

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»

УДК 622.692.4:699.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Семенов И.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Гасанов М.А.	д.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОДД	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н		

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования Профессионального стандарта 19.016 «Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов».</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования Профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа».</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 «Специалист по эксплуатации нефтепродукто-перекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов».</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
Брусник О.В.
 (Подпись) _____ (Дата) (.Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Семенову Ивану Анатольевичу

Тема работы:

«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

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</i></p>	<p>Объект исследования: Входной и текущий контроль магистрального газопровода.</p> <p>Область применения: Магистральный газопровод ООО «Газпром трансгаз Сургут».</p> <p>Рабочая зона: Полевые условия.</p> <p>Климатическая зона: климат умеренно-континентальный, циклический.</p>
--	--

<p>плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Нефтепровод г. Сургут, $\varnothing 219$ с рабочим давлением 4 МПа Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: Анализ и расчет прочностных и гидравлических свойств трубной продукции при различных параметрах входного и текущего контроля.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(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).</i></p>	<p>Провести аналитический обзор литературы с целью выявления достижений мировой науки в области входного и текущего контроля нефтегазопровода. Ознакомиться с методами диагностирования нефтепроводов. Рассмотреть и проанализировать методы расчета коррозионных характеристик трубопровода. Выполнить технологические расчеты коррозии и остаточного ресурса нефтепровода. Определить состояние изоляционных покрытий. Рассчитать затраты на выполнение диагностирования трубопровода.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Схемы 2. Изображения 3. Графики</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p> <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Консультант</p> <p>Гасанов Мегеррам Али оглы</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Мезенцева Ирина Леонидовна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

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

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент</p>	<p>Рудаченко А.В.</p>	<p>к.т.н., доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2Б7А</p>	<p>Семенов Иван Анатолевич</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Семенов Иван Анатольевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ</i>
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования</i>
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ</i>
<i>4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Оценка ресурсоэффективности разработки проекта.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<ol style="list-style-type: none"> 1.. Оценка конкурентоспособности технических решений 2.. Матрица SWOT 3.. Временные показатели проведения научного исследования 4.. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ 	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Гасанов М.А.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Семенов Иван Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7А		Семенов Иван Анатольевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопроводов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> Входной и текущий контроль магистрального газопровода.</p> <p><i>Область применения:</i> Магистральный газопровод ООО «Газпром трансгаз Сургут».</p> <p>Рабочая зона: Полевые условия.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> климат умеренно-континентальный, циклический.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> Нефтепровод г. Сургут, $\varnothing 219$ с рабочим давлением 4 Мпа</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> Анализ и расчет прочностных и гидравлических свойств трубной продукции при различных параметрах входного и текущего контроля</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).</p> <p>ГОСТ 34027-2016 Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Эксплуатация и техническое</p>

<p>проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>обслуживание. Основные положения. ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов. Техническое диагностирование.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации: -Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов.</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; • повышенный уровень шума; • производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; • Повышенный уровень электромагнитных излучений. • Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <p>1. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции. Электрический ток.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отходы производства.</p>

эксплуатации:	<p>Воздействие на литосферу: утечка вредных веществ в почву, нарушение правил утилизации отходов производства.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы вредных паров веществ.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: Пожары и взрывы; Аварии с выбросом взрывоопасных веществ;</p> <p>Наиболее типичная ЧС: аварии с выбросом взрывоопасных веществ в рабочую зону.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Семенов Иван Анатольевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	
---	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Введение</i>	
	<i>Входной контроль трубопроводной продукции</i>	
	<i>Основные свойства труб, обслуживающие их качество</i>	
	<i>Текущий контроль трубопроводной продукции</i>	
	<i>Анализ документации по теме ВКР</i>	
	<i>Финансовый менеджмент</i>	
	<i>Социальная ответственность</i>	
	<i>Заключение</i>	
	<i>Презентация</i>	
	<i>Итого</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н.		

Обозначения и сокращения

ИСО - Международная организация по стандартизации, ИСО (международная организация, занимающаяся выпуском стандартов).

МЭК - Международная электротехническая комиссия — международная некоммерческая организация по стандартизации в области электрических, электронных и смежных технологий.

ОТК - Отдел технического контроля (ОТК) — самостоятельное подразделение производственной организации (предприятия), которое осуществляет независимый контроль соответствия продукции установленным требованиям и гарантирует это соответствие потребителю.

ДПР - дефекты подлежащие ремонту

ПОР - дефекты первоочередного ремонта

СИЗ - Средства индивидуальной защиты

МН – Магистральный нефтепровод

АНПИ - аппаратура нахождения повреждения изоляции

КСU - символ ударной вязкости, третий символ показывает вид надреза, с радиусом закругления (U)

АЭ - Акустико-эмиссионный

MARSE - площадь под огибающей сигнала

КИК - контрольно-измерительная колонка

ЭСП – электрод стеклянный промышленный

УКЗ – устройство катодной защиты

НТД — нормативно техническая документация

					«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Семенов И. А.			Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					10	124
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

СНКГН - системе непрерывного контроля герметичности участков нефтепровода

Силовые нагрузки — внутреннее давление среды, собственный вес трубопровода, обустройств и транспортируемой среды, давление (вес) грунта, гидростатическое давление воды, снеговая, ветровая и гололедная нагрузки, нагрузки, возникающие при испытании и пропуске очистных устройств

Деформационные нагрузки — температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т. д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (морозное растрескивание, селевые потоки и оползни, деформации земной поверхности в районах горных выработок и в карстовых районах, просадки, пучение, термокарстовые процессы), сейсмические воздействия.

Система контроля - совокупность средств контроля, исполнителей и определенных объектов контроля, взаимодействующих по правилам, установленным соответствующей нормативной документацией.

Производственный контроль - контроль, осуществляемый на стадии производства. Этот контроль, как правило, охватывает вспомогательные и технологические операции.

Эксплуатационный контроль - контроль, осуществляемый на стадии эксплуатации продукции.

Входной контроль - контроль продукции поставщика, поступившей к потребителю или заказчику и предназначенной для использования при изготовлении, монтаже, ремонте или эксплуатации продукции.

Операционный контроль - контроль продукции или процесса во время выполнения или после завершения технологической операции.

Приемочный контроль - контроль продукции, по результатам которого принимается решение о ее пригодности к поставкам или использованию.

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Измерительный контроль - контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

Органолептический контроль - контроль, при котором первичная информация воспринимается органами чувств человека.

Технический осмотр - контроль, осуществляемый в основном при помощи органов чувств и, в случае необходимости, средств контроля, номенклатура которых установлена соответствующей документацией.

					Обозначения и сокращения	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 124 стр, 16 рисунков, 17 таблиц, 25 источников.

Ключевые слова: входной контроль, система контроля, прочность, устойчивость, шероховатость, испытания, диагностика, текущий контроль.

Объектом исследования являются: входной и текущий контроль нефтегазопровода.

Цель работы – изучить организацию входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопроводов.

В процессе исследования были проведены: теоретический анализ используемой литературы, изучены вопросы проведения, организации и оформления входного контроля трубопроводной продукции, рассмотрены основные свойства труб, влияющие на их качество, приведена схема и примеры расчета гидравлических и прочностных характеристик при изменении параметров входного контроля. Также изучены процессы необходимости проведения текущего контроля, виды и методы диагностирования трубопроводной системы.

В результате исследования: рассмотрены основные понятия и терминология, положения по организации входного и текущего контроля трубопроводной продукции. Приведены основные свойства изделия трубы, способные повлиять на качество продукции, а также представлены примеры расчетов на прочность и устойчивость. Дан обзор методам диагностирования и определения состояния изоляционных покрытий.

Область применения: магистральные трубопроводы для перекачивания нефти и газа.

					«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Семенов И. А.				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.						13	124
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	13
Глава 1. ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ТРУБОПРОВОДНОЙ ПРОДУКЦИИ	14
1.1 Основные понятия и терминология	14
1.2 Необходимость проведения входного контроля	16
1.3 Организация, проведение и оформление входного контроля	30
Глава 2. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ТРУБ, ОБУСЛАВЛИВАЮЩИЕ ИХ КАЧЕСТВО	38
2.1 Основные понятия и терминология	38
2.2 Нагрузки и воздействия	39
2.3 Определение толщины стенок труб и соединительных деталей	43
2.4 Проверка напряженного состояния и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов	47
2.5 Влияние шероховатости на гидравлическое сопротивление трубопроводов	63
2.6 Изменение прочностных и гидравлических свойств трубной продукции при различных параметрах входного контроля	67
Глава 3. ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ ТРУБОПРОВОДНОЙ ПРОДУКЦИИ	80
3.1 Необходимость проведения текущего контроля и виды диагностирования трубопроводной системы	80
3.2 Методы диагностирования	85
3.3 Определение состояния изоляционных покрытий	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	115
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	116

					«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Семенов И. А.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>				14	124	
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования:

Магистральные трубопроводы являются основным связующим звеном районов добычи углеводородов с районами его переработки и потребления и относятся к категории наиболее ответственных инженерных сооружений.

Трубопроводная система характеризуется относительной труднодоступностью для прямого обслуживания, обследования и ремонта. Большинство магистральных трубопроводов, отводов и арматуры на них располагается под землей. Дело осложняется тем, что трубопроводы на своем протяжении пересекают многочисленные полноводные реки и болота, зоны землепользования и труднодоступные районы. Даже в тех случаях, когда доступ извне возможен, не всегда можно визуально определить место повреждения.

Хроники аварий, ежемесячно публикуемые в издаваемых Ростехнадзором научно-производственных журналах, свидетельствуют о том, что в настоящее время среди всех зарегистрированных серьезных промышленных инцидентов разрывы труб в трубопроводных системах высокого давления, сопровождаемых возгоранием транспортируемого продукта, составляют абсолютное большинство.

Таким образом, не снижающееся количество аварий, а также реальная угроза возникновения в промышленных зонах мира и, прежде всего, в России, техногенных катастроф (крупномасштабных каскадных аварий с тяжелыми последствиями), инициированных разрушением магистральных трубопроводов высокого давления, транспортирующих опасные жидкости и газы, наглядно свидетельствуют, что обеспечение безопасности эксплуатации трубопроводных

					«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Семенов И. А.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					15	124
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

систем остается одной из наиболее актуальных задач трубопроводного транспорта.

Объект исследования — входной и текущий контроль нефтегазопровода.

Предмет исследования — организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода.

Практическая значимость — результаты исследования могут быть использованы сотрудниками «Газпром трансгаз Сургут» в процессе разработки и внедрения организации входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода.

В данной работе представлен обширный материал, позволяющий организовать входной и текущий контроль, разработать процессы различных видов испытаний, подобрать схемы испытаний, правильно оценить достоверность контроля качества при испытаниях.ытаний, правильно оценить достоверность контроля качества при испытаниях.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Глава 1. ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ТРУБОПРОВОДНОЙ ПРОДУКЦИИ

1.1. Основные понятия и терминология

Сущность всякого контроля, в том числе и входного контроля трубопроводной продукции, сводится к проведению трех основных действий [5].

1. Получение информации о фактическом состоянии трубопроводной продукции, которое оценивается по признакам и показателям ее свойств как функционально обособленного объекта.

Эта фактическая информация имеет важнейшее значение и может быть названа первичной.

2. Сопоставление первичной информации о признаках, свойствам и показателям с заранее установленными требованиями, нормами, критериями на предмет обнаружения соответствия или несоответствия фактические данных по отношению к регламентированным или ожидаемым.

3. Формирование результатов сопоставления фактических и нормативных данных, оформление выводов о характере соответствия фактических результатов и предписанных требований в необходимой форме [5].

Сопоставление информации и формирование результатов этого сопоставления относится ко вторичной информации. Принятие решений на основе анализа вторичной информации и выработка соответствующих управляющих воздействий не является частью контроля. Это уже этап управления, основанный на результатах контроля.

Все действия и процедуры по осуществлению контроля должны базироваться на единых терминологических понятиях, создающих предпосылки безошибочности

					«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Семенов И. А.			Входной контроль трубопроводной продукции	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					17	124
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

третьего действия - формирования результатов и оформление выводов. Ниже приводятся наиболее употребительные термины, использованные в рассматриваемой теме.

Технический контроль - проверка соответствия объекта (трубопроводной продукции, технологического процесса испытаний, испытательных стендов и т.д.) установленным техническим требованиям [12].

Контроль качества продукции - контроль количественных и качественных характеристик свойств продукции [23].

Оценивание качества продукции - определение значений характеристик продукции с указанием точности или достоверности [11].

Объект технического контроля - подвергаемая контролю продукция, процессы ее создания, применения, транспортирования, хранения, технического обслуживания и ремонта, а также соответствующая техническая документация.

Объект контроля - количество объектов и совокупность контролируемых признаков, устанавливаемых для проведения контроля [13].

Метод контроля - правила применения определенных принципов и средств контроля [10].

Средство контроля - техническое устройство, вещество или материал, используемые для проведения контроля [10].

Контрольная точка - место расположения первичного источника информации о контролируемом параметре объекта контроля.

Такой точкой может являться элемент контролируемого предмета, например, сварной шов корпуса задвижки.

Система контроля - совокупность средств контроля, исполнителей и определенных объектов контроля, взаимодействующих по правилам, установленным соответствующей нормативной документацией [10].

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Производственный контроль - контроль, осуществляемый на стадии производства. Этот контроль, как правило, охватывает вспомогательные и технологические операции.

Эксплуатационный контроль - контроль осуществляемый на стадии эксплуатации продукции [13].

Входной контроль - контроль продукции поставщика, поступившей к потребителю или заказчику и предназначенной для использования при изготовлении, монтаже, ремонте или эксплуатации продукции.

Операционный контроль - контроль продукции или процесса во время выполнения или после завершения технологической операции [10].

Приемочный контроль - контроль продукции, по результатам которого принимается решение о ее пригодности к поставкам или использованию.

Измерительный контроль - контроль, осуществляемый с применением средств измерений [23].

Органолептический контроль - контроль, при котором первичная информация воспринимается органами чувств человека. При контроле качества трубопроводной продукции достаточно широко используется визуальный контроль[5]. Он относится к органолептическому контролю и на его основе определяют состояние труб, изоляции, плотность материала сварных швов (цветная дефектоскопия) и т.д.

Технический осмотр - контроль, осуществляемый в основном при помощи органов чувств и, в случае необходимости, средств контроля, номенклатура которых установлена соответствующей документацией[17].

1.2. Необходимость проведения входного контроля

Из всей совокупности причин и факторов, обуславливающих необходимость осуществления входного контроля трубопроводной продукции наиболее

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

значимыми, являются следующие.

1) Государственная политика в области обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводных систем различного технологического назначения.

2) Экономическая целесообразность функционирования предприятия, определяемая минимальным периодом выполнения пуско-наладочных, ремонтных работ и значительным периодом эксплуатации трубопроводных систем, зависящих от уровня качества ее элементов.

3) Технические и организационные формы осуществления поставок трубопроводной продукции, ее транспортировка и хранение, проведение строительных, монтажных, пуско-наладочных работ, ведение эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов.

4) Политика предприятия, взявшего на себя обязательства, вытекающие из принципов международных организаций по сертификации и стандартизации ИСО и МЭК.

Политика государства в области обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводных систем охватывает важнейшие стадии существования промышленной продукции. Эти стадии выделены штриховкой в общей структуре цикла существования продукции рисунок 1 [12].

Для создания общих правил обеспечения безопасности разрабатываются и принимаются законодательные акты. В качестве примера можно привести Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральный закон «О техническом регулировании» и т.д. Последний коренным образом изменяет подход к обеспечению качества, значительно расширяя возможную инициативу участников при строгом и обязательном обеспечении безопасности на основе осуществления регламентов [21].

Для конкретизации правил применительно к различным видам продукции и их постоянного организационного поддержания разрабатываются и вводятся подзаконные акты в виде правил безопасности, строительных норм, руководящих

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

документов и т.д. Применительно к производствам, имеющим в своем составе трубопроводный транспорт можно выделить следующие документы.

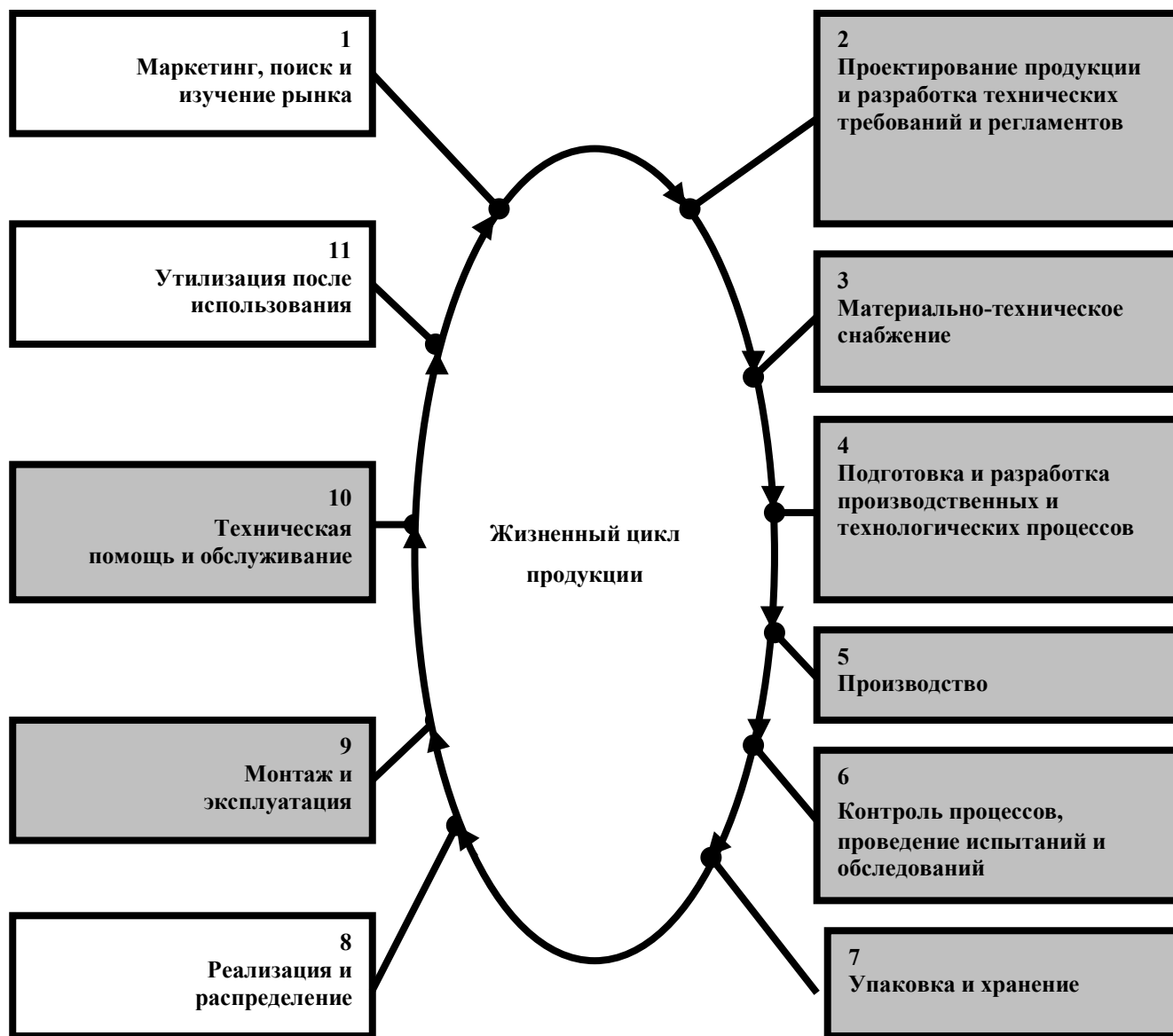


Рисунок 1 - Стадии существования промышленной трубопроводной продукции
 [Gray box] стадии жизненного цикла, подконтрольные государственной политике
 [White box] обеспечения безопасности

1) Входной контроль продукции. ГОСТ 24297-87.

2) Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. ПБ 09-540-03.

3) Строительные нормы. Магистральные трубопроводы. СНиП 2.05.06-85.

4) Строительство магистральных и промысловых трубопроводов- ВСН 012-88.

В указанных нормах и правилах, в значительном количестве других отраслевых документов аналогичного типа определены и регламентированы условия, когда трубопроводная продукция должна подвергаться входному контролю.

В первую очередь это относится к вредным и опасным производствам. Сюда можно отнести нефтехимию, газовое хозяйство, производства, использующие установки сверхвысокого давления и т.д.

Экономическая целесообразность функционирования трубопроводной системы предприятия начинает формироваться с момента определения поставщиков на рынке. Известно, что товар на рынке характеризуют цена и качество. Если потребителя интересует только цена, а не качество приобретаемого товара, то он становится законной добычей тех, кто поставляет на рынок некачественную и даже контрафактную продукцию. Несмотря на свойственную человеку склонность поддаваться искушению выгодной сделки, покупатели по мере насыщения рынка продукцией, становятся все более информированными и сведущими, ориентируются и на качество, готовы платить оптимальную стоимость, исходя из совокупной оценки качества, проявляющегося в процессе эксплуатации трубопроводной системы и сиюминутных затрат - цены на продукцию [6].

Современный потенциальный пользователь продукции все чаще делает окончательный выбор в пользу известных фирм изготовителей, которые

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

характеризуются высоким качеством своей продукции. Однако, таких фирм не так много, и они не могут охватить весь чрезвычайно большой ассортимент трубопроводной продукции. Кроме того, для современного рынка характерен все более возрастающий разрыв между изготовителем и конечным покупателем трубопроводной продукции. В этой ситуации покупателю необходима уверенность в том, что приобретаемая продукция отвечает необходимым требованиям. Заверения продавца, что его товар отвечает требованиям покупателя, не может всегда приниматься на веру. Поэтому он вынужден искать другие способы подтверждения качества.

Крупные потребители продукции могут позволить себе создание собственной системы входной проверки качества, проверки качества продукции непосредственно у изготовителей, а также проверки на рынке сбыта [24]. Для большинства потребителей это может оказаться слишком экономически обременительная задача, так как связана со слишком большими единовременными затратами на приобретение такой продукции.

Средние, мелкие и индивидуальные потребители, а также некоторые крупные, выбирающие в своей деятельности принцип оптимизации затрат «качество-цена», ограничиваются собственным входным контролем. Его интенсивность должна обеспечивать минимальный период выполнения пусконаладочных и ремонтных работ и длительный период непрерывной эксплуатации производства. Именно это позволяет достигать высокого экономического результата деятельности организации, эксплуатирующей трубопроводные системы [19].

Технические и организационные формы использования трубопроводной продукции на различных стадиях создания и существования трубопроводных систем вносят определенную специфику формирования входного контроля.

Современные рыночные отношения позволяют развивать инициативу как производителям, так и поставщикам-посредникам. Уникальная экономическая

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ситуация, существующая в стране сегодня, накладывает свои особенности на проведение деятельности поставщиков-посредников. Кроме прогрессивной составляющей их деятельности имеют место и негативные тенденции. Они проявляются в первую очередь в ухудшении качества отечественной машиностроительной продукции, поставка которой на внутреннем рынке осуществляется поставщиками-посредниками. Не будем говорить об ответственности, которую принимает на себя поставщик-посредник при проведении посреднических операций, профессионалам это хорошо известно, как известно, к сожалению, и то, что в настоящее время эта ответственность весьма призрачна.

Все эти обстоятельства приходится учитывать конечному приобретателю продукции, который начинает защищать себя на первой стадии взаимодействия с поставщиком, на стадии заключения договоров на поставку, транспортировку, хранение и т.д. Уже сама по себе постановка вопроса о качестве при подготовке договорной документации заставляет поставщика более ответственно рассматривать этот вопрос. В конечном итоге более жесткая постановка вопроса о гарантиях качества в договорных условиях экономит средства на проведение входного контроля у потребителя [1].

Известно, что при строительстве новых трубопроводных систем используются индустриальные комплектно-блочные методы ведения работ. В соответствие с ними подготавливаются к монтажу отдельные блоки, из которых затем собираются более крупные элементы [14].

В этих условиях организационно-техническая форма проведения строительно-монтажных работ предполагает осуществлять сборку блоков из элементов, имеющих определенные гарантии качества. Если учитывать общие условия поставки, когда последний продавец не обязательно производитель, то предварительный (входной) контроль поступающих на сборку элементов является не только технически

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

обоснован, но и экономически оправдан. Потери, которые могут нести строительно-монтажные организации при обнаружении некачественной продукции в процессе пуско-наладочных работ, несравнимы с затратами на предварительный поэлементный контроль куда входит и входной контроль трубопроводной продукции [2].

При методе монтажа «по месту», что происходит в период эксплуатации при плановых ремонтах и ликвидации аварийных ситуаций, задача обеспечения минимальных затрат времени на ремонт и восстановление работоспособности трубопроводной системы не может быть обеспечена без гарантии качества заменяющей продукции. Такая гарантия может быть обеспечена только проведением входного контроля. Это в конечном итоге создает благоприятные условия стабильности технологических процессов, протекающих в трубопроводных системах, что приводит к сохранению и умножению материальных, трудовых и финансовых ресурсов организаций и предприятий, имеющих в эксплуатации трубопроводные системы [19].

Политика предприятия, взявшего на себя обязательства в соответствии с международными стандартами серии ИСО, предопределяет его действия, в плане организации входного контроля, вытекающие из методологии организации и функционирования системы качества этого предприятия.

В последние годы общие тенденции конкурентной борьбы на рынке трубопроводной продукции проявились в создании систем менеджмента качества. Системы качества направлены на удовлетворение потребностей и требований соответствующего потребителя [13]. Эти потребности и требования обычно включаются в технические условия. Сами по себе технические требования еще не являются гарантией того, что потребности потребителя будут действительно удовлетворены так как в сложный цикл производственного процесса могут вкрасться несоответствия организационного или технического вида. В этой связи системы менеджмента качества организаций призваны:

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

1) формировать и поддерживать качество продукции на уровне, обеспечивающем постоянное удовлетворение установленным или предполагаемым требованиям потребителя;

2) обеспечивать своему руководству уверенность в том, что намеченное качество достигается и поддерживается на заданном уровне;

3) обеспечивать потребителю уверенность в том, что намеченное качество поставляемой продукции достигается и для этого представляются взаимосогласованные доказательства.

Указанные цели носят общий характер и должны быть отнесены как к производителю, так и к конечному потребителю. Любая организация или предприятие одновременно является как покупателем, так и продавцом или поставщиком собственной продукции. Поэтому, внедрив у себя систему менеджмента качества, она должна обеспечивать ведение процедур контроля не только выходящей с его производственного процесса продукции, но входного контроля закупаемой продукции [13]. Если в качестве закупаемой продукции выступает промышленная трубопроводная продукция, то она должна подвергаться входному контролю, несмотря на все доказательства ее высокого качества, представленные изготовителем. Остается не выясненным только вопрос объема и характера входного контроля. При их определении, исходя из систем менеджмента качества, необходимо учитывать действия по управлению качеством, проводимые производителем и документированное подтверждение соответствия качества поставок.

Окончательное установление объемов и характера входного контроля трубопроводной продукции следует проводить из условий:

а) безусловного соблюдения регламентированной государственной политики в обеспечении безопасной эксплуатации трубопроводных систем различного технологического назначения;

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

б) оптимизации факторов, определяющих экономическую и организационно-техническую целесообразность процессов создания и эксплуатации трубопроводных систем и эффективного функционирования систем качества предприятий производителей и конечных потребителей.

Объем и методы входного контроля сборочных единиц и элементов трубопроводов должны соответствовать таблице 1.

Таблица 1 - Объемы входного контроля сборочных единиц и элементов трубопроводов

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Трубы	Анализ сертификатных и паспортных данных	
	Осмотр наружной и внутренней поверхности	100%
	Проверка маркировки	100%
	Контроль наружного диаметра и толщины стенки	100%
	Магнитная дефектоскопия по наружной поверхности	100 % труб с наружным диаметром менее 14 мм
	Проверка стилоскопом наличия хрома, вольфрама, никеля, молибдена, ванадия, титана в металле труб из легированных марок стали	100%
	Контроль твердости по Бринеллю с обоих концов трубы	100 % труб с толщиной стенки 5 мм и более
	Испытание на растяжение	2 трубы от партии
	Испытание на ударный изгиб	2 трубы от партии с толщиной стенки более 12 мм

Продолжение таблицы 1

	Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на данный вид контроля)	2 трубы от партии
	Испытание на раздачу (по требованию проекта)	2 трубы от партии
	Испытание на сплющивание (по требованию проекта)	2 трубы от партии с наружным диаметром 45 мм и более
	Испытание на изгиб (по требованию проекта)	2 трубы от партии с наружным диаметром менее 45 мм
	Испытание на межкристаллитную коррозию (по требованию проекта)	2 трубы от партии
Поковки	Анализ сертификатных и паспортных данных	
	Внешний осмотр	100%
	Проверка маркировки	100%.
	Проверка размеров	100%
	Магнитопорошковый контроль или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в местах, где внешним осмотром трудно определить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов
	Ультразвуковой контроль	Каждая поковка деталей D 32 мм и более
	Проверка стилоскопом наличия хрома, вольфрама, молибдена, никеля, ванадия, титана в металле поковок из легированных марок стали	100%
	Контроль твердости по Бринеллю	100%
	Испытание на растяжение	2 поковки от партии

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Входной контроль трубопроводной продукции

Лист

28

Продолжение таблицы 1

	Испытание на ударный изгиб	2 поковки от партии
	Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на данный вид контроля)	Каждая поковка деталей D _y менее 250 мм
	Испытание на межкристаллитную коррозию (по требованию проекта)	2 поковки от партии
Электроды	Проверка наличия сертификатов (паспортов)	
	Проверка наличия ярлыков на упаковке и соответствия их данным сертификатам	100%
	Проверка соответствия качества электродов	По одному электроду из 5 пачек от партии
	Проверка сварочно-технологических свойств электродов путем сварки тавровых соединений	1 пачка из партии
	Проверка химического состава и (при наличии требований) содержания ферритной фазы и стойкости кМКК	1 пачка из партии
Сварочная проволока	Проверка наличия сертификатов и соответствия их данным техническим требованиям	100%
	Проверка наличия бирок на мотках и соответствия их данным сертификатам	100%
	Проверка соответствия поверхности проволоки	100 % мотков

Продолжение таблицы 1

	Проверка стилоскопом химического состава проволоки	1 моток от каждой партии
Сварочный флюс	Проверка наличия сертификатов и соответствия их данных техническим требованиям	100%
	Проверка наличия ярлыков на таре и соответствия их данных сертификату	100%
Защитный газ	Проверка наличия сертификата (паспорта)	
	Проверка наличия ярлыков на баллонах и соответствия их данных сертификату	100%
	Проверка чистоты газа на соответствие сертификату	1 баллон от партии
Фасонные детали (тройники, переходы и т. п.)	Анализ сертификатных (паспортных) данных	
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь
	Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин, повреждений от транспортировки и разгрузки	Каждая деталь

Продолжение таблицы 1

	Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку	Каждая деталь
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в тех местах, где внешним осмотром трудно определить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов
	Проверка качества резьбы на присоединенных концах и в гнездах под упорные шпильки (внешним осмотром, резьбовыми калибрами, прокручиванием резьбовых фланцев, шпилек)	Каждая деталь
	Проверка габаритных и присоединительных размеров	Каждая деталь
	Проверка стилоскопом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана	Каждая деталь из легированной марки стали
Металлические уплотнительные прокладки	Анализ сертификатных (паспортных) данных	
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая прокладка
	Визуальный осмотр уплотнительной поверхности	Каждая прокладка
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	В сомнительных случаях
	Проверка геометрических размеров	2 прокладки от партии
Отводы гнутые	Анализ паспортных данных	
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Входной контроль трубопроводной продукции

Лист

31

Продолжение таблицы 1

	Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждений от транспортировки и разгрузки	Каждая деталь
	Измерение ультразвуковым методом толщины стенки в местегиба	Каждая деталь
	Замер овальности	Каждая деталь
	Ультразвуковой контроль сплошности металла в местегиба (при отсутствии документа на данный вид контроля)	Каждая деталь
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в местах исправления поверхностных дефектов
	Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку	Каждая деталь
	Проверка качества резьбы на присоединительных концах резьбовыми калибрами или прокручиванием резьбовых фланцев	Каждая деталь
	Проверка габаритных и присоединительных размеров	Каждая деталь
	Проверка наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана стилоскопом	Каждая деталь из легированной марки стали

Продолжение таблицы 1

Шпильки, гайки	Анализ паспортных данных	
	Проверка типа шпилек	Каждая шпилька
Сварные соединения	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь
	Проверка длины шпилек	Каждая шпилька
	Проверка визуальным осмотром поверхностей шпилек и гаек на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждении	Каждая деталь
	Проверка качества резьбы резьбовыми калибрами	Каждая деталь
	Проверка качества и толщины покрытия	Каждая шпилька
	Внешний осмотр	100%
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100%
	Радиография или ультразвуковая дефектоскопия (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100%
	Измерение твердости основного металла, металла шва, зоны термического влияния (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100 % соединений из хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей; 2 соединения из остальных марок стали

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Продолжение таблицы 1

	<p>Радиография или ультразвуковая дефектоскопия (при отсутствии документации на данный вид контроля)</p>	<p>100%</p>
	<p>Проверка стилоסקопом наличия основных легирующих элементов, определяющих марку стали в основном и наплавленном металле Определение содержания ферритной фазы для сварных соединений из аустенитных сталей, работающих при температуре свыше 350 °С (при отсутствии документации на данный вид контроля)</p>	<p>100%</p> <p>100%</p>
	<p>Проверка стилоסקопом наличия основных легирующих элементов, определяющих марку стали в основном и наплавленном металле Определение содержания ферритной фазы для сварных соединений из аустенитных сталей, работающих при температуре свыше 350 °С (при отсутствии документации на данный вид контроля)</p>	<p>100%</p> <p>100%</p>

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Входной контроль трубопроводной продукции

Лист

34

Трубы, поковки, детали и сварочные материалы к контролю предъявляются партиями. Методы контроля должны соответствовать требованиям технических условий на поставку [17].

Осмотр наружной поверхности труб, деталей и поковок можно проводить без применения увеличительных приборов. Внутреннюю поверхность труб осматривают с помощью приборов.

При обнаружении рисок, плен, закатов, рванин, глубина которых выходит за пределы допусков, установленных техническими требованиями, трубы отбраковываются.

Заковы, плены, песочницы, раковины, обнаруженные внешним осмотром на обрабатываемых поверхностях поковок, могут быть допущены при условии, что их глубина не превышает 75% фактического одностороннего припуска на технологическую обработку [17].

1.3. Организация проведение и оформление входного контроля

Входной контроль проводят с целью предотвращения допуска в производство, монтаж или эксплуатацию продукции, не соответствующей требованиям конструкторской и нормативно-технической документации, договоров на поставку и протоколов разрешений, оформленных в установленном порядке по ГОСТ 2.124. Входной контроль организуется на предприятиях и организациях, изготавливающих промышленную продукцию, осуществляющих ее монтаж, эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт. Входной контроль осуществляется по параметрам, требованиям и методикам, установленным в нормативно-технической документации на контролируемую продукцию, договорах на ее поставку и протоколах разрешений.

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Номенклатуру продукции, контролируемые параметры, вид контроля и объем выборки определяют, исходя из факторов государственной политики по безопасности, экономической целесообразности, организационно-технической предпочтительности внутренней структуры системы качества на предприятии, стабильности качества продукции поставщиков, степени освоения новых видов продукции важности данного параметра или совокупности параметров и требований для функционирования выпускаемой продукции, и устанавливают в перечне продукции, подлежащей входному контролю [5].

Разделы перечня продукции, подлежащей входному контролю, разрабатывают следующие подразделения предприятий.

1) По изделиям, предназначенным для комплектации - проектные и конструкторские службы.

2) По сырью, материалам и полуфабрикатам - технологические службы.

После разработки перечни изделий, подлежащих входному контролю, согласовываются с отделом технического контроля, метрологической службой предприятия и представительством государственной службы, если таковая осуществляет надзор за соблюдением правил безопасной эксплуатации объекта. Разработанный перечень утверждается главным конструктором предприятия-разработчика - при разработке опытных образцов и главным инженером (техническим директором) - при производстве или ремонте.

Перечень продукции, подлежащей входному контролю, должен содержать следующую информацию (данные):

1) Наименование, марка (номер чертежа, кодированное обозначение) и тип контролируемой продукции.

2) Обозначение (наименование) нормативной документации требованиям, которой должна соответствовать продукция. Это могут быть также реквизиты договоров на поставку или протокола разрешения и т.д.

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

3) Контролируемые параметры или пункты нормативно-технической документации, договоров, протоколов разрешений, в которых они установлены.

4) Вид контроля, объем выборки, контрольные нормативы, решающие правила.

