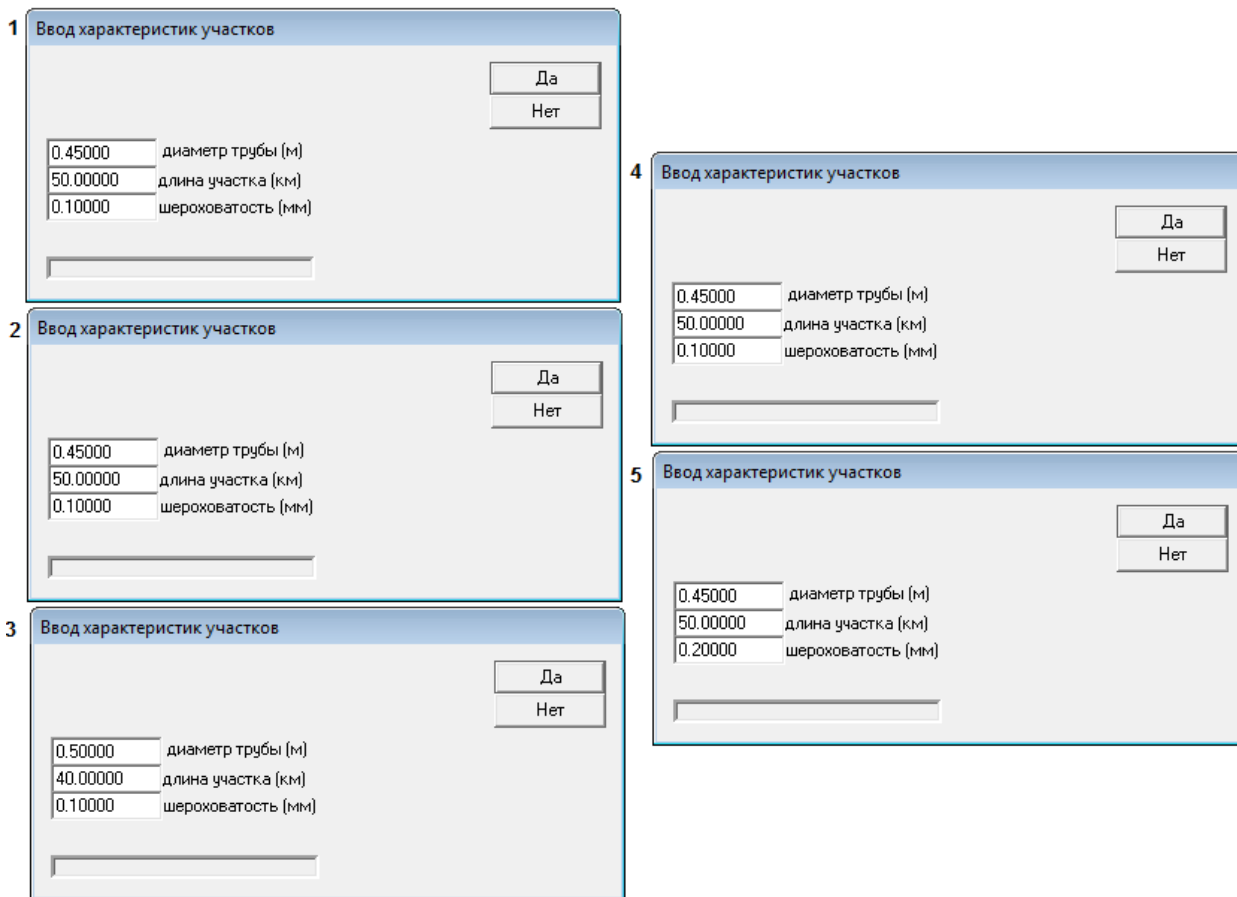
Да
Нет

5 **Ввод геодезической отметки**

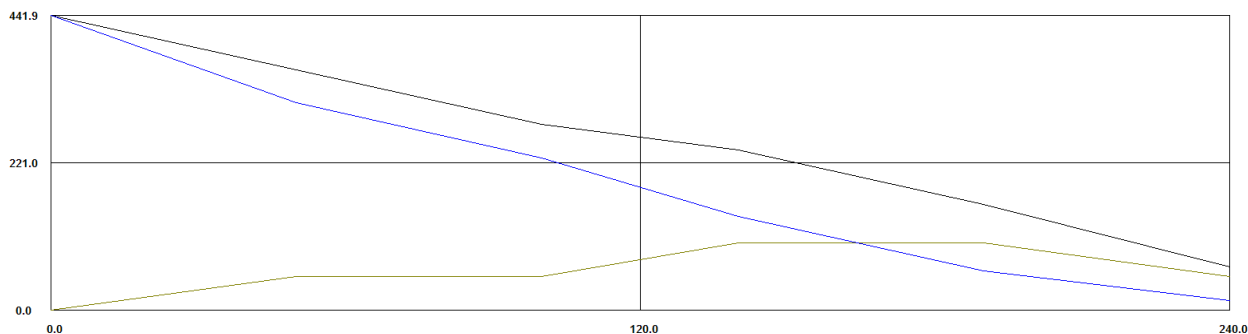
50.00000 геодезическая отметка (м)

Да
Нет

Далее вводим характеристики каждого участка трубопровода



После расчета на экране монитора выводиться график:



Синим цветом показан график давления, черным-график напора, свето-зеленым – профиль нефте(продукто)провода. Результаты расчета также выводятся в текстовый файл – Long_1.rez, а график – в файл HPZ.bmp.

8.2 Расчет нефтепровода с насосом

Для этого необходимо в меню «тип расчета» выбрать опцию – «расчет нефтепровода с насосом»:

В появившемся меню выбираем например «новый насос»

НМ 1250 -260 440
 НМ 2500 -230 430
 НМ 2500 -230 405 **на подачу 1800 м3/ч**
 НМ 2500 -230 425 **на подачу 1250 м3/ч**
 НМ 3600 -230 450
 НМ 3600 -230 430 **на подачу 2500 м3/ч**
 НМ 3600 -230 450 **на подачу 1800 м3/ч**
 НМ 5000 -210 450
 НМ 5000 -210 470 **на подачу 3500 м3/ч**
 НМ 5000 -210 480 **на подачу 2500 м3/ч**
 НМ 7000 -210 455
 НМ 10000-210 505/484 **на подачу 7000 м3/ч**
 НМ 10000-210 475/455 **на подачу 5000 м3/ч**
новый насос

Далее вводим экспериментальные значения напора и расхода насоса в пяти точках:

точка 1

точка 2

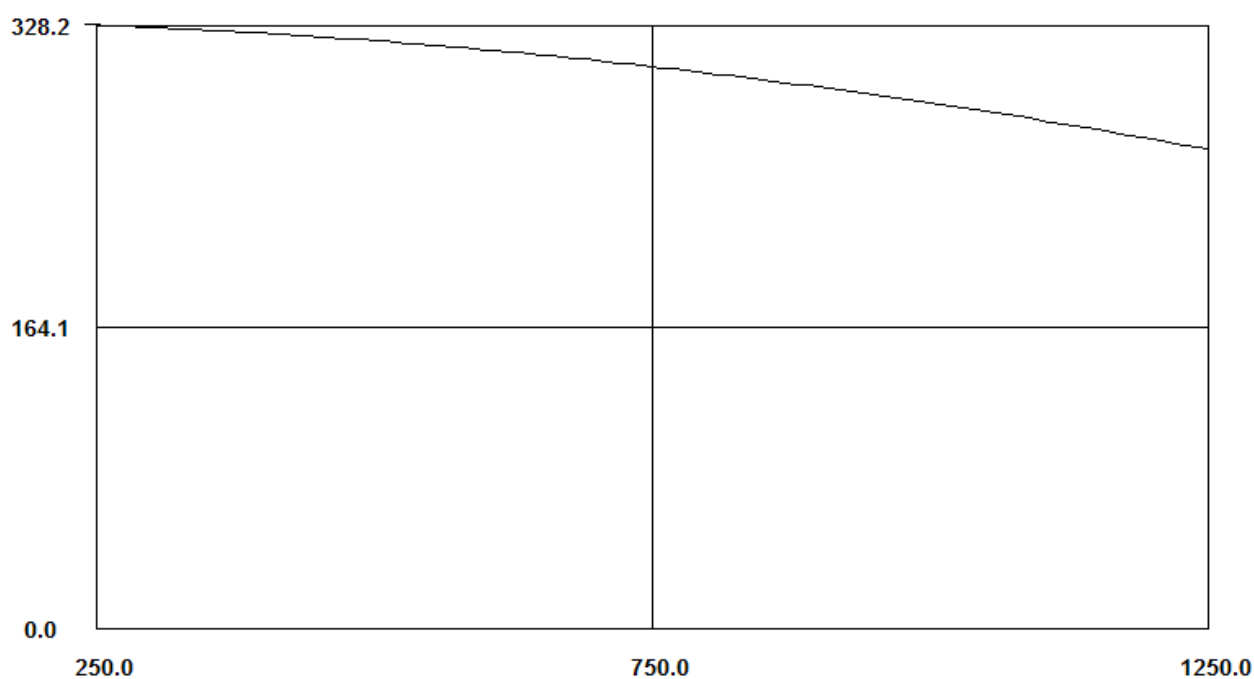
точка 3

точка 4

точка 5

Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата

После расчета на экран монитора выводиться HQ характеристика насоса



Результаты расчета и рисунок выводятся в текстовый файлы.

9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ АНАЛИЗЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ СМЕСИ БЕНЗИНА И ПРОПАН-БУТАНА

При анализе рассматриваются эксплуатационные характеристики трубопровода для транспортировки углеводородов. Проектируемый трубопровод для нефти и газа расположен на территории ----- района ----- области. Местность заболоченная, равнинная. Климат резко-континентальный, характеризуется суровой, продолжительной зимой, и коротким теплым (иногда жарким) летом. Среднегодовая температура воздуха составляет – 1,9°С. Средняя температура наиболее холодного месяца – января, составляет – 24°С, абсолютный минимум – 55°С.

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

9.1. Производственная безопасность

Строительство и эксплуатация трубопроводов для транспортирования углеводородов является работой повышенной опасности, вследствие потенциальной возможности влияния опасных и вредных факторов указанных в таблице 1.

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	66	92
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.				Группа 3-2Б21		

**Таблица 9.1-Факторы при строительстве и эксплуатации
трубопровода**

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Эксплуатация трубопровода для транспортирова ния углеводородов	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003-74 ССБТ[22]
		Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [29] ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [30]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93[34] ПБ 10-115-96[24]
		Пожаровзрывобезопасность	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ [25] ППБ 01-03[27] ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [27] ФЗ-от ФЗ№123 от 22.07.2008г. [33]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [36] ГОСТ 12. 1.005 – 88 [39]
	Повышение уровней шума		ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ [23] СНиП П-12-77 [32]
	Повышение уровней вибрации		ГОСТ 12. 1. 012-90 ССБТ [24]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны [38] СНиП 23-05-95 [40]		СанПиН СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [39] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [28]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [41]

9.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации и обслуживании трубопроводов для транспортирования углеводородов, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [16].

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от – 40 до – 45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже – 25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых не обогреваемых помещениях работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около + 25 °С [18].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [16].

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели.

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

Повышение уровней шума

Допустимый уровень шума на площадках скважин и на рабочих местах составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [20]. Источниками звукового давления и уровней шума являются движение тяжелого (в том числе грузового) автотранспорта, работа насосного оборудования и приводной арматуры.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА.