5) Перечень средств технического контроля и измерений, или их технические характеристики с указанием точности (погрешности) измерений.

6) Гарантийный срок контролируемого изделия.

7) Указания о маркировке (клеймении) продукции по результатам входного контроля.

8) Допустимый расход ресурса изделия при проведении входного контроля, который всегда должен быть минимальным.

При необходимости в перечень допускается включать требования или указания, отражающие особенности продукции.

Для осуществления входного контроля продукции применяется сплошной или выборочный контроль [5]. При установлении выборочного контроля планы контроля и правила приемки должны соответствовать установленным в нормативно-технической документации на продукцию. В случае необходимости потребитель может проводить дополнительные проверки продукции, не предусмотренные установленными требованиями. Объем и методы проверок согласовываются между потребителем и поставщиком, а также при необходимости с государственной надзорной организацией.

Технологическую документацию на процессы входного контроля разрабатывают технологические службы предприятия по согласованию с ОТК, а также при необходимости с надзорной государственной или отраслевой организацией. Эта документация утверждается главным инженером (техническим директором). Ужесточение, ослабление или отмена входного контроля происходит по решению потребителя по согласованию, при необходимости, с надзорной государственной

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

или отраслевой организацией. Основанием такого решения могут быть результаты входного контроля за предшествующий период или результаты эксплуатации продукции [25].

Организацию и проведение входного контроля поручают службе технического контроля предприятия, в составе которого создается подразделение или группа. Структуры этих групп определяются спецификой предприятий. Чаще всего они должны иметь в своем составе элементы, представленные на рисунке 2.

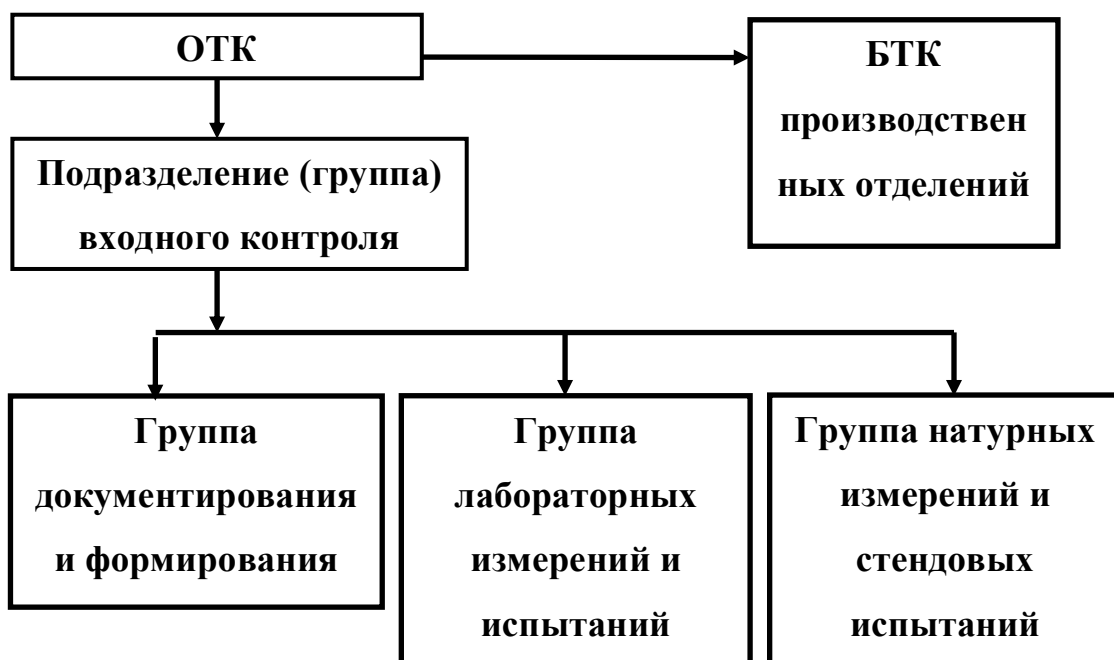


Рисунок 2 - Схема организационной структуры подразделений, осуществляющих входной контроль продукции

Подразделения входного контроля решают следующие задачи:

- 1) проверка наличия сопроводительной документации на продукцию, удостоверяющей качество и комплектность продукции;
- 2) контроль соответствия качества и комплектности продукции требованиям конструкторской и нормативно-технической документации и применения ее в соответствии

с протоколами разрешения;

3) накопление статистических данных о фактическом уровне качества получаемой продукции и разработка на этой основе предложений по повышению качества и, при необходимости, пересмотра требований нормативно-технической документации на продукцию [3];

4) периодический контроль за соблюдением правил и сроков хранения продукции у поставщиков.

Входной контроль необходимо проводить в специально отведенном помещении (участке), оборудованном необходимыми средствами контроля, испытаний и оргтехники, а также отвечающем требованиям безопасности труда [3].

Рабочие места и персонал, осуществляющий контроль, должны быть аттестованы в установленном порядке. Средства измерений и испытательное оборудование, используемое при входном контроле, выбирают в соответствии с требованиями нормативно-технической документации на контролируемую продукцию и ПР 50.0.2.002-94. Если метрологические средства и методы контроля отличаются от указанных в нормативно-технической документации, то потребитель согласовывает технические характеристики используемых средств и методы контроля с поставщиком, а в некоторых случаях с органами государственного или отраслевого надзора [8].

Для проведения испытаний, проверок и анализов, связанных с входным контролем, продукция может быть передана в другие подразделения предприятия (лаборатории, контрольно-испытательные станции и др.).

Порядок проведения входного контроля продукции осуществляется следующим образом.

1) К входному контролю допускается продукция, принятая ОТК на предприятии - изготовителе и поступившая с сопроводительной документацией, оформленной в установленном порядке [3].

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

2) При проведении входного контроля необходимо:

а) проверить сопроводительные документы, удостоверяющие качество продукции, и зарегистрировать продукцию в журналах учета результатов входного контроля;

б) проконтролировать отбор складскими работниками выборок, проверить комплектность, упаковку, маркировку, внешний вид и заполнить акт отбора выборок;

в) провести контроль качества продукции по технологическому процессу входного контроля или передать в соответствующее подразделение выборки для испытаний (анализов).

Последовательность проведения действий при осуществлении входного контроля представлена структурной схемой на рисунке 3.

3) Подразделение, получившее на испытания (анализ) выборки проводит испытания в установленные сроки и выдает подразделению входного контроля заключение о соответствии испытанных выборок установленным требованиям.

4) Результаты испытаний или анализов (физико-механических свойств, химического состава, структуры размеров, герметичности и т.п.) должны быть переданы в производство вместе с проверенной продукцией. В производство должна передаваться принятая по результатам входного контроля продукция с соответствующей отметкой в учетных или сопроводительных документах [4]. Допускается маркировка (клеймение) принятой продукции.

5) Продукция, поступившая от предприятия - поставщика до проведения входного контроля, должна храниться отдельно от принятой и забракованной входным контролем. Забракованная при входном контроле продукция должна маркироваться «Брак» и направляться в изолятор брака.

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

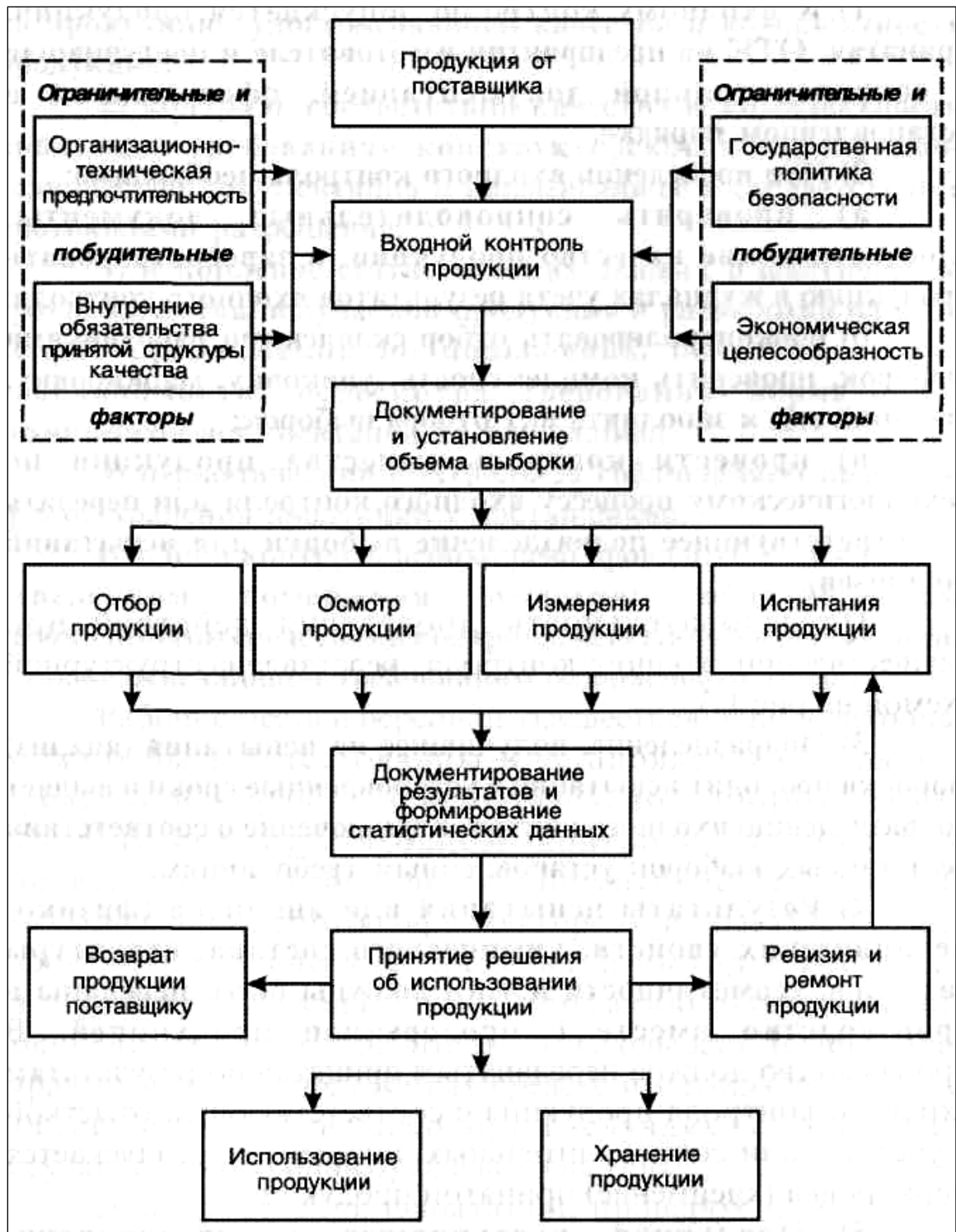


Рисунок 3 - Структурная схема маршрута проведения входного контроля

После осуществления проверочных процедур оформляется первичная

учетная документация, которая должна быть основой для формирования статистических данных результатов входного контроля. Форма представления информации приведена в приложениях 1-2.

В сопроводительных документах на продукцию делают отметку о проведении входного контроля и его результатах, маркируют или клеймят продукцию, если это предусмотрено перечнем продукции, подлежащей входному контролю.

При соответствии продукции установленным требованиям подразделение входного контроля принимает решение о передаче ее в производство для последующего использования или хранения [19].

При выявлении в процессе входного контроля несоответствия установленным требованиям продукцию бракуют и возвращают поставщику с предъявлением рекламации, если не истекли гарантийные сроки. В случае если гарантийные сроки прошли, как правило, не прошедшая контроль продукция подвергается ревизии, ремонту и моторным контрольным мероприятиям.

По результатам входного контроля формируются статистические данные, которые позволяют дать оценку стратегии качества продукции, осуществляемой поставщиком. Результаты статистического анализа являются убедительным доказательством необходимости или сохранения поставщика, или отказа от его услуг [19].

					Входной контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость включает определение толщины стенок труб и соединительных деталей, проведение проверочного расчета принятого конструктивного решения на неблагоприятные сочетания нагрузок и воздействий с оценкой прочности и устойчивости рассматриваемого трубопровода, включая оценку устойчивости положения (против всплытия). Прочность и устойчивость трубопровода обеспечивается также и на стадиях сооружения и испытания.

При транспортировании нефтепродуктов учитываются полные (общие) потери напора, которые складываются из потерь напора на трение и на преодоление разности высот трубопровода [19]. Величина потери напора на трение находится в зависимости от качества внутренней поверхности трубы. Один из показателей этого качества является шероховатость поверхности, которая подразумевает собой совокупность неровностей поверхности с относительно малыми шагами, выделенная, например, с помощью базовой длины Рисунок 4.

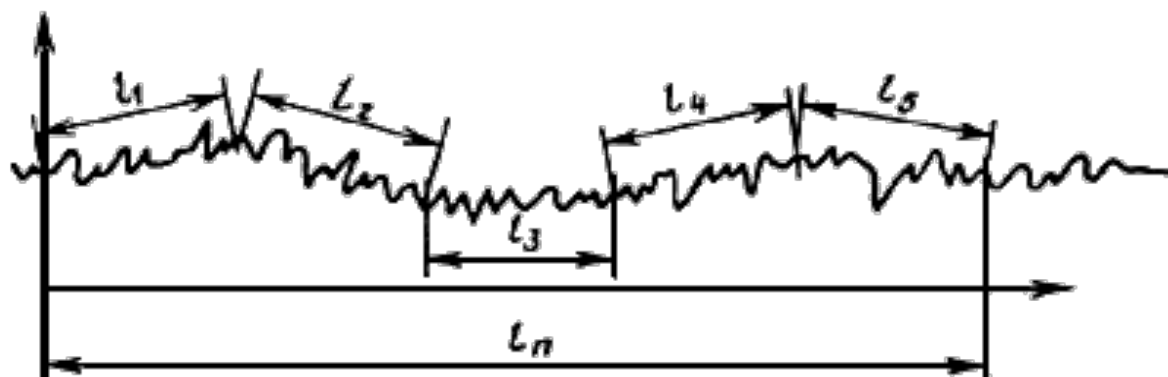


Рисунок 4 - Величина потери напора

С учетом шероховатости поверхности рассчитывается гидравлическое сопротивление эксплуатируемого трубопровода, влияющие на общие потери напора.

2.2. Нагрузки и воздействия

Нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводы, подразделяют на:

силовые нагружения — внутреннее давление среды, собственный вес трубопровода, обустройств и транспортируемой среды, давление (вес) грунта, гидростатическое давление воды, снеговая, ветровая и гололедная нагрузки, нагрузки, возникающие при испытании и пропуске очистных устройств [20];

деформационные нагружения — температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т. д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (морозное растрескивание, селевые потоки и оползни, деформации земной поверхности в районах горных выработок и в карстовых районах, просадки, пучение, термокарстовые процессы), сейсмические воздействия [20].

По длительности действия нагрузки могут быть: постоянные, временные длительные, кратковременные и особые.

Коэффициент надежности по нагрузке γ_f принимают по СНиП 2.05.06-85.

Нормативное значение воздействия от предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, предварительная растяжка компенсаторов при надземной прокладке и др.) определяют по принятому конструктивному решению трубопровода [20].

Нормативное значение давления транспортируемой среды устанавливается проектом.

Нормативную нагрузку от веса транспортируемой среды на единицу длины трубопровода, Н/м, рассчитывают по формулам:

для жидкой среды

$$q_{\text{лн}} = 10^{-4} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n - 2 \cdot t_{\text{ном}})^2$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

для газообразной среды

$$q_{gr} = 10^{-2} p_n (D_n - 2t_{nom})^2,$$

где γ_l — удельный вес жидкой среды, Н/м³; D_n — наружный диаметр трубы, см; t_{nom} — номинальная толщина стенки труб, см; p_n — рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды, Мпа [20].

Нормативный температурный перепад в трубопроводе принимают равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок трубопровода в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода [20].

Нормативную снеговую нагрузку на единицу длины горизонтальной проекции надземного трубопровода q_{sn} , Н/м вычисляют по формуле

$$q_{sn} = 0,4 \cdot 10^{-2} s (D_n + 2t_{ins}),$$

где s — нормативная снеговая нагрузка, Н/м, принимается по СНиП 2.01.07 — 85 [18]; D_n — наружный диаметр трубы, см; t_{ins} — толщина изоляционного покрытия трубопровода, см.

$$s = s_0 \cdot \mu,$$

Где s_0 — нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, определяют по таблице 2; μ — коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к нагрузке на покрытие [20].

Таблица 2 - Нормативное значение веса снегового покрова

Снеговые районы (принимают по СНиП 2.01.07-85)	I	II	III	IV	V	VI
s_0 , кПА (кгс/м ²)	0.5	0.7	1.0	1.5	2.0	2.5
	(50)	(70)	(100)	(150)	(200)	(250)

Нормативную нагрузку от обледенения на единицу длины надземного трубопровода \dot{v}_{in} определяют по формуле

$$q_{in} = 1,9 \cdot 10^{-4} t_i \gamma_i (D_H + 2t_{ins}),$$

где t_i — толщина слоя, см, определяют по таблице 3; γ_i — удельный вес гололеда, Н/м³ D_H — наружный диаметр трубы, см [18].

Таблица 3 - Нормативные значения толщины стенки гололеда

Гололедные районы (принимают по СНиП 2.01.07-85)	I	II	III	IV	V
s_0 , кПА (кгс/м ²)	Не менее 3	5	10	15	Не менее 20

Нормативную ветровую нагрузку на единицу длины надземного трубопровода w_n , Н/м действующую перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости, вычисляют по формуле

$$w_n = 10^{-2} (w_{stc} + w_{dyn}) (D_H + 2t_{ins}),$$

где статическая w_{stc} , Н/м² и динамическая w_{dyn} , Н/м³ — составляющие ветровой нагрузки, при этом значение w_{dyn} , необходимо определять как для сооружения с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью, а статическую составляющую w_{stc} по формуле [18].

$$w_{stc} = w_0 k c,$$

где w_0 — нормативное значение ветрового давления; k — коэффициент, учитывающий изменения ветрового давления по высоте; c — аэродинамический коэффициент.

Нагрузки и воздействия от неравномерной деформации грунта (осадка, пучение

селевых потоков, оползни, воздействие горных выработок, карстов, замачивание просадочных грунтов, оттаивание вечномёрзлых грунтов и т. д.) определяют на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе эксплуатации трубопровода [18].