					Социальная ответственность	Лист
						69
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство[12].

Повышение уровней вибрации

Объектами повышения уровней вибрации являются площадки скважин и рабочие места. Источниками вибраций являются движение тяжелого (в том числе грузового) автотранспорта, работа насосного оборудования и приводной арматуры. Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [21].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [14].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

исключением автодорог [38]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [13].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для смеси пропан-бутана ПДК равно 300 мг/м³ [16].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [16]:

– Смесь пропан-бутана по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.

– ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).

– ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).

– ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны[16].

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем и обеспечить средствами индивидуальной защиты [15].

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летнее время года работающие на открытых площадках работники должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ (репелленты, защитные костюмы пропитанные специальными составами от гнуса и энцефалитного клеща), а также должна быть организована профилактическая работа по вакцинации против энцефалитного клеща [17].

9.1.2. Анализ выявленных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении эксплуатации и техническом обслуживании трубопроводов для транспортирования углеводородов, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [21].

Поражение электрическим током

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза[20].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12 - 42 В), защитное заземление (4 - 10 Ом), устройство защитного отключения [12].

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими стержневыми молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, заземляются, т.е. присоединяются к многократно заземляющемуся нулевому проводу.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д. [19].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически [15].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

Пожаровзрывобезопасность

Металлический сборно-разборный трубопровод относится к взрывоопасным, пожароопасным и вредным производственным объектам. Опасность эксплуатации связана с наличием в трубопроводе нефтепродуктов, которые при утечках способны образовывать с воздухом взрывоопасные и пожароопасные смеси.

Вещества, обращающиеся в трубопроводе, являются вредными веществами III, IV класса опасности и представляют опасность для здоровья персонала и третьих лиц.

Трубопровод, находящийся под давлением свыше 0,07 МПа, может привести в аварийном случае к выбросу вредных, взрывопожароопасных веществ в окружающую среду и к различным поражающим факторам.

В соответствии с принятой классификацией трубопровод объекта относится к объектам транспорта с приемлемым уровнем риска.

Основными факторами, способными привести к чрезвычайным ситуациям техногенного происхождения на объекте, являются:

- нарушение технологии строительства;
- отступление от проектных решений;
- нарушение правил эксплуатации и технологических регламентов;
- несанкционированные действия посторонних лиц;

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

- умышленное или непреднамеренное повреждение оборудования и технических средств;
- нарушение правил противопожарной безопасности и норм безопасности труда;
- террористический акт.

В пунктах перегрузки нефтепродуктов должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-9(10) – 10 шт. или один огнетушитель ОП- 70(100), или два огнетушителя ОП-35(50);
- кошма или противопожарное полотно размером 2х2 м – 2 шт. или 1,5х2,0 м – 3шт.;
- два ведра, две лопаты, один топор, один лом.

9.2. Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации трубопроводов для транспортирования нефти и газа в соответствии с таблицей

2.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

Таблица 9.2– Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации трубопровода

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земельные ресурсы	Засорение почвы производственными отходами	<p>Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.</p> <p>На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно- гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.</p> <p>Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.</p>
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	<p>Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;</p> <p>Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках.</p> <p>В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.</p>
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	<p>Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.</p>
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	<p>Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем:</p> <ul style="list-style-type: none"> -ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

9.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основными факторами, способными привести к чрезвычайным ситуациям техногенного происхождения на объекте, являются:

- нарушение технологии строительства;
- отступление от проектных решений;
- нарушение правил эксплуатации и технологических регламентов;
- несанкционированные действия посторонних лиц;
- умышленное или непреднамеренное повреждение оборудования и технических средств;
- нарушение правил противопожарной безопасности и норм безопасности труда;
- ускоренная амортизация оборудования вследствие несоблюдения правил и норм технического обслуживания и ремонта;
- террористический акт.

К основными причинам чрезвычайных ситуаций природного происхождения на трубопроводе для транспортирования углеводородов могут быть отнесены:

- повреждение технологического оборудования в результате ледоходов и наводнений при весенних паводках;
- массовые лесные пожары и возгорания торфяников на прилегающих к объектам территориях;

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

- стихийные катастрофические тектонические процессы в районе размещения объектов системы.

Основными последствиями чрезвычайных ситуаций на объекте могут быть:

- загрязнение почв, поверхностных водотоков и подземных источников в результате утечек углеводородного сырья при нарушении герметичности трубопровода и резервуаров;
- уничтожение растительного покрова и загрязнение атмосферы в результате возгораний углеводородного сырья, пролитого при авариях и неисправностях на трубопроводе и его объектах;
- неблагоприятное воздействие на популяцию животных в районе расположения объекта.

Наибольший ущерб окружающей среде может быть нанесен при авариях, связанных с разрывом линейной части, так как в этих случаях масштабы загрязнения земли и поверхностных вод являются самыми значительными.

При условии полного выполнения положений и требований технической документации по сооружению и эксплуатации трубопровода, реализации мер по эффективному и постоянному контролю герметичности трубопровода, соблюдению режимов деятельности в полосе отвода вероятность аварий сводится к минимально возможному уровню для объектов такого вида.

Наиболее распространенные виды инцидентов и аварий на трассе трубопровода, а также возможные способы их устранения приведены в таблице 3.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		80

Таблица 9.3 – Возможные неисправности и аварии на трубопроводе МСРТ Ду- 150

Характер инцидента или аварии	Возможные причины	Способы устранения
<i>Инциденты</i>		
Капельная или струйная течь в соединении труб (оборудования)	Уплотнительное кольцо установлено неправильно; уплотнительное кольцо имеет дефекты; под уплотнительное кольцо попал при монтаже посторонний предмет; на манжете трубы имеются забоины	Установить аварийную муфту
Течь углеводородного сырья через трещины в продольном сварном шве трубы, через односторонние пробоины в теле трубы	Повышение давления в трубопроводе выше допустимого; повреждение трубопровода в результате механического воздействия	Установить односторонний аварийный хомут
Течь углеводородного сырья через сквозные пробоины труб	Повреждение трубопровода в результате механического воздействия	Установить двусторонний аварийный хомут
<i>Аварии</i>		
Течь углеводородного сырья через трещину в продольном сварном шве, через пробоины в теле трубы (длина поврежденного участка больше длины аварийного хомута)	Повышение давления в трубопроводе выше допустимого; повреждение трубопровода в результате механического воздействия	Прекратить перекачку и заменить поврежденную трубу
Выход из строя участка трубопровода	Повреждение трубопровода в результате механического воздействия; наезд на трубопровод тяжелого транспорта; стихийное бедствие	Прекратить перекачку и заменить поврежденные трубы
Разрыв трубопровода в соединении труб	Повышение давления в трубопроводе выше допустимого; повреждение стального запорного кольца; недостатки монтажа	Прекратить перекачку, присоединить задвижки, закрыть их, при необходимости заменить поврежденные трубы, собрать недостающую линию из вставок, открыть задвижки

Аварии на магистральном и внутривозвездных трубопроводах могут происходить в виде свищей, трещин, реже в виде порывов.

Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера предусматривается периодический контроль за состоянием тела трубы с помощью средств диагностики.

При проведении своевременных диагностик, ревизий и капитальных ремонтов трубопроводов, аварийные ситуации с негативными последствиями для окружающей среды могут быть сведены до минимальных.