2.3. Определение толщины стенок труб и соединительных деталей

Расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей вычисляют по формуле

$$t = \frac{\gamma_f \eta p_n D_n}{2(R + 0,6\gamma_f p_n)},$$

где η — коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей; R — расчетное сопротивление металла труб и соединительных деталей, МПа [20].

Значения R определяют:

для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород

$$R = \min \left\{ \frac{R_1^H \gamma_c}{\gamma_m \gamma_n}; \frac{R_2^H \gamma_c}{0,9\gamma_n} \right\};$$

для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты

$$R = \frac{R_2^H \gamma_s}{\gamma_n}.$$

При назначении номинальной толщины стенки труб и соединительных деталей учитывают временные факторы (возможность коррозионных, сейсмических и других воздействий).

Нормативные сопротивления R_1^H и R_2^H принимают равными минимальным значениям соответственно временному сопротивлению и пределу текучести

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

материала труб и соединительных деталей по государственным стандартам и техническим условиям на трубы и соединительные детали таблица 4.

Расчетные сопротивления сварных швов, соединяющих между собой трубы и соединительные детали, выполненных любым видом сварки и прошедших контроль качества неразрушающими методами, принимают равными меньшим значениям соответствующих расчетных сопротивлений соединяемых элементов [20].

Таблица 4 - Механические характеристики трубных сталей

ГОСТ на трубы	Марка стали	$R_{1,2}^H$, МПа	R_2^H , МПа
8731 – 74	10	353	216
	20	412	245
	10Г2	471	265
8733 – 74	10	350	206
	20	412	245
	10Г2	421	245
10705 -- 80 (в термообработанном состоянии)	10	333	206
	ВСтЗсп	372	225
	20	412	245
10705 – 80 (без термообработки)	10	333	Согласно сертификату или результатам испытаний
	ВСтЗсп	392	
	15,20	372	
550 – 75	20	431	255
	10Г2	470	260
	15Х5	392	216
	15Х5М	392	216
	15Х5ВФ	392	216
	15Х5МУ	588	412
	12Х8ВФ	392	167
9940 – 81	08Х18Н10Т	520	Согласно сертификату или результатам испытаний
	12Х18Н10Т	529	
	10Х17Н13М2Т	529	
9941 – 81	08Х18Н10Т	549	То же
	12Х18Н10Т	549	»
	10Х17Н13М2Т	529	»
ТУ 14-3-460 – 75	12Х1МФ	441	260

Значения коэффициентов: надежности по назначению трубопроводов γ_c , надежности по материалу γ_m , и надежности по нагрузке γ_f принимают по таблице 5, 6 соответственно [20].

Таблица 5 - Значение коэффициентов надежности по назначению трубопровода

Диаметр трубопровода условный, мм	Давление, МПа				
	$P_n < 7.5$	$7.5 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 15$	$15 < P_n \leq 20$	$20 < P_n \leq 32$
300 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00	1,05
400 – 500	1,00	1,00	1,00	1,05	1,10
600 – 700	1,00	1,00	1,05	1,10	1,15
800 – 1000	1,00	1,05	1,10	1,15	-
1200	1,05	1,10	1,15	-	-
1400	1,10	1,15*	-	-	-

* Только для газопроводов.

Таблица 6 - Значения коэффициентов условий работы трубопровода

Категория трубопровода и его участка	коэффициенты условий работы трубопровода γ_c
I	0.60
II	0.75
III	0.90

Значения коэффициентов условий работы трубопроводов транспортирующих сероводородсодержащие продукты γ_s , принимают по табл. 2.6 [20].

Таблица 7 - Значения коэффициентов условий работы трубопровода, транспортирующих сероводородсодержащие продукты

Категория трубопровода и его участка	Содержание сероводорода	
	Средн ее	Низкое
I	0,4	0,5
II	0,5	0,6
III	0,6	0,65

Примечание. Среднее и низкое содержание сероводорода - по ВСН 51-3-85/ВСН2.38-85 .

Значения коэффициентов несущей способности труб и соединительных деталей η :

для труб, заглушек и переходов — 1; для тройниковых соединений и отводов — $a\xi + b$, где: $\xi = \frac{D_{H2}}{D_{H1}}$ — для тройниковых соединений, $\xi = \frac{r}{D_{\text{Ю}}}$ для отводов.

Значения коэффициентов a и b принимают: для тройниковых соединений по табл. 2.7, для отводов — по табл. 2.8.

Таблица 8 - Значения коэффициентов a и b для тройниковых соединений

ξ	Сварные без усиливающих элементов		Бесшовные и штамповарные	
	a	b	A	b
От 0,00 до 0,15	0,00	1,00	0,22	1,00
От 0,15 до 0,50	1,60	0,76	0,62	0,94
От 0,50 до 1,00	0,10	1,51	0,40	1,05

Таблица 9 - Значения коэффициентов а и в для отводов

ξ	а	В
От 1,0 до 2,0	-0,3	1,6
Более 2,0	0,0	1,0

Для обеспечения условий поперечной (местной) устойчивости толщину стенок труб принимают не менее $D_H / 140$, но не менее 3 мм для труб с условным диаметром до 200 мм включительно и не менее 4 мм для труб с условным диаметром свыше 200 мм.

Для подземных трубопроводов, имеющих отношение $t / D_H < 0,01$ или укладываемых на глубину более 3 м или менее 0,8 м, необходимо соблюдать

условие:
$$t_{ном} \geq 10^2 \frac{\sqrt{(R_1^2 \gamma_m + 4m_1 R_2^H) \gamma_m}}{R_2^H}$$

Значения n_l , МН/м и m_l , МН (расчетное усилие и изгибающий момент в продольном сечении трубы единичной длины) определяют в соответствии с правилами строительной механики с учетом отпора грунта от совместного воздействия давления грунта, нагрузок над трубой от подвижного состава железнодорожного и автомобильного транспорта, возможного вакуума и гидростатического давления грунтовых вод [19].

2.4. Проверка напряженного состояния и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов

Проверочный расчет трубопровода на прочность производят после выбора его основных размеров с учетом всех расчетных нагрузок и воздействий для всех расчетных случаев, возникающих при сооружении, испытании и эксплуатации

[1, 20, 14].

Определение усилий от расчетных нагрузок и воздействий, возникающих в отдельных элементах трубопроводов, необходимо производить методами строительной механики расчета статически неопределимых стержневых систем.

В качестве расчетной схемы трубопровода рассматриваются статически неопределимые стержневые системы переменной жесткости с учетом взаимодействия трубопровода с окружающей средой [14].

Значение коэффициента повышения гибкости гнутых отводов k_p определяют по таблице 10.

Величина k_p^* принимается в зависимости от геометрического параметра отвода λ_b и параметра внутреннего давления для ω_b .

Значения параметров λ_b и ω_b определяют по формулам:

$$\lambda_b = \frac{4\gamma t_{ном}}{(D_H - t_{ном})^2};$$

Таблица 10 - Коэффициент повышения гибкости отвода k_p

Центральный угол отвода φ , град	Значение k_p
От 0 до 45	$(k_p^* - 1) \frac{\varphi}{45} + 1$
От 45 до 90	k_p^*

$$\omega_b = \frac{3,64\gamma_f p_H r^2}{E t_{ном} (D_H - t_{ном})},$$

где γ — радиус кривизны гнутого отвода, см.

Коэффициент гибкости тройниковых соединений принимают равным единице.

Арматура, расположенная на трубопроводе (краны, задвижки, обратные клапаны и т. д.), рассматривается в расчетной схеме как твердое недеформируемое тело.

В каждом поперечном сечении трубопровода для номинальной толщины стенки трубы и соединительных деталей выполняются условия:

в точках поперечного сечения, где фибровые продольные напряжения, определенные от расчетных нагрузок ($\sigma_{пр}$), сжимающие:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{кц} - \sigma_{пр})^2 + (\sigma_{кц} + \gamma_f p_n)^2 + (\sigma_{пр} + \gamma_f p_n)^2} \leq \bar{R};$$

в точках поперечного сечения, где $\sigma_{пр}$ растягивающие:

$$\sigma_{пр} + \gamma_f p_n \leq \bar{R},$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа; $\sigma_{пр}$ — продольные фибровые напряжения от расчетных нагрузок, МПа

Значения R принимаются при:

действии всех нагрузок силового нагружения — $1,2R$; совместном действии всех нагрузок силового нагружения и нагрузок деформационного нагружения (кроме сейсмических, пучения и морозобойного растрескивания) —

$$\frac{R_H \gamma_c}{0,9 \gamma_n};$$

совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружения, включая сейсмические воздействия, пучение и морозобойное растрескивание — $1,5/2$.

При оценке прочности соединительных деталей учитываются еще и местные мембранные и изгибные напряжения, определенные от всех нагрузок силового и деформационного нагружения. Значение R в этом случае принимают R'' .

Для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, R принимают равным R по формуле.

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

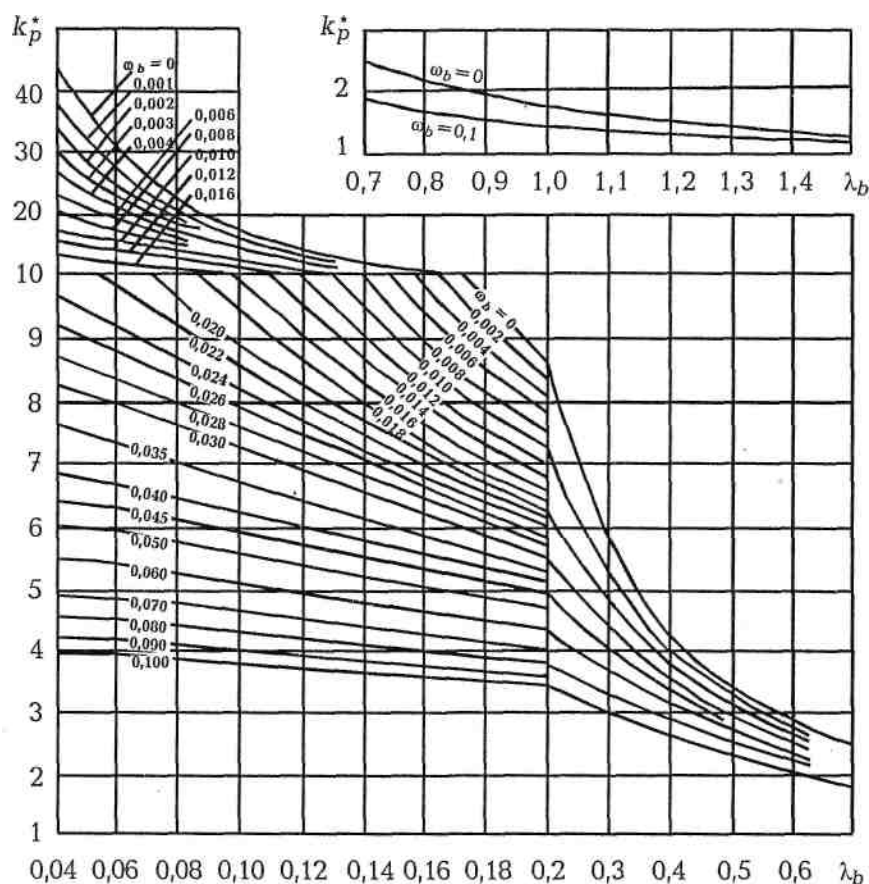


Рисунок 4 - График для определения значений коэффициента k_p

Значения коэффициентов интенсификации продольных напряжений:

для прямой трубы — 1;

для отводов — m_s .

Для магистральной части тройникового соединения

$$m_s = 1 + \frac{D_{н2}}{D_{н1}} (m_s^* - 1); \quad (2.1.16)$$

для ответвления тройникового соединения $m_s = m_s^*$.

Значение m_s для отводов принимают в зависимости от параметров λ_b и ω_b .

Значения m_s для магистральной части и ответвления тройникового соединения принимают в зависимости от параметров тройникового соединения, определяемых по формулам:

$$\lambda_{1(2)} = 4 \frac{t_{ном1(2)}}{D_{н1(2)} - t_{ном1(2)}};$$

$$\omega_{1(2)} = 3,64 \frac{\gamma_f p_R}{F} \frac{D_{н1(2)} t_{ном1(2)}}{t_{ном1(2)}}.$$

Примечание.

При определении значений параметров магистральной части тройникового соединения λ_1 и ω_1 используются первые индексы; при определении ответвления тройникового соединения λ_2 и ω_2 — вторые индексы.

Проверку общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении проводят по условию

$$S \leq \gamma_c N_{кр},$$

где S — эквивалентное продольное осевое усилие, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода, рассчитывают по формуле

$$S = (0,2\sigma_{кц} + \alpha_t E \Delta t) F,$$

где F — площадь поперечного сечения металла трубы; $N_{кр}$ — продольное критическое усилие, определяют с учетом принятого конструктивного решения трубопровода; α_t — расчетный перепад температур; α_t — коэффициент линейного расширения металла трубы, равный $1,2 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹.

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

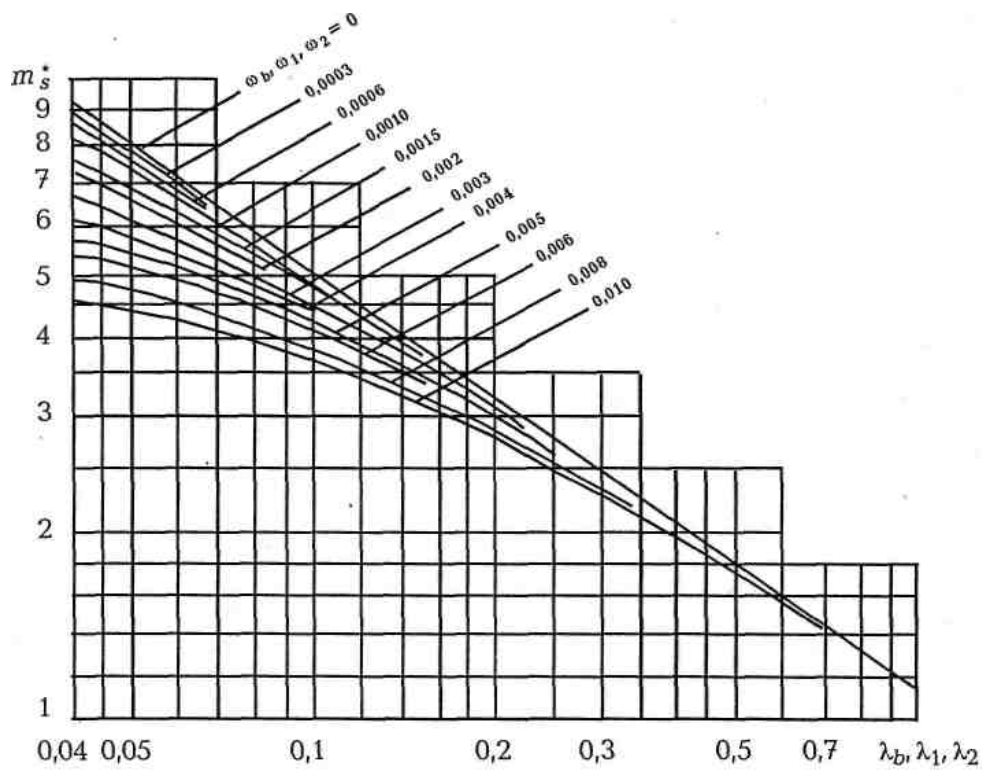


Рисунок 5 - График для определения значений коэффициента m_s ;

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи трубы с грунтом

находят по формуле

$$N_{кр} = 2\sqrt{k_0 D_H EI},$$

где k_0 — коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), определяют по таблице 10; I — осевой момент инерции поперечного сечения трубы [12].

Таблица 10 - Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	$K_0, \text{MN/m}^3$	Грунт	$K_0, \text{MN/m}^3$
Торф влажный	0,5-1,0	Песок	5-30
Плывун	1-5	слежавшийся	5-30
Глина размягченная	1-5	Глина	
Песок		тугопластичная	
свеженасыпанный	2-5	Гравий	10-50

Критическое усилие для прямолинейного участка трубопровода в случае пластической связи его с грунтом рассчитывают по формуле

$$N_{кр} = 4,0911 \sqrt{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^5 I^3},$$

где p_0 — сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины; $q_{верт}$ -сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленной весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины [14].

Величину p_0 определяют по формуле

$$p_0 = \pi D_H \tau_{пр},$$

где $\tau_{пр}$ — предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом равны

$$\tau_{пр} = p_{гр} \operatorname{tg} \varphi_{гр} + c_{гр},$$

где $p_{гр}$ — среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом; $\varphi_{гр}$ — угол внутреннего трения грунта; $c_{гр}$ — сцепление, определяют по табл. 2.11. величину $p_{гр}$ определяем по формуле

$$p_{гр} = \frac{2n_{гр}\gamma_{гр} \left[(h_0 + D_H/8) + (h_0 + D_H/2) \operatorname{tg}^2(45^\circ - \varphi_{гр}/2) \right] + q_{тр}}{\pi D_H},$$

где $n_{гр}$ — коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным 0,8; h_0 — высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, которую рекомендуется принимать в пределах 0,6—1,1 м в зависимости от условия прокладки; $q_{тр}$ — нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_M + q_{из} + q_{пр},$$

Нагрузку от собственного веса металла трубы находят по формуле

$$q_M = n_{с.в} q_M^H = n_{с.в} \gamma_M F,$$

где q_M , q_M^H — расчетная и нормативная нагрузки соответственно;

$n_{с.в}$ — коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, равный 0,95 при расчете на устойчивость; γ_M — удельный вес металла, из которого изготовлены трубы (для стали $\gamma_M = 78500 \text{ Н/м}^3$).

Таблица 11 - Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней полосы России

Грунт	$\varphi_{гр}$, градус	$C_{гр}$, кА
Гравелистый песок	36-40	0,0-2,0
Песок средней крупности	33-3	1,0-2,0
Мелкий песок	30-36	2,0-2,5
Пылеватый песок	28-34	2,0-7,0
Супеси	21-25	4,0-12,0
Суглинки	17-22	6,0-20,0
Глины	15-18	12,0-40,0
Торф	16-30	0,5-4,0

Нагрузку от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов определяют по формуле

$$q_{из} = q_{и.п} + q_{об} = n_{с.в} q_{из}^H = n_{с.в} (q_{и.п}^H + q_{об}^H),$$

где $q_{и.п}^H$, $q_{и.п}^H$, $q_{об}^H$, $q_{об}^H$ — расчетные и нормативные нагрузки от веса изоляционного покрытия и оберточного слоя соответственно:

$$q_{и.п}^H = k_{из} \pi D_H t_{и.п} \rho_{и.п} g,$$

$$q_{об}^H = k_{из} \pi D_H t_{об} \rho_{об} g,$$

где $k_{из}$ — коэффициент, учитывающий величину нахлеста; при однослойной изоляции (обертке) $k_{из} = 1,09$; при двухслойной изоляции (обертке) $k_{из} = 2,3$; $t_{и.п}$ — толщина изоляционной ленты, приведенная для различных материалов в табл. 2.1; $\rho_{и.п}$ — плотность изоляционных материалов; $t_{об}$ — толщина обертки; $\rho_{об}$ — плотность оберточных материалов, определяются по табл. 2.10; g — ускорение свободного падения [14].

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, равно

$$q_{ВЕРТ} = n_{гр} \gamma_{гр} D_H (h_0 + D_H / 2 - \pi D_H / 8) + q_{тр}.$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблица 12 - Изоляционные материалы

Тип, маркировка изоляционных материалов	Толщина t , мм	Масса 1 м ² , кг/м ²	Плотность материала изоляционного покрытия (обертки), кг/м ³
<i>Отечественные изоляционные материалы</i>			
Летняя ПИА, ТУ 19-103 – 78	0,3	—	—
Зимняя ПВХ-БК, ТУ 102-166 – 82	0,35	—	—
Зимняя ПВХ-Л, ТУ 102-320 – 86	0,3	—	—
<i>Отечественные обертки</i>			
Пленка оберточная ПЭКом, ТУ-102-284 – 81	0,6±0,05	0,53	880
Пленка оберточная ПДБ, ТУ 21-27-49 – 76	0,55±0,05	0,58	1050
Пленка полимерная ПВХ, ТУ 102-123 – 78	0,5±0,1	0,634	1268
Оберточный материал ПВХ, ТУ 102-123 – 78	0,6±0,1	0,705	1175
<i>Импортные изоляционные ленты</i>			
Поликен 980-25 (США)	0,635	0,664	1046
Плайкофлекс 450-25 (США)	0,635	0,664	1046
Тек-Рап 240-25 (США)	0,635	0,735	1157
Нигго-53-635 (Япония)	0,635	0,692	1090
Фуракава Рапко НМ-2 (Япония)	0,640	0,648	1010
Альтене 100-25 (Италия)	0,635	0,664	1046
Пластизол (Югославия)	0,630	0,655	1040
<i>Импортные обертки</i>			
Поликен 955-25 (США)	0,635	0,653	1028
Плайкофлекс 650-25 (США)	0,635	0,640	1008
Тек-Рап 260-25 (США)	0,636	0,680	1072
Нигго 56РА-4 (Япония)	0,635	0,670	1055
Фурукава Рапко РВ-2 (Япония)	0,640	0,633	999
Альтене 205-25 (Италия)	0,635	0,653	1028
Пластизол (Югославия)	0,635	0,655	1031

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, проверяют по условию

$$Q_{act} \leq Q_{pas} / \gamma_a,$$

где Q_{act} — суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом; Q_{pas}^* — суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), Н/м [19, 20].

Значения коэффициента надежности устойчивого положения γ_a определяют по таблице 11

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

При равномерном распространении балластирующих устройств по длине трубопровода, включая участки, уложенные свободным изгибом, выражение после раскрытия величин Q_{act} и $Q_{рас}$ и перегруппировки членов принимает вид Q_{act}

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{n_б} (k_{н.в} q_в + q_{изг} - q_{тр} - q_{доп}),$$

где $q_{бал.в}^н$ — нормативный вес балластировки в воде, Н/м; $n_б$ — коэффициент надежности по нагрузке; $k_{н.в}$ — коэффициент надежности против всплытия, принимаемый равным для пойменных и периодически затопляемых участков за границами производства подводно-технических работ 1,05; $q_в$ — расчетная

выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод: $q_в = \frac{\pi D_{н.и}^2}{4} \gamma_в$,

$q_{изг}$ — расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая для выпуклых участков по формуле,

$$q_{изг} = \frac{8EJ}{9\beta^2 r^3}, \quad ($$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Таблица 13 - Коэффициент надежности устойчивого положения трубопроводов на прокладываемых участках γ_a

Характеристика участка трубопровода	Значение γ_a
Обводненные и пойменные, за границами производства подводно-технических работ, участки трассы	1,05
Русловые участки трассы через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства водно-технических работ	1,10
Участки трассы через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки	1,15

для вогнутых участков — по формуле

$$q_{изг} = \frac{32EJ}{9\beta^2\rho^3},$$

$q_{тр}$ — расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции при коэффициенте надежности по нагрузке: $n_{с.в} = 0,95$;

$q_{тр} = q_m + q_{изг}$; $q_{доп}$ — нагрузка от веса перекачиваемого продукта.

$D_{н.и}$ — наружный диаметр трубопровода с учетом изоляции; $\gamma_в$ — удельный вес воды с учетом растворенных солей, принимаемый равным $(1,1 — 1,15) \cdot 10^4$ Н/м³; β — угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на выпуклом и вогнутом рельефе (в радианах); ρ — радиус кривизны рельефа дна траншеи,

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

который должен быть больше или равным минимальному радиусу упругого изгиба оси трубопровода из условия прочности [13].

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода определяют по формуле

$$\rho_{\min} = \frac{ED_H}{2\sigma_H},$$

где σ_H — максимально допускаемые напряжения изгиба, вычисляют по формуле

$$\sigma_H = \psi_3 \frac{\gamma_c}{0,9\gamma_n} R_2^H - \left| \mu \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha_t E \Delta t \right|,$$

ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб. Имея в виду, что при положительном значении величины $\mu \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha_t E \Delta t$ коэффициент ψ_3 принимается равным единице, а при отрицательном — рассчитывают по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{\gamma_c}{0,9\gamma_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{\gamma_c}{0,9\gamma_n} R_2^H},$$

$\mu \sigma_{\text{кц}}^H$ — продольные напряжения от действия нормативного внутреннего давления; $\alpha_t E \Delta t$ — продольные напряжения от нормативных температурных воздействий; μ — коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), принимаемый в зоне упругих деформаций 0,3; в зоне пластических деформаций 0,5;

Δt — расчетный перепад температур; α_t — коэффициент линейного расширения металла трубы, равный $1,2 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹.

Рассчитав вес балластировки в воде $q_{\text{бал.в}}^H$, можно определить вес балластировки на воздухе по формуле

$$q_{\text{бал}}^H = q_{\text{бал.в}}^H \frac{\gamma_b}{\gamma_b - \gamma_{\text{в}} k_{\text{н.в}}},$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

где γ_6 — удельный вес материала пригрузки.

Расстояние между одиночными пригрузами l_2 рассчитывают по формуле

$$l_2 = (Q_{гр} - \gamma_6 V_{гр}) / q_{бал.в}^H,$$

где $Q_{гр}$, $V_{гр}$ — средняя масса и средний объем одного груза соответственно, принимают по таблицам 14, 15, 16, в зависимости от выбранного пригруза.

Таблица 14 - Характеристика железобетонных седловидных грузов типа УБК

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм						
		a	b	c	d	$R_{гр}$	Δ	h
325	300	840	590	400	200	220	40	170
426	500	1080	760	400	260	280	40	220
529	1500	1320	900	800	330	330	40	240
720	3000	1540	1120	1200	340	430	40	340
820	3000	1640	1210	1100	340	480	40	390
1020	3000	1840	1430	900	340	580	40	500

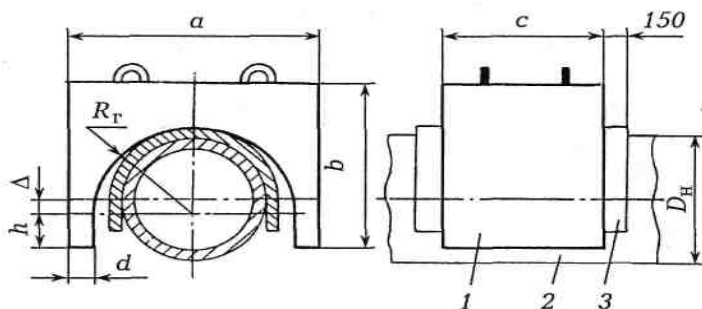


Рисунок 6 - Железобетонный седловидный груз:

1 — груз; 2 — трубопровод; 3 — прокладка из нескольких слоев бризола

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таблица 15 - Характеристика грузов типа УБО

Марка груза	Наружный диаметр трубопровода, мм	Габаритные размеры блока, мм			Общий объем груза, м ³	Общая масса груза, т
		b	c	a		
УБО-3	1020	1100	1500	550	1,455	3,346
УБО-3	820	1100	1500	550	1,455	3,346
УБО-3	720	1100	1500	550	1,455	3,346
УБО-4	530	750	1500	400	0,750	1,725

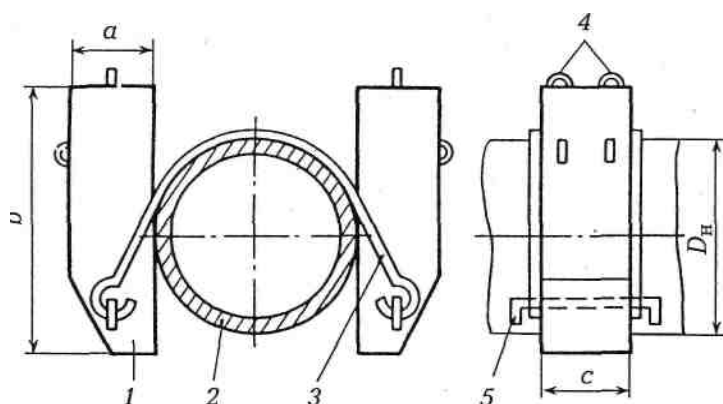


Рисунок 7 - Утяжелитель бетонный, охватывающий УБО:

1 — блок железобетонный; 2 — трубопровод; 3 — стальной соединительный пояс; 4 — монтажная петля; 5 — скоба

Средние объемы грузов также рассчитывают по формулам: для седловидных грузов

$$V_{\Gamma} = \left[ab - (a - 2d) - \frac{\pi R_{\Gamma}^2}{2} \right] c;$$

для утяжелителей бетонных охватывающих, конструкция которых включает два бетонных блока

$$V_r \approx 2 \cdot 0,808 abc;$$

для утяжелителей чугунных кольцевых (рис. 2.5, табл. 2.16)

$$V_r \approx \pi(R_1^2 - R_2^2) \cdot M.$$

Таблица 16 - Характеристика грузов типа УБО

Наружный диаметр трубопровода, мм	Масса груза, кг	Размеры, мм						
		R ₁	R ₂	R ₃	A	M	d	l
159	100	184	128	120	174	300	16	90
219	150	217	159	95	207	360	16	90
273	200	249	183	120	234	375	16	110
325	250	275	210	150	260	400	20	120
377	300	305	245	175	285	450	20	130
426	350	330	264	200	310	500	20	130
478	400	355	294	230	335	500	20	140
529	450	385	320	250	360	500	20	170
630	500	435	373	280	410	500	20	170
720	1100	480	415	310	455	960	24	180
820	1100	530	465	360	505	870	24	180
1020	1100	635	570	405	610	725	24	180

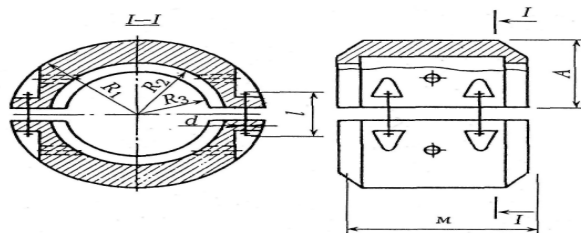


Рисунок 8 - Чугунный кольцевой груз

Число пригрузов, необходимое для балластирования участка трубопровода длиной L, определяют по формуле

$$N = L/l_r.$$

Дробное число N округляют в большую сторону до ближайшего целого числа.

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

2.5 Влияние шероховатости на гидравлическое сопротивление трубопровода

Экспериментальным определением зависимости падения давления от расхода жидкости в трубах и каналах начали заниматься более 200 лет тому назад. Почти каждый исследователь получал свой, отличный от других, закон сопротивления. Это было связано с тем, что в опытах различных авторов не соблюдался закон подобия, установленный О.Рейнольдсом в конце XIX века. Кроме того, не учитывалось, что в разных опытах стенки имели различную шероховатость [12].

Первые систематические опыты для выяснения зависимости коэффициента гидравлического сопротивления λ от Re и шероховатости стенок труб были проделаны Никурадзе в конце 20-х - начале 30-х годов XX века в Геттингенском университете. Опыты производились на гладких латунных трубах и трубах с искусственной равномерной шероховатостью. Такая шероховатость получалась путем наклейки на стенки трубы песчинок определенного размера, для чего песок предварительно просеивался через специальные сита. Размер зерен песка принимался за размер зерен шероховатости Δ .

Результаты опытов Никурадзе в координатах $\lg Re - \lg 100\lambda$ представлены на рис. 2.6, где $\varepsilon = \Delta/d$. Из этих опытов, проведенных в широком диапазоне значений числа Рейнольдса, следует, что существует 5 областей для коэффициента гидравлического сопротивления [12].

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

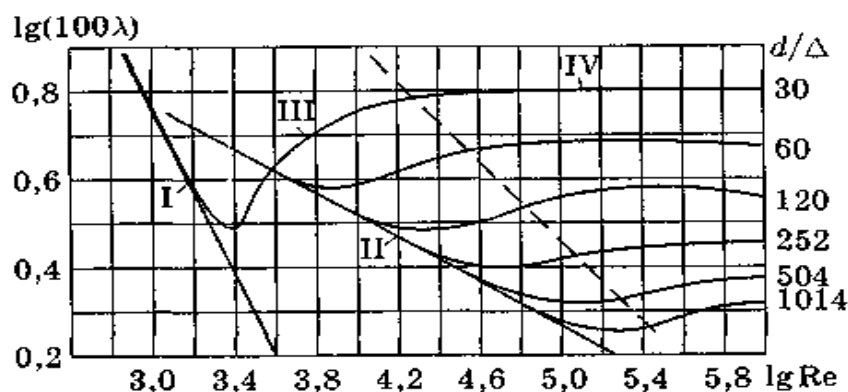


Рисунок 9 - Зависимость гидравлических параметров труб

В первой области (прямая I) при $Re < 2300$ режим течения ламинарный и λ зависит от Re , но не зависит от ε .

Во второй области имеет место переходный режим от ламинарного к турбулентному. Коэффициент λ возрастает и зависит только от Re .

Третья область (прямая II) - так называемая область гидравлически гладких труб. Трубы с различной шероховатостью ведут себя как гладкие, то есть λ зависит только от Re . При этом границы области зависят от ε . Чем больше ε , тем уже эта область. При достаточно больших ε третья область исчезает.

Четвертая область - область смешанного трения. Коэффициент λ зависит как от Re , так и от ε .

Пятая область - область квадратичного трения. Коэффициент λ зависит только от ε .

В конце 40-х годов XX века в Москве Г.А.Муриным были проведены опыты, аналогичные опытам Никурадзе. Однако их существенным отличием было использование стальных труб не с искусственной, а с естественной шероховатостью, определяемой технологией их изготовления и рядом других факторов.

Результаты опытов Г.А.Мурина представлены на рисунке 10 Из этих опытов следует, что для труб с естественной шероховатостью также имеется 5 областей

изменения коэффициента гидравлического сопротивления [21]. Однако, в отличие от труб с искусственной шероховатостью, коэффициент гидравлического сопротивления λ в турбулентной области с ростом числа Рейнольдса монотонно убывает

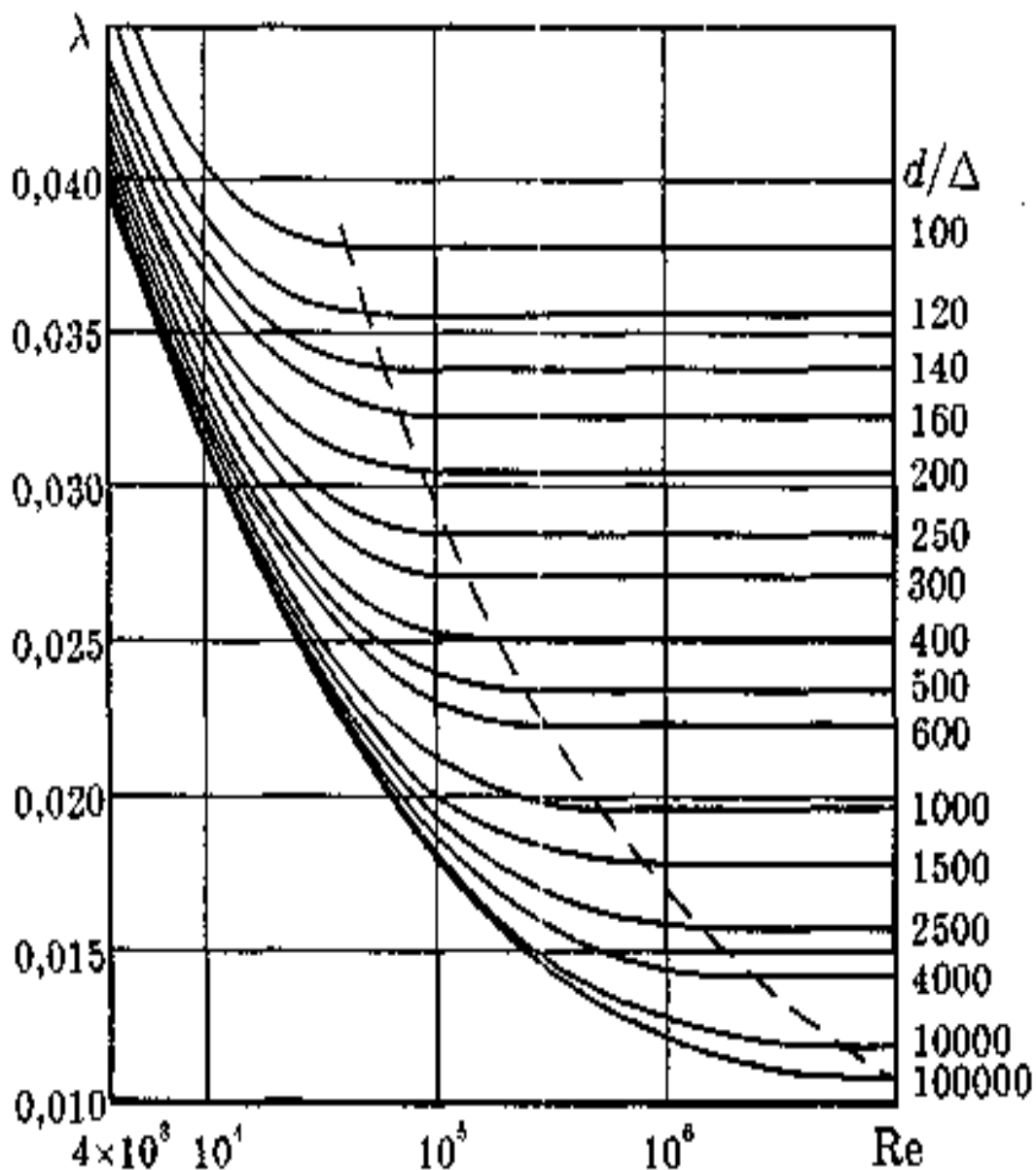


Рисунок 10 - Зависимость гидравлического сопротивления λ от числа Ренольдса Re

В общем случае, коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса Re и от относительной шероховатости ε

$$\varepsilon = \frac{e}{R} = \frac{2e}{D},$$

где e – абсолютная шероховатость труб; R и D – радиус и диаметр труб.

Так как гидравлическое сопротивление трубопровода зависит не только от высоты неровностей e , но и от их формы, абсолютная шероховатость не может полностью характеризовать течение нефти в трубе. В настоящее время вместо абсолютной шероховатости пользуются эквивалентной k_{ε} . Эквивалентная шероховатость определяется на основании гидродинамических испытаний. При расчетах нефтепроводов рекомендуется использовать $k_{\varepsilon} = 0,1 \div 0,2$ мм

$$Re = \frac{VD}{\nu} = \frac{4Q}{\pi D \nu}.$$

Если $Re < 2000$ в трубопроводе наблюдается ламинарный режим течения и λ является функцией только Re . В этом случае используется формула Стокса

При $Re > 3000$ ламинарный режим переходит в турбулентный. В пристенном слое нефти, однако, сохраняется ламинарный подслой, покрывающий шероховатость труб [21]. С увеличением Re толщина подслоя уменьшается и при $Re = Re_1$ толщина подслоя становится равной e . Таким образом, при $3000 < Re < Re_1$ $\lambda = f(Re)$ и эта зона турбулентного режима получила название зоны гидравлически гладких труб

λ определяется в этой зоне по формуле Блазиуса (зона Блазиуса)

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}.$$

Далее до $Re_{II} = 500 \cdot \frac{D}{k_{\varepsilon}}$, имеет место зона смешанного трения, где $Re = f(Re, \varepsilon)$. В настоящее время в этой зоне λ определяется из формулы Альтшуля

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_s}{D} \right)^{0,25}.$$

При $Re > Re_{II}$ влияние числа Рейнольдса становится незначительным и $\lambda = f(\varepsilon)$, трубопровод переходит в квадратичную зону. По формуле Шифринсона

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_s}{D} \right)^{0,25}.$$

В реальности магистральные трубопроводы работают в зонах смешанного трения и гидравлически гладких труб (Блазиуса). Следовательно, при расчете гидравлического сопротивления и потерь напора учитывается шероховатость внутренней поверхности трубной продукции [21].

Для выявления зависимости прочностных и гидравлических свойств трубной продукции от параметров входного контроля необходимо произвести сравнительный анализ, который может показать результаты некачественного проведения входного контроля.

2.6. Изменение прочностных и гидравлических свойств трубной продукции при различных параметрах входного контроля

Расчет прочностных характеристик

Исходные данные: район строительства - г. Сургут; диаметр трубопровода - $D_H = 0,219$ м; рабочее давление $p = 4$ МПа; грунт – суглинок; угол внутреннего трения - $\varphi_{гр} = 20^\circ$, сцепление $c_{гр} = 12$ кПа, удельный вес $\gamma_{гр} = 17,6$ кН/м³; перекачиваемый продукт - нефть; категория трубопровода - II; материал трубопровода сталь = 10Г2 временное сопротивление $R_1^H = 471$ Мпа, предел текучести $R_2^H = 265$ МПа; трубопровода $\gamma_n = 1,00$; коэффициент условий работ; трубопроводов $\gamma_c = 0,75$; коэффициент надежности по материалу $\gamma_m = 1,4$; коэффициент надежности по

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

нагрузке $\gamma_f = 1,1$; коэффициент несущей способности труб $\eta = 1$; расчетный перепад температур $\Delta t = 40^\circ$; уровень грунтовых вод $h_0 = 0,7$ м; удельный вес жидкой среды (нефть) $\gamma_1 = 9600$ Н/м³; модуль упругости стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; удельный вес металла $\gamma_m = 78500$ Н/м³; коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса $n_{CB} = 0,95$.

Определение толщины стенки трубы:

Для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород, R рассчитывают по формуле (2.1.9)

$$R = \min \left\{ \frac{R_1'' \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}; \frac{R_1'' \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} \right\} = \min \left\{ \frac{471 \cdot 0.75}{1.4 \cdot 1.0}; \frac{265 \cdot 0.75}{0.9 \cdot 1.0} \right\} = \min \{252.3 \text{ МПа}; 220,83 \text{ МПа}\}$$

минимальное значение $R = 220,83$ МПа.

Толщину стенки определяют по формуле (2.1.8)

$$t = \frac{\gamma_f \eta p_n D_n}{2(R + 0.6 \gamma_f p_n)} = \frac{1.1 \cdot 1.0 \cdot 4 \cdot 0.219}{2(220.83 + 0.6 \cdot 1.1 \cdot 4)} = 2.16 \text{ мм}$$

Толщина стенки трубы принята по сортаменту равной 8 мм.

Для сравнения прочностных свойств трубной продукции проведем изменение одного из параметров входного контроля на 10 % и проведем необходимый анализ. Для этого толщина стенки будет принята равной 8,8 мм

Нагрузки и воздействия

Нормативную нагрузку от веса транспортируемой среды на единицу длины трубопровода для жидкой среды определяют по формуле (2.1.1)

$$q_{\text{ин}} = \frac{\pi}{4} \cdot \gamma_1 \cdot (D_n - 2 \cdot t_{\text{ном}})^2 = \frac{3.14}{4} \cdot 9.6 \cdot 10^3 \cdot (0.219 - 2 \cdot 0.008)^2 = 310.5 \text{ Н/м}$$

$$q'_{\text{ин}} = \frac{\pi}{4} \cdot \gamma_1 \cdot (D_n - 2 \cdot t_{\text{ном}})^2 = \frac{3.14}{4} \cdot 9.6 \cdot 10^3 \cdot (0.219 - 2 \cdot 0.0088)^2 = 305.675 \text{ Н/м}$$

Нормативную снеговую нагрузку рассчитывают по формуле (2.1.3).

Город Сургут находится в IV снеговом районе.

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли определяют по табл. 1 $s_0 = 1,5$ кПа [2].

Коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к нагрузке на покрытие $\mu = 1$

$$s = s_0 \mu = 1,5 \cdot 1 = 1,5 \text{ кПа}$$

Изоляцию выбираем по табл. 2.12.

Изоляция:

изоляционная лента Поликен 980-25 (США) $t_{и.л.} = 0,635$ мм;

изоляционная обертка Поликен 955-25 (США) $t_{и.о.} = 0,635$ мм.

$$t_{ins} = t_{и.л.} + t_{и.о.} = 0,635 + 0,635 = 1,27 \text{ мм} = 0,127 \text{ см}$$

Нормативную снеговую нагрузку на единицу длины горизонтальной проекции надземного трубопровода определяют по формуле

$$q_{ns} = 0,4 \cdot 10^{-2} s (D_n + 2t_{ins}) = 0,4 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 10^3 (21,9 + 2 \cdot 0,127) = 132,9 \text{ Н/м}$$

$$q'_{ns} = 0,4 \cdot 10^{-2} s (D_n + 2t_{ins}) = 0,4 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5 \cdot 10^3 (21,9 + 2 \cdot 0,127) = 132,9 \text{ Н/м}$$

Проверка напряженного состояния и устойчивости трубопровода

Проверяем условие (2.1.14), для этого находим кольцевое и продольное напряжения [2].

Кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления рассчитывают по формуле

$$\sigma_{кц} = n_p \sigma_{кц}^H = \frac{n_p p_n D_{вн}}{2t} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,203}{2 \cdot 0,008} = 55,83 \text{ МПа}$$

$$\sigma'_{кц} = n_p \sigma_{кц}^H = \frac{n_p p_n D_{вн}}{2t} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,2014}{2 \cdot 0,0088} = 50,35 \text{ МПа}$$

Где n_p — коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, равный 1,15 для трубопроводов диаметром 700 — 1400 мм и 1,1 — в остальных случаях; $\sigma_{кц}^H$ — кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

внутреннего давления.

Продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок рассчитывают как

$$\begin{aligned}\sigma_{np} &= \sigma_{npt} + \sigma_{npp} = -\alpha_t E \Delta t + \mu \frac{n_p p_n D_{вн}}{2t} = \\ &= -1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2.1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0.3 \cdot \frac{1.1 \cdot 4 \cdot 0.203}{2 \cdot 0.008} = -84.05 \text{ МПа}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma'_{np} &= \sigma_{npt} + \sigma_{npp} = -\alpha_t E \Delta t + \mu \frac{n_p p_n D_{вн}}{2t} = \\ &= -1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2.1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0.3 \cdot \frac{1.1 \cdot 4 \cdot 0.2014}{2 \cdot 0.0088} = -85.695 \text{ МПа}\end{aligned}$$

где σ_{npp} и σ_{npt} — продольные напряжения от внутреннего давления и перепада температур соответственно; α_t — коэффициент линейного расширения металла труб, для стали $\alpha_t = 0.000012$ градус⁻¹; μ — коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона), для стали $\mu = 0,3$.

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{кц} - \sigma_{np})^2 + (\sigma_{кц} - \gamma_f p_n)^2 + (\sigma_{gh} - \gamma_f p_n)^2} \leq \bar{R}$$

где

$$\bar{R} = 1.2R = 1.2 \cdot 220.83 = 264.99 \text{ МПа}$$

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(55,83 - 84,05)^2 + (55,83 - 1,1 \cdot 4)^2 + (84,05 - 1,1 \cdot 4)^2} \leq 264,99 \text{ МПа}$$

$$78,25 \leq 264,99 \text{ МПа}$$

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(50,35 - 85,695)^2 + (50,35 - 1,1 \cdot 4)^2 + (85,695 - 1,1 \cdot 4)^2} \leq 264,99 \text{ МПа}$$

$$70,6 \leq 264,99 \text{ МПа}$$

Условие прочности в точках поперечного сечения выполняется. Проверку общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении производят по условию:

Площадь поперечного сечения металла трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3.14}{4} (0.219^2 - 0.203^2) = 5.3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$F' = \frac{\pi}{4} (D_{н}^2 - D_{вн}^2) = \frac{3.14}{4} (0.219^2 - 0.2014^2) = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Эквивалентное продольное осевое усилие определяют по формуле

$$S = (0.2\sigma_{кц} + \alpha_t E \Delta t) F = (0.2 \cdot 55.83 + 1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2.1 \cdot 10^5 \cdot 40) \cdot 5.3 \cdot 10^{-3} = 0.5934 \text{ МН}$$

$$S' = (0.2\sigma_{кц} + \alpha_t E \Delta t) F = (0.2 \cdot 50.35 + 1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2.1 \cdot 10^5 \cdot 40) \cdot 5.8 \cdot 10^{-3} = 0.643 \text{ МН}$$

Осовой момент инерции поперечного сечения трубы определяют по формуле

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{н}^4 - D_{вн}^4) = \frac{3.14}{64} (0.219^4 - 0.203^4) = 2.95 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4$$

$$J' = \frac{\pi}{64} (D_{н}^4 - D_{вн}^4) = \frac{3.14}{64} (0.219^4 - 0.2014^4) = 3,21 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4$$

Нагрузку от собственного веса трубопровода определяют по формуле

$$q_m = n_{С.В.} \cdot \gamma_M \cdot F = 0.95 \cdot 78500 \cdot 5.3 \cdot 10^{-3} = 395.25 \text{ Н/м}$$

$$q'_m = n_{С.В.} \cdot \gamma_M \cdot F = 0.95 \cdot 78500 \cdot 5.8 \cdot 10^{-3} = 432,535 \text{ Н/м}$$

Нагрузку от собственного веса изоляции определяют по формуле.

Схема изоляционного покрытия 1 + 1, т. е. один слой пленки и один слой обертки. Изоляционное покрытие "Поликен 980-25", $\rho_{итн}=1046 \text{ кг/м}^3$, $t_{и.п.}=0,635 \text{ мм}$ обертка "Поликен 955-25", однослойная,

$$\rho_{об}=1028 \text{ кг/м}^3, t_{и.п.}=0,635 \text{ мм (табл. 2.12).}$$

$k_{из}=1,09$, так как однослойная изоляция (обертка).

$$\begin{aligned} q_{из} &= n_{С.В.} (q_{и.п.}'' + q_{обн.}'') = n_{С.В.} (k_{из} \pi D_{н} \delta_{и.п.} \rho_{и.п.} g + k_{из} \pi D_{н} \delta_{об} \rho_{об} g) = \\ &= 0,95 (1,09 \cdot 3,14 \cdot 0,219 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,8 + \\ &+ (1,09 \cdot 3,14 \cdot 0,219 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,8)) = 9,19 \text{ Н/м} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q'_{из} &= n_{С.В.} (q_{и.п.}'' + q_{обн.}'') = n_{С.В.} (k_{из} \pi D_{н} \delta_{и.п.} \rho_{и.п.} g + k_{из} \pi D_{н} \delta_{об} \rho_{об} g) = \\ &= 0,95 (1,09 \cdot 3,14 \cdot 0,219 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,8 + \\ &+ (1,09 \cdot 3,14 \cdot 0,219 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,8)) = 9,19 \text{ Н/м} \end{aligned}$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Нагрузка от веса транспортируемой среды:

$$q_{np} = n_{C.B.} \cdot q_{np}^H = 0.95 \cdot 310.5 = 294.98 \text{ H/м}$$

$$q'_{np} = n_{C.B.} \cdot q_{np}^H = 0.95 \cdot 305.675 = 290.391 \text{ H/м}$$

Нагрузку от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом рассчитывают по формуле (2.1.26)

$$q_{mp} = q_m + q_{uz} + q_{np} = 395,25 + 9,19 + 294,98 = 699,42 \text{ H/м}$$

$$q'_{mp} = q_m + q_{uz} + q_{np} = 432,535 + 9,19 + 290,391 = 732,116 \text{ H/м}$$

Среднее удельное давление на трубопровод определяют по формуле

$$p_{cp} = \frac{2 \cdot n_{cp} \cdot \gamma_{cp} \cdot D_n \cdot [(h_0 + D_n/8) + (h_0 + D_n/2) \cdot \text{tg}^2(45^\circ - \varphi_{cp}/2)] + q_{mp}}{\pi \cdot D_n} =$$

$$= \frac{2 \cdot 0.8 \cdot 17600 \cdot 0.219 \cdot [(0.7 + 0.219/8) + (0.7 + 0.219/2) \cdot \text{tg}^2(45^\circ - 20/2)] + 699,42}{3,14 \cdot 0,219} = 10,85 \text{ кПа}$$

$$p'_{cp} = \frac{2 \cdot n_{cp} \cdot \gamma_{cp} \cdot D_n \cdot [(h_0 + D_n/8) + (h_0 + D_n/2) \cdot \text{tg}^2(45^\circ - \varphi_{cp}/2)] + q_{mp}}{\pi \cdot D_n} =$$

$$= \frac{2 \cdot 0.8 \cdot 17600 \cdot 0.219 \cdot [(0.7 + 0.219/8) + (0.7 + 0.219/2) \cdot \text{tg}^2(45^\circ - 20/2)] + 732,116}{3,14 \cdot 0,219} = 11,147 \text{ кПа}$$

$$\tau_{np} = p_{cp} \text{tg} \varphi_{cp} + c_{cp} = 10850 \cdot \text{tg} 20^\circ + 12000 = 15949 \text{ Па} = 0,016 \text{ МПа}$$

$$\tau'_{np} = p'_{cp} \text{tg} \varphi_{cp} + c_{cp} = 11,147 \cdot \text{tg} 20^\circ + 12000 = 16057 \text{ Па} = 0,016 \text{ МПа}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям по формуле

$$p_0 = \pi D_n \tau_{np} = 3,14 \cdot 0,219 \cdot 0,016 = 10,96 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}$$

$$p'_0 = \pi D_n \tau'_{np} = 3,14 \cdot 0,219 \cdot 0,016 = 10,96 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям по формуле

$$q_{\text{ВЕРТ}} = n_{cp} \gamma_{cp} D_n (h_0 + \frac{D_0}{2} - \pi D_n / 8) + q_0 =$$

$$= 0.8 \cdot 17600 \cdot 0.219 \cdot \left(0.7 + \frac{0.219}{2} - 3.14 \cdot \frac{0.219}{8} \right) + 699.42 = 2930.42 \text{ H/м} =$$

$$= 2,93 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$\begin{aligned}
 q'_{\text{ВЕРТ}} &= n_{\text{зп}} \gamma_{\text{зп}} D_n \left(h_0 + \frac{D_0}{2} - \pi D_n / 8 \right) + q_0 = \\
 &= 0.8 \cdot 17600 \cdot 0.219 \cdot \left(0.7 + \frac{0.219}{2} - 3.14 \cdot \frac{0.219}{8} \right) + 732,116 = 2963,17 \text{ H/м} = \\
 &= 2,96 \cdot 10^{-3} \text{ МН/м}
 \end{aligned}$$

Критическое усилие для прямолинейного участка трубопровода в случае пластической связи его с грунтом рассчитывают по формуле

$$\begin{aligned}
 N_{\text{кр}} &= 4,09 \cdot \sqrt[4]{p_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} = \\
 &= 4,09 \cdot \sqrt[4]{(10,96 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (2,93 \cdot 10^{-3})^4 \cdot (5,3 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (2,1 \cdot 10^5)^5 \cdot (2,95 \cdot 10^{-5})^3} = \\
 &= 1,27 \text{ МН}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 N'_{\text{кр}} &= 4,09 \cdot \sqrt[4]{p_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} = \\
 &= 4,09 \cdot \sqrt[4]{(10,96 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (2,96 \cdot 10^{-3})^4 \cdot (5,8 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (2,1 \cdot 10^5)^5 \cdot (3,21 \cdot 10^{-5})^3} = \\
 &= 1,327 \text{ МН}
 \end{aligned}$$

Проверяем условие (2.1.19) $S \leq \gamma_c N_{\text{кр}}$

$$0,5934 \text{ МН} \leq 0,75 \cdot 1,27 \text{ МН}$$

$$0,5934 \text{ МН} \leq 0,9525 \text{ МН}$$

$$0,643 \text{ МН} \leq 0,75 \cdot 1,327 \text{ МН}$$

$$0,643 \text{ МН} \leq 0,995 \text{ МН}$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода в заданных условиях выполняется.

Проверим выполнение условия в случае упругой связи прямолинейного трубопровода с грунтом по формуле

$$N_{\text{кр}} = 2 \cdot \sqrt{\kappa_0 \cdot D_0 \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 0.219 \cdot 2.1 \cdot 10^5 \cdot 3.21 \cdot 10^{-5}} = 5.43 \text{ МН}$$

Проверяем условие

$$0,5934 \text{ МН} \leq 0,75 \cdot 5,21 \text{ МН}$$

$$0,5934 \text{ МН} \leq 3,9075 \text{ МН}$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$0,643 \text{ МН} \leq 0,75 \cdot 5,43 \text{ МН}$$

$$0,643 \text{ МН} \leq 4,075 \text{ МН}$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода в заданных условиях выполняется.

Расчет устойчивости трубопровода против всплытия

Исходные данные (см. пример выше): балластировка одиночными чугунными кольцевыми пригрузами:

- масса груза принимается по табл. 2.14 $Q_{\Gamma} = 150 \text{ кг};'$
- угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на выпуклом
- и вогнутом рельефе $\beta = 3^{\circ};$
- удельный вес вода $\gamma_B = 1,15 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3;$
- коэффициент надежности против всплытия $k_{Н.В.} = 1,05;$
- длина трубопровода $L = 500 \text{ м}.$

По формуле находят расчетную выталкивающую силу воды, действующую на трубопровод:

$$q_B = \frac{\pi \cdot D_{и.и.}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,22154^2}{4} \cdot 1,15 \cdot 10^4 = 433,97 \text{ Н/м}$$

где $D_{и.и.} = D_H + 2(t_{и.л.} + t_{и.о.}) = 0,219 + 2 \cdot (0,635 + 0,635) \cdot 10^{-3} = 0,22154 \text{ м}$

Рассчитывают по формуле (2.1.39) коэффициент ψ_3 , так как $\mu\sigma_{кц} - \alpha E \Delta t$ отрицательное.

$$(\mu\sigma_{кц} - \alpha_i E \Delta t) = 0,3 \cdot 55,83 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 = -84,05 \text{ МПа}$$

$$(\mu\sigma_{кц} - \alpha_i E \Delta t)' = 0,3 \cdot 50,35 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 = -85,695 \text{ Па}$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$\begin{aligned}\psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot \kappa_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot \kappa_H} R_2^H} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{50,75}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 265} \right)^2} - 0,5 \frac{50,75}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 265} = 0,86512,\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\psi'_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot \kappa_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot \kappa_H} R_2^H} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{45,77}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 265} \right)^2} - 0,5 \frac{45,77}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 265} = 0,88,\end{aligned}$$

где $\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{p_n D_{\text{BH}}}{2t} = \frac{4 \cdot 0,2014}{2 \cdot 0,0088} = 45,77 \text{ МПа}$

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{II}} &= \psi_3 \frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} R_2^H - |\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha_t E \Delta t| = 0,86512 \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 265 - \\ &- |0,3 \cdot 50,75 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40| = 105,47 \text{ МПа}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma'_{\text{II}} &= \psi'_3 \frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} R_2^H - |\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha_t E \Delta t| = 0,88 \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 265 - \\ &- |0,3 \cdot 50,75 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40| = 107,264 \text{ МПа}\end{aligned}$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода определяют по формуле:

$$\rho_{\text{min}} = \frac{ED_{\text{II}}}{2\sigma_{\text{II}}} = \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,219}{2 \cdot 105,47} = 218, \text{ м}$$

$$\rho'_{\text{min}} = \frac{ED_{\text{II}}}{2\sigma'_{\text{II}}} = \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,219}{2 \cdot 107,264} = 214,377 \text{ м}$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Расчетную нагрузку, обеспечивающую упругий изгиб трубопровода, рассчитывают для вогнутых участков по формуле

$$q_{изг} = \frac{32EJ}{9\beta^2 \rho_{\min}^3} = \frac{32 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 2.95 \cdot 10^{-5}}{9 \cdot 0.0523^2 \cdot 218^3} = 777.3 \text{ Н/м}$$

$$q'_{изг} = \frac{32EJ}{9\beta^2 \rho_{\min}^3} = \frac{32 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 3.21 \cdot 10^{-5}}{9 \cdot 0.0523^2 \cdot 218^3} = 889.39 \text{ Н/м}$$

Величину балластировки в воде рассчитывают по формуле

$$q_{бал.в}^H = \frac{1}{n_{\sigma}} (k_{H.B.} q_B + q_{изг} - q_{mp}) = \frac{1}{0.9} (1.05 \cdot 443.07 + 777.3 - 699.4) = 603.47 \text{ Н/м}$$

$$q_{бал.в}' = \frac{1}{n_{\sigma}} (k_{H.B.} q_B + q_{изг}' - q_{mp}) = \frac{1}{0.9} (1.05 \cdot 443.07 + 889.39 - 732.116) = 679.99 \text{ Н/м}$$

Объем пригруза определяют по формуле

$$V_{\Gamma} = \pi(R_1^2 - R_2^2)M = 3.14 \cdot (0.217^2 - 0.159^2) \cdot 0.36 = 0.02465 \text{ м}^3$$

Где R_1^2, R_2^2, M принимают по таблице 16.

Расстояние между одиночными пригрузами l_{Γ} рассчитывают по формуле

(2.1.41)

$$l_{\Gamma} = (Q_{\Gamma} g - \gamma_V V_{\Gamma}) / q_{бал.в}^H = (150 \cdot 9.8 - 1.15 \cdot 10^4 \cdot 0.02465) / 603.47 = 1.966 \text{ м}$$

Число пригрузов, необходимое для балластировки участка трубопровода длиной L , определяют по формуле (2.1.45)

$$N = L / l_{\Gamma} = \frac{500}{1.966} = 254.3 = 255 \text{ шт}$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Гидравлический расчет трубопровода при различных параметрах входного контроля

В качестве примера рассмотрим случай с изменением эквивалентной шероховатости на 10 %, в результате чего определим расхождение гидравлических свойств данного трубопровода

Таблица 17 - Данные для гидравлического расчета

Q _г , млн.т/год	8
Длина трассы L, км	200
Разность отметок начала и конца трубопровода $\Delta Z = Z_2 - Z_1$, м	15
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν_p , см ² /сек	0,55
Средняя плотность при данном диапазоне измерения температур ρ , т/м ³	0,850
Средняя абсолютная шероховатость ϵ , мм	0,2
Потери в местных сопротивлениях $h_{мс}$, м	0,02 _{Птр}
Толщина стенки трубы t, мм	12
Наружный диаметр трубопровода D, мм	530

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_z}{N_z \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где $N_z = 357$ дней - расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода диаметром до 820 мм и длиной до 250 км [9].

$$Q_c = \frac{8000000}{357 \cdot 24 \cdot 0,850 \cdot 3600} = 0,3 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2t = 530 - 2 \cdot 12 = 506 \text{ мм} = 0,506 \text{ м}.$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,3}{3,14 \cdot 0,506^2} = 1,49 \text{ м/с}.$$

Проверка режима течения

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{1,49 \cdot 0,506 \cdot 10^4}{0,55} = 13728$$

$Re > Re_{кр} = 2320$, режим течения нефти турбулентный.

Находим Re_I и Re_{II} .

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{e}{d},$$

где ε - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot 0,2}{506} = 0,00079; \quad Re_I = \frac{10}{0,00079} = 12650; \quad Re_{II} = \frac{500}{0,00079} = 632911,$$

$Re_I < Re < Re_{II}$ - зона смешанного трения (переходная зона).

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны смешанного трения по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_s}{d_{\text{вн}}} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{13728} + \frac{0,2}{506} \right)^{0,25} = 0,03$$

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$\lambda' = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{k_9}{d_{\text{вн}}} \right)^{0,25} = 0,11 \left(\frac{68}{13728} + \frac{0,22}{506} \right)^{0,25} = 0,0298$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,03 \cdot 1,49^2}{0,506 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0067$$

$$i' = \frac{\lambda'}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,0298 \cdot 1,49^2}{0,506 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0066$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{\text{тр}} = i \cdot L = 0,0067 \cdot 200 \cdot 10^3 = 1341,8 \text{ м}$$

$$h'_{\text{тр}} = i' \cdot L = 0,0066 \cdot 200 \cdot 10^3 = 1320 \text{ м}$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{\text{мс}} = 0,02 \cdot h_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 1341,8 = 26,8 \text{ м}$$

$$h'_{\text{мс}} = 0,02 \cdot h'_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 1320 = 26,4 \text{ м}$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{мс}} + \Delta z = 1341,8 + 26,8 + 15 = 1383,6$$

$$H' = h'_{\text{тр}} + h'_{\text{мс}} + \Delta z = 1320 + 26,4 + 15 = 1361,4 \text{ м}$$

В результате проведенных расчетов можно сделать вывод, что незначительное изменение показателей входного контроля безусловно сказывается на прочностных и гидравлических характеристиках трубопровода, которые в свою очередь могут привести к более раннему выходу системы из строя, значительным потерям напора и, как следствие, к увеличению эксплуатационных затрат и капиталовложений в систему, что экономически не выгодно [9]. Для осуществления входного контроля необходим действенный механизм его проведения, отвечающий требованиям высокой достоверности и информативности. Применительно к трубопроводной продукции таким механизмом может быть процесс испытаний, которому подвергается каждая единица при ее производстве.

					Основные свойства труб, обуславливающие их качество	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Глава 3. ТЕКУЩИЙ КОНТРОЛЬ ТРУБОПРОВОДНОЙ ПРОДУКЦИИ

3.1. Необходимость проведения текущего контроля и виды диагностирования трубопроводной системы

Проблема обеспечения промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта углеводородов - нефтепроводов, продуктопроводов и газопроводов - всегда была актуальной. Трубопроводы работают под большим давлением и при нарушении их герметичности происходит значительный по объему выброс продуктов перекачки [1].

Это не только причиняет материальный ущерб предприятиям трубопроводного транспорта в связи с потерями продукта перекачки, затратами на ликвидацию аварий, штрафными санкциями, но и приводит к загрязнению окружающей среды, создает предпосылки для возникновения чрезвычайных экологических ситуаций техногенного характера.

Для России необходимость обеспечения безопасности трубопроводного транспорта УВ носит особенно острый характер [1]. Это связано в первую очередь с большой протяженностью действующих и проектируемых трубопроводов. Кроме того, серьезной проблемой являются несанкционированные врезки в трубопроводы с целью отбора продукта перекачки, приобретающие все более серьезные масштабы. Рост числа таких врезок напрямую связан с увеличением стоимости УВ и продуктов их переработки. Несанкционированные врезки сопровождаются механическими воздействиями на трубопровод, утечками продукта перекачки, наносят значительный материальный ущерб компаниям, эксплуатирующим

					«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Семенов И. А.			Текущий контроль трубопроводной продукции	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.					85	124
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

трубопроводы, и в ряде случаев приводят к серьезным экологическим катастрофам. Компании, эксплуатирующие трубопроводы, прилагают немало усилий для обеспечения их безопасной эксплуатации. Значительные средства расходуются на охрану трубопроводов, текущее обслуживание, диагностику и ремонт [8].

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводного транспорта, защиты от несанкционированных врезок необходима надежная система непрерывного дистанционного контроля технического состояния трубопроводов с функциями обнаружения утечек. Такие системы интенсивно разрабатываются как в России, так и за рубежом.

Основная задача системы диагностики - долгосрочное прогнозирование работы объектов, раннее предупреждение дефектов и определение по результатам прогноза наиболее эффективных способов использования располагаемых материально-технических ресурсов [8].

В настоящее время задача контроля технического состояния объектов МН вышла на первое место, при этом следует учитывать, что традиционные мероприятия повышения надёжности МН исчерпали свои возможности. Вместе с тем стало очевидно, что в связи с негативными процессами старения МН наращивать капитальный ремонт только на основе существующей технологии сплошного ремонта невозможно даже по чисто экономическим соображениям. Поэтому было принято решение - быстрее переходить на метод выборочного ремонта на базе внутритрубной диагностики и других современных технологий, и технических средств неразрушающего контроля.

Под текущим контролем понимается получение и обработка информации о состоянии технических систем в целях обнаружения их неисправностей, выявления тех элементов, ненормальное функционирование которых привело (или может привести) к возникновению неисправностей [3].

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

С технологической точки зрения техническая диагностика трубопроводов включает в себя: 1) обнаружение дефектов на трубопроводе;

2) проверку изменения проектного положения трубопровода, его деформаций и напряженного состояния;

3) оценку коррозионного состояния и защищенности трубопроводов от коррозии;

4) контроль за технологическими параметрами транспорта нефти;

5) оценку теплового воздействия трубопроводов на вечную мерзлоту, влияние трубопроводов на гидрологию трассы, учет результатов экологического и технологического мониторинга;

6) оценку результатов испытаний и диагностики трубопроводов, целесообразность проведения пере испытаний и повторной диагностики;

7) интегральную оценку работоспособности трубопроводов, прогнозирование сроков службы и остаточного ресурса трубопровода [3].

При разработке системы технической диагностики линейной части нефтепроводов решаются следующие задачи:

• Дефекты линейной части магистральных нефтепроводов подразделяются по виду:

• дефекты изоляционных покрытий;

• дефекты трубы;

• дефекты, связанные с изменением проектного положения трубопровода, его деформаций и напряженного состояния.

Дефекты трубы по степени опасности классифицируются по двум категориям:

• дефекты, подлежащие ремонту (ДПР);

• дефекты первоочередного ремонта (ПОР).

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

По назначению диагностирование можно разделить на текущее и прогнозное. При текущем диагностировании определяют состояние трубопровода в какой-то определенный момент времени функционирования. Цель текущего диагностирования — определение правильности и возможности выполнения объектом определенных функции до следующего диагностического воздействия [3]. При прогнозном диагностировании необходимо получить исходные данные для прогнозирования возможных изменений предсказания возможных неисправностей, могущих возникнуть при работе. Поэтому прогнозное диагностирование всегда выполняют в большем объеме, чем текущее.

Функциональное диагностирование дает возможность на работающем трубопроводе выявить нарушения правильности функционирования отдельных узлов и немедленно реагировать путем включения резерва, повторного выполнения операций, перехода на другой режим и т. п. Функциональное диагностирование во многих случаях обеспечивает нормальное или частичное выполнение трубопроводом возложенных на него функций даже при наличии неисправности в нем. Недостаток функционального диагностирования в том, что оно выявляет правильность функционирования только в данный момент и только в данном режиме. При этом могут быть не выявлены неисправности, мешающие работе в другом режиме [11].

Тестовое диагностирование дает возможность получить полную информацию о техническом состоянии газопровода, дать оценку его работоспособности и исправности, однако его применение возможно только при проведении профилактики или ремонте объекта.

Комбинированное диагностирование представляет собой сочетание функционального и тестового и дает наиболее точное представление о техническом состоянии объекта как при эксплуатации, так и ремонте. При

комбинированном диагностировании проверяют не только правильность функционирования, но и исправность и работоспособность объекта.

И тестовые, и функциональные методы применяют при текущем диагностировании, например, при температурном контроле за режимом металла. Для прогнозного диагностирования используют тестовые методы, например: осмотры, проверки, испытания и исследования в период ремонта объекта. Следует отметить, что для получения правильного прогноза, кроме данных диагностирования, следует учитывать ретроспективные данные [11].

По режиму работы методы диагностирования можно разделить на постоянно действующие (непрерывные), периодически действующие и разовые. Постоянно действующие методы характеризуются постоянным контролем за выбранными параметрами в процессе работы объекта, поэтому этими методами выполняется только функциональное диагностирование. При периодически действующих методах контроль рабочих параметров при функциональном или тестовом диагностировании осуществляется через определенные, строго повторяющиеся промежутки времени, определенные производственными инструкциями. Разовые методы применяют только при необходимости получения дополнительной информации, когда информация от постоянного и периодического контроля недостаточна [25].

Неавтоматизированное диагностирование отдельных элементов трубопроводов, основанное на правилах эксплуатации, инструкциях, на интуиции обслуживающего персонала, существует и функционирует давно, например: проверка механической прочности элементов оборудования, дефектоскопия и др.

В настоящее время разработано значительное число методов технического диагностирования, основанных на различных физических, механических, химических и др.

По степени автоматизации методы диагностирования можно разделить на автоматические, автоматизированные, ручные. Автоматические обеспечивают диагностирование, включая и выдачу заключения, без участия человека [25]. В этих случаях автоматически реализуется весь алгоритм технического диагностирования, задающий совокупность элементарных проверок, последовательность их реализации, правила обработки и анализа информации. При решении задач диагностирования автоматизированными методами человек не исключается из процесса диагностирования — он реализует часть алгоритма, например, обработку или анализ результатов элементарных проверок, контроль за выдерживанием параметров работающего энергоблока, когда средства контроля только дают информацию об отклонении параметров от заданных, а анализ информации и поиск дефекта должен выполнять оперативный персонал. К таким методам относят, например, виброакустический, предусматривающий диалог «человек—машина». При ручном методе диагностирования весь алгоритм технического диагностирования выполняет человек [25].

Накопленную и постоянно поступающую информацию о состоянии эксплуатируемого оборудования следует систематизировать. Информация должна характеризовать такие параметры, которые в максимальной мере определяют состояние диагностируемых элементов.

Средства технической диагностики можно использовать как во время ремонтов для проверки его качества, так и в оперативном режиме, они, выполняя роль предвестников отказа, позволяют более эффективно использовать оборудование и сократить потери.

Необходимо совмещать анализ, причины появления дефектов с контролем технологических режимов эксплуатации и другими компонентами, нарушение которых приводит к дефектам [21].

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

3.2. Методы диагностирования

Методы диагностики технического состояния можно разделить на два типа: разрушающие и неразрушающие.

К методам разрушающего контроля обычно относят предпусковые или периодические гидравлические испытания аппаратов, а также механические испытания образцов металла, вырезанных из их элементов.

Неразрушающие методы предполагают применение физических методов контроля качества, не влияющих на работоспособность конструкции. Неразрушающие методы контроля подразделяются на пассивные (интегральные) и активные (локальные).

К активным методам относятся методы, в которых измеряется изменение возбуждаемого физического поля, а к пассивным методам относятся методы, использующие свойства физического поля, возбуждаемого самим контролируемым объектом [23].

Локальные методы позволяют обнаружить дефект лишь на ограниченной площади, а интегральные методы способны проконтролировать весь объект в целом.

Активными методами являются: визуальный и измерительный контроль, ультразвуковая дефектоскопия, магнитные, радиографические капиллярные, метод вихревых токов, электрический.

К пассивным относятся: тепловизионный, виброакустические методы и акустической эмиссии.

Визуальный и измерительный контроль являются необходимыми условиями контроля качества как при изготовлении, так и при эксплуатации технологического оборудования. Они применяются для выявления следующих дефектов: трещин всех видов и направлений; свищей и пористости наружной

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

поверхности шва; подрезов; наплывов, поджогов, незаплавленных кратеров; несоответствие формы и размеров швов требованиям технической документации и др.

Для определения внутренних дефектов металла и сварных соединений (трещин, непроваров, включений) трубопроводов в основном применяются радиационный и ультразвуковые методы контроля, в более редких случаях – магнитный [23].

В основе радиационного метода лежит ионизирующее излучение в форме рентгеновских лучей и гамма-излучения. С одной стороны объекта устанавливают источник излучения – рентгеновскую трубку, с другой – детектор, фиксирующий результаты просвечивания (рентгеновские пленки).

Ультразвуковой метод основан на исследовании процесса распространения упругих колебаний в контролируемом объекте. Этот метод основан на способности ультразвуковых колебаний отражаться от внутренних неоднородностей контролируемой среды.

Все трубопроводы подвергаются испытанию на прочность и плотность. Для этого чаще применяют гидравлическое испытание, реже – пневматическое. В соответствии с требованиями НТД проведение гидравлического или пневматического испытания трубопроводов относятся к основным видам работ при оценке их технического состояния. При диагностировании технического состояния длительно проработавшего оборудования, для продления ресурса его безопасной эксплуатации этот метод является обычно завершающим этапом диагностирования [2].

При испытании на прочность в трубопроводе создают давление, превышающее рабочее. При этом в конструкции трубопровода возникают повышенные напряжения, которые вскрывают его дефектные места.

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

При испытании на плотность в трубопроводе создают рабочее давление, при котором производят осмотр и обстукивание с целью выявления не плотности системы в виде сквозных трещин, отверстий и т.д.

На плотность трубопроводы испытывают только после предварительного испытания на прочность.

Гидравлический способ наиболее безопасный. Пневматический способ предусматривают в следующих случаях: когда опорные конструкции или трубопровод не рассчитаны на заполнение его водой; если температура воздуха отрицательная и отсутствуют средства, предотвращающие замораживание системы; гидравлический метод недопустим или невозможен по технологическим или другим требованиям [2].

Вид и способы испытаний, значения испытательных давлений указывают в проекте для каждого трубопровода. Испытанию следует по возможности подвергать весь трубопровод. Обвязочные трубопроводы, непосредственно примыкающие к аппаратам, испытывают одновременно с ними.

Для проведения гидравлического испытания необходимо заполнить изделие рабочей жидкостью. Давление в испытываемом трубопроводе необходимо повышать плавно и с остановками для своевременного выявления возможных дефектов. Во время выдержки не должно наблюдаться падения давления [7].

Давление нужно плавно снизить до рабочего и выдержать изделие под рабочим давлением в течение времени, необходимого для осмотра трубопровода.

Пневматическое испытание аналогично гидравлическому. В процессе испытания трубопровод заполняется воздухом или инертным газом и поднимается давление. Необходимо постоянно наблюдать за испытываемым трубопроводом. Утечки обнаруживаются по звуку.

Контроль за деформациями и напряженным состоянием трубопровода в целом не производится. Контроль за деформациями и напряженным состоянием отдельных участков трубопровода в особо сложных условиях (при просадках и пучении на вечной мерзлоте, на переходах через водные препятствия, в районах оползневых и карстовых проявлений, тектонических разломов и т.д.) возможен с использованием:

- акустико-эмиссионного метода;
- тензометрирования.

Использование шурфования, акустико-эмиссионного метода и тензометрирования требует доступа к трубопроводу и непосредственного контакта с ним [7].

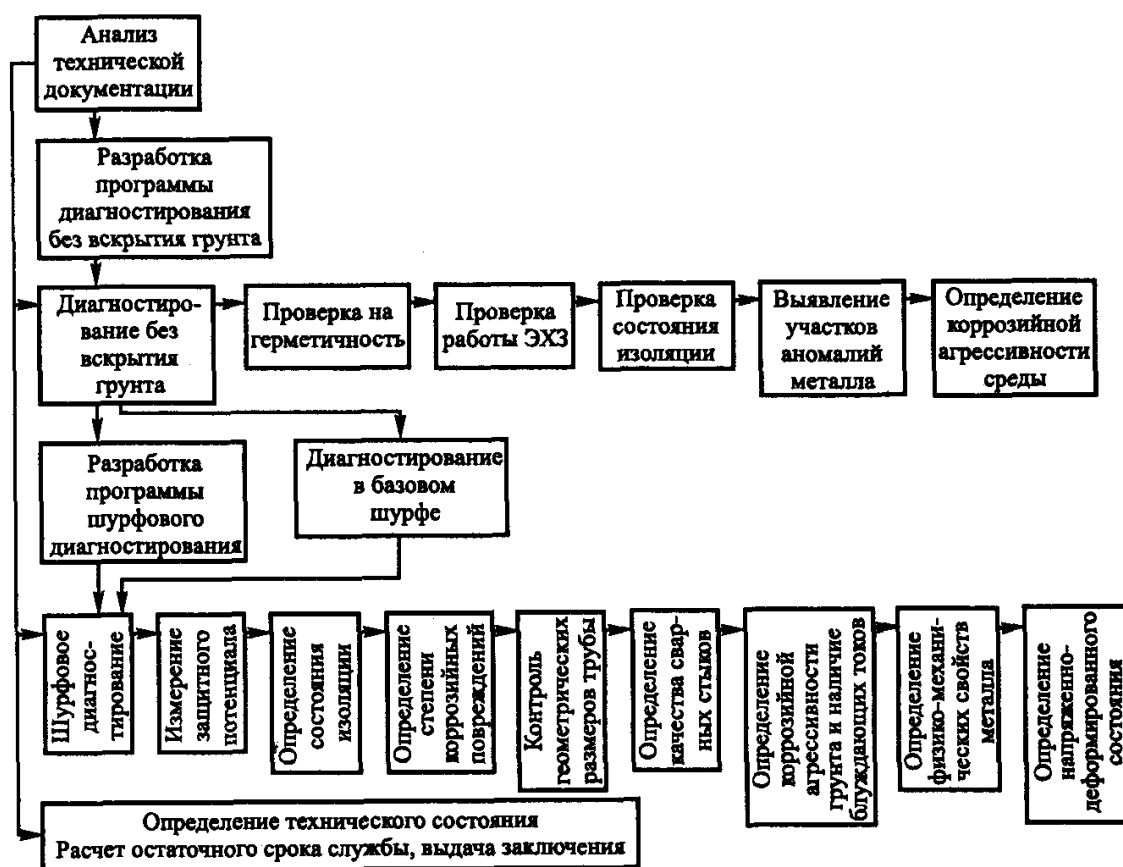


Рисунок 11 - Порядок диагностирования подземных трубопроводов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Наиболее сложными для технического диагностирования являются подземные трубопроводы.

Оперативную диагностику выполняют посредством обхода обслуживающим персоналом трассы газопровода. При обходе подземных участков утечки газа на трассе газопровода определяются по внешним признакам и приборами. Наибольшие сложности возникают при диагностировании подземных участков, что связано с трудностями доступа к ним и более интенсивным накоплением повреждений, обусловленным агрессивным воздействием грунта [14].

Получить информацию о динамике изменения свойств металла и изоляционного покрытия на трассе подземных трубопроводов, необходимую для оценки остаточного ресурса, можно только при наличии шурфов, что значительно повышает трудности диагностирования. Поэтому на первом этапе технического диагностирования максимум информации стремятся получить без вскрытия грунта.

- проверка эффективности электрохимической защиты от коррозии путем измерения потенциалов на защищенном участке (в точке подключения установки электрохимической защиты и на границах создаваемой ею защитной зоны);
- проверка состояния изоляции (в том числе наличия сквозных повреждений) производится во всех местах, доступных для визуального контроля; на засыпанных участках газопровода — проверка сплошности изоляционного покрытия с помощью специальных приборов (АНПИ, КАОДИ, C-Scan и др.);
- выявление участков газопровода с аномалиями металла труб с помощью приборов, позволяющих дистанционно установить места коррозионных или иных повреждений труб, а также участки газопровода с местным повышением напряжений [13].

- определение коррозионной активности грунта и наличия блуждающих токов на участках с наиболее неблагоприятными условиями по этому показателю.

Шурфовое диагностирование:

По полученным результатам диагностирования без вскрытия грунта составляется акт и производится шурфовое диагностирование газопровода в базовом шурфе, устраиваемом в период строительства. Если на действующем трубопроводе базовый шурф отсутствует, место базового шурфа выбирается в одном из мест обнаружения наиболее значительной аномалии металла или сквозного повреждения изоляции и однозначно в случае их совпадения (критерием, подтверждающим наличие мест аномалий, является всплеск параметров магнитного поля более чем на 20 % по сравнению с фоновым значением) [13].

Помимо базового при необходимости разрабатывается программа закладки дополнительных шурфов. Основными критериями такой необходимости являются: утечка газа, совпадение показаний приборов проверки состояния изоляции с показаниями определения аномалий металла, результаты анализа технической документации и совпадение повреждений изоляционного покрытия с местами высокой агрессивности грунта, наличие блуждающих токов.

Программа шурфового диагностирования включает:

- определение толщины и внешнего вида изоляционного покрытия (расположение и размеры сквозных повреждений, наличие трещин, бугристость и др.), механической прочности, адгезии (прилипаемости) изоляционного покрытия к металлу трубы, величины переходного электрического сопротивления;
- определение величины коррозионных повреждений трубы, наличие вмятин, рисок и т.п., контроль наружного диаметра и толщины стенки при наличии коррозионных повреждений;

- определение вида и размеров дефектов в сварных швах, если они попали в зону шурфа и при осмотре обнаружены их отклонения от требований нормативных документов;
- определение коррозионной активности грунта и наличия блуждающих токов;
- определение фактических значений временного сопротивления овф и предела текучести отф при толщине стенки 5 мм; более 5 мм — определение ударной вязкости КСУ металла, параметров напряженно-деформированного состояния в кольцевом сечении [13].

Оценку технического состояния газопровода проводят путем сравнения фактических значений параметров технического состояния с предельно допустимыми значениями соответствующих определяющих параметров. При достижении предельного состояния принимают решение о ремонте газопровода или его демонтаже. При наличии запаса производят оценку остаточного ресурса по следующим определяющим параметрам:

- переходному сопротивлению изоляционного покрытия;
- изменению пластичности металла труб в результате старения;
- изменению ударной вязкости (трещиностойкости) в результате старения;
- величине напряженно-деформированного состояния при действии фронтальной (общей) коррозии металла;
- величине язвенной (питтинговой) коррозии металла. Остаточный срок службы принимается наименьшим из рассчитанных по определяющим параметрам [2].

Метод акустической эмиссии:

Метод акустической эмиссии относится к диагностике и направлен на выявление состояния предразрушения трубопровода путем определения и анализа шумов, сопровождающих процесс образования и роста трещин.

Для регистрации волн акустической эмиссии используют аппаратуру, работающую в широком интервале частот – от кГц до МГц.

При испытании приложение нагрузки приводит к возникновению в зоне предразрушения акустического сигнала. Информация о времени распространения сигнала, его амплитуде, частотном спектре и т.п. воспринимается пьезоэлектрическими акустическими датчиками. Обработка полученной информации служит основанием для заключения о природе, месте расположения и росте дефекта [2].

Источники акустической эмиссии. Контроль сигналов АЭ

При разрушении почти все материалы издают звук, т. е. испускают акустические волны, воспринимаемые на слух. Большинство конструкционных материалов (например, многие металлы и композиционные материалы) начинают при нагружении испускать акустические колебания в ультразвуковой (неслышимой) части спектра еще задолго до разрушения. Изучение и регистрация этих волн стала возможной с созданием специальной аппаратуры.

Под акустической эмиссией (эмиссия — испускание, генерация) понимается возникновение в среде упругих волн, вызванных изменением ее состояния под действием внешних или внутренних факторов. Акустико-эмиссионный метод основан на анализе этих волн и является одним из пассивных методов акустического контроля. В соответствии с ГОСТ 27655—88 «Акустическая эмиссия. Термины, определения и обозначения» механизм возбуждения акустической эмиссии (АЭ) является совокупность физических и (или) химических процессов, происходящих в объекте контроля. В зависимости от типа процесса АЭ разделяют на следующие виды:

- АЭ материала, вызываемая динамической локальной перестройкой его структуры;

• АЭ трения, вызываемая трением поверхностей твердых тел в местах приложения нагрузки и в соединениях, где имеет место податливость сопрягаемых элементов;

• АЭ утечки, вызванная результатом взаимодействия протекающей через течь жидкости или газа со стенками течи и окружающим воздухом;

• АЭ при химических или электрических реакциях, возникающих в результате протекания соответствующих реакций, в том числе сопровождающих коррозионные процессы;

• магнитная и радиационная АЭ, возникающая соответственно при перемагничивании материалов (магнитный шум) или в результате взаимодействия с ним ионизирующего излучения;

• АЭ, вызываемая фазовыми превращениями в веществах и материалах [2].

Таким образом, АЭ — явление, сопровождающее едва ли не все физические процессы, протекающие в твердых телах и на их поверхности. Возможности регистрации ряда видов АЭ вследствие их малости, особенно АЭ, возникающих на молекулярном уровне, при движении дефектов (дислокаций) кристаллической решетки, ограничивается чувствительностью аппаратуры, поэтому в практике АЭ контроля большинства промышленных объектов, в том числе объектов нефтегазовой промышленности, используют первые три вида АЭ.

При этом необходимо иметь в виду, что АЭ трения создает шум, приводит к образованию ложных дефектов и является одним из основных факторов, усложняющих применение АЭ метода [21].

Кроме того, из АЭ первого вида регистрируются только наиболее сильные сигналы от развивающихся дефектов: при росте трещин и при пластическом деформировании материала. Последнее обстоятельство придает АЭ методу большую практическую значимость и обуславливает его широкое применение для целей технической диагностики.

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Целью АЭ контроля является обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за источниками акустической эмиссии, связанными с несплошностями на поверхности или в объеме стенки объекта контроля, сварного соединения и изготавливаемых частей и компонентов. Все индикации, вызванные источниками АЭ, должны быть при наличии технической возможности оценены другими методами неразрушающего контроля [21].

Регистрация сигнала от источника АЭ осуществляется одновременно с шумом постоянного или переменного уровня. Шумы являются одним из основных факторов, снижающих эффективность АЭ контроля. Ввиду разнообразия причин, вызывающих их появление, шумы классифицируются в зависимости от:

- механизма генерации (источника происхождения) — акустические (механические) и электромагнитные;
- вида сигнала шумов — импульсные и непрерывные;
- расположения источника — внешние и внутренние.

Основными источниками шумов при АЭ контроле объектов являются:

- разбрызгивание жидкости в емкости, сосуде или трубопроводе при его наполнении;
- гидродинамические турбулентные явления при высокой скорости нагружения;
- трение в точках контакта объекта с опорами или подвеской, а также в соединениях, обладающих податливостью;
- работа насосов, моторов и других механических устройств;
- действие электромагнитных наводок;
- воздействие окружающей среды (дождя, ветра и пр.);
- собственные тепловые шумы преобразователя АЭ и шум входных каскадов усилителя (предусилителя).

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Для подавления шумов и выделения полезного сигнала обычно применяют два метода: амплитудный и частотный. Амплитудный заключается в установлении фиксированного или плавающего уровня дискриминационного порога U_n , ниже которого сигналы АЭ аппаратура не регистрирует. Фиксированный порог устанавливается при наличии шумов постоянного уровня, плавающий — переменного. Плавающий порог U_n , устанавливаемый автоматически за счет отслеживания общего уровня шумов, позволяет, в отличие от фиксированного, исключить регистрацию части сигналов шума как сигнала АЭ [21].

Частотный метод подавления шумов заключается в фильтрации сигнала, принимаемого приемниками АЭ, с помощью низко- и высокочастотных фильтров (ФНЧ/ФВЧ). В этом случае для настройки фильтров перед проведением контроля предварительно оценивают частоту и уровень соответствующих шумов [21].

После прохождения сигнала через фильтры и усилительный тракт, наряду с трансформацией волн на поверхности контролируемого изделия, происходит дальнейшее искажение первоначальных импульсов источника АЭ. Они приобретают двухполярный осциллирующий характер. Дальнейший порядок обработки сигналов и использования их в качестве информативного параметра определяется компьютерными программами сбора данных и их постобработки, использованными в соответствующей аппаратуре различных производителей. Правильность определения числа событий и их амплитуда будут зависеть не только от возможности их регистрации (разрешающей способности аппаратуры), но и от способа регистрации [22].

После обработки принятых сигналов результаты контроля представляют в виде идентифицированных (с целью исключения ложных дефектов) и классифицированных источников АЭ.

Выявленные и идентифицированные источники АЭ рекомендуется разделять на четыре класса:

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

- первый — пассивный источник, регистрируемый для анализа динамики его развития;
- второй — активный источник, требующий дополнительного контроля с использованием других методов;
- третий — критически активный источник, требующий контроля за развитием ситуации и принятия мер по подготовке возможного сброса нагрузки;
- четвертый — катастрофически активный источник, требующий немедленного уменьшения нагрузки до нуля либо до величины, при которой активность источника снижается до уровня второго или третьего класса.

Учитывая большое число параметров, характеризующих АЭ, отнесение источников к соответствующему классу осуществляется с помощью ряда критериев, учитывающих набор параметров. Выбор критериев осуществляется по ПБ 03-593-03 в зависимости от механических и акустико-эмиссионных свойств материалов контролируемых объектов [22]. К числу критериев относятся следующие:

- амплитудный, основанный на регистрации амплитуд импульсов (не менее трех от одного