9.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

- СП 36.13330.2012. «Магистральные трубопроводы» [12];
- СП 86.13330.2014. «Магистральные трубопроводы» [17];
- ГОСТ 12.0.003-74*. «Опасные и вредные факторы» [21];
- ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ «Оборудование производственное.
- Общие требования безопасности» [20];
- ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность» [18];

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

- ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования– безопасности» [12];
- ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность» [19];
- ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность» [20];
- ГОСТ12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91. ССБТ «Оборудование– компрессорное. Общие требования» [17];
- Постановление Правительства РФ от 30.06.2007г. № 417 «Об– утверждении правил пожарной безопасности в лесах» [14];
- Федерального закона №123 «Технический регламент о– требованиях пожарной безопасности» [18];
- Правила противопожарного режима в РФ, утверждены– постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 [19];
- РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на– объектах организаций системы «Транснефть» [16];
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1.– Общие требования» [17];
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2.– Строительное производство» [20];
- СП 12-136-2002 «Решения по охране труда и промышленной– безопасности в проектах организации строительства и в проектах производства работ» [11];
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок»,– утв. приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н [12];
- Правилами устройства электроустановок (ПУЭ «Правила– устройства электроустановок», издание шестое, переработанное и дополненное, с изменениями и отдельные главы седьмого издания») [15].

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		

10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

10.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН

Дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основанием использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН М-30-1300 повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 30 м/сут. Этим мы получаем насос с подачей 30 м/сутки для использования на маломощных скважинах. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для маломощных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождения. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: подготовительные работы, исследование состояния скважины, спуск и установка пакера проходным отверстием на колонне НКТ либо с использованием канатной техники, на втором этапе производятся монтаж и спуск нижней УЭЦН (в кожухе) и верхней УЭЦН (на разветвителе Y-Tool) на внешней колонне НКТ. На финальном этапе спускается внутренняя колонна НКТ с нижней уплотнительной манжетой, за счет чего достигается

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалок А.Ф.				ВКР	83	92
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.						

герметичное разобщение продукции верхнего и нижнего продуктивного интервала в разветвителе Y-Tool.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е28» [28] время на выполнение мероприятия представлено в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину	2
Монтаж и спуск нижней УЭЦН	15
Монтаж и спуск верхней УЭЦН	10
Спуск внутренней колонны НКТ	4
Итого:	49

Общее время на мероприятие по УЭЦН будет равно 49 ч.

10.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуются следующая техника: установка электроцентробежного насоса, станция управления.

Основные узлы УЭЦН:

- ЭЦН (электроцентробежный насос)-важный элемент установки, собственно за счет которого осуществляется подъем жидкости из скважины на поверхность. Состоит он из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в трубу (стальной корпус);
- ПЭД (погружной электродвигатель);
- Гидрозащита;
- Кабель.

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе применяются еще разнообразное оборудование и механизмы, перечислим основные из них:

- Газосепаратор- используют для снижения количества газа на входе в насос;
- Термоманометрическая система, выдающая на поверхность данные о температуре и давлении среды, в которой работает насос;
- Трансформатор.

10.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. № 640).

Таблица 10.2 – Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЭЦН 30-1300	18900000	13,5	2551500	291,3	1	240	69912
Гидрозащита	1000000	9	90000	10,3	1	240	2466
Кабель погружной	200000	11,3	22600	2,6	1	240	619
Газосепаратор	150000	10	15000	1,7	1	240	410,9
Термоманометрич. система	70000	8	5600	0,64	1	240	154
Трансформатор	120000	10,5	12600	1,4	3	240	345
Итого	73907 руб.						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 73907 руб.

10.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия по зарезке боковых стволов подрядной организацией А, подрядной организацией Б и компанией ОАО «Томскнефть» ВНК приведена в таблице 10.3

Таблица 10.3 – Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Компания X		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 60мм	40	37500	1500000
2	Кабель	2500 м	80	200000
Итого:				1700000

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией X составят 1700000 руб.

10.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции(работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 10.4 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час организация X	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев.и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг.Х			Организация X	Организация. X	Организация. X
Технолог	8	1	350	240	84000	99800	183800
Мастер	7	1	300	240	72000	84000	156000
Бурильщик	5	1	250	240	60000	73500	133500
Машинист	3	1	180	240	43200	56160	99360
Помощник бур бурильщика	3	1	200	240	48000	57500	105500
Супервайзер	5	1	400	240	96000	108700	204700
Геофизик	4	1	170	174	29580	34400	63980
Итого		7			432780	514060	946840

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 946840 руб.

10.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Таблица 10.5 – Расчет страховых взносов при установке УЭЦН организацией

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб.	183800	156000	133500	99360	105500	204700	63980
ФСС (2,9%)	5330,2	4524	3871,5	2881,44	3059,5	5936,3	1855,4
ФОМС (5,1%)	9378,8	7956	6808,5	5067,36	5380,5	10439,7	3262,98
ПФР (22%)	40436	34320	29370	21859,2	23210	45034	14075,6
Страхование от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	2205,6	1872	1602	1192,32	1266	2456,4	767,76
Всего, руб.	57350,6	48672	41652	31000,32	32916	63866,4	19961,74
Общая сумма, руб.	295419						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 295419 руб.

10.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 10.6).

Таблица 10.6 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	73907
Затраты на материалы	1700000
Оплата труда	946840
Страховые взносы	295419
Накладные расходы (20%)	603233,2
Всего затрат:	3619399,2

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией X составляют 3619399,2 руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы изучены характеристики нефте(продукто)проводов, которые являются основным транспортом углеводородов. Изучены полуэмпирические методы гидравлического расчета таких транспортных систем. Данные методики были реализованы в пакета прикладных программ, написанных на языке FORTRAN-90 в среде Developer Studio. Пакет имеет дружественный к пользователю графический интерфейс. Предполагается использование этого пакета в учебном процессе при изучении курса «гидравлика и нефтегазодинамика» в ИПР ТНИПУ.

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»			
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата				
Разработал		Квон А.Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				ВКР	90	92
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трубопроводный транспорт нефти, т.1 (Васильев В.Г., Коршак А.А., Лурье М.В., Писаревский В.М. и др.; под общей ред. С.М. Вайнштока). - М.: Недра, 2002. 15-19с.
2. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 349 с. 28с.
3. Селезнев Вадим Евгеньевич, Прялов Сергей Николаевич Методы построения моделей течений в магистральных трубопроводах и каналах.—М.: Едиториал УРСС, 2012.—560с.32-36
4. <http://hydraulic-drive.ru/osnovy-gidravliki/332-osnovnye-harakteristiki-laminarnogo-i.html> 32с
5. Альтшуль А. Д. Гидравлические сопротивления / А. Д. Альтшуль. – М. : Недра. – 1970. – 216 с.
6. Ухин Б.В., Гусев А.А. Гидравлика: Учебник. – М.:ИНФРА-М, 2012. – 432 с.
7. Гусев А.А. Гидравлика: учебник для вузов. –М.: Изд-во Юрайт, 2013. -285с.
8. Гусев В.П., Гусева Ж.А. Основы гидравлики. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.— 222 с.53-28с
9. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика.- М.- Ижевск: ИКС, 2005.-544с. 56-60с.
10. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е22. Сварочные работы.
11. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР".

					«Расчет эксплуатационных параметров трубопровода»					
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата	Список литературы					
Разработал		Квон А.Д.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.						ВКР	91	92
								Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 3-2Б21		
И.о.зав.каф		Бурков П.В.								

12. ГОСТ 12. 0. 003 – 74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 68-77с.
13. ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 66с
14. ГОСТ 12. 1. 012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.66с
15. ГОСТ 12. 1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).77-75с
16. ГОСТ 12. 1. 030 - 81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. 72с
17. ГОСТ 12. 1. 010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. 77с
18. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990г.).
19. ГОСТ 12. 1. 038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. 98
20. ГОСТ 12. 1. 019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – Москва 2003г.72-75с

					Список литературы	Лист
						92
Изм.	Лист	ФИО	Подпись	Дата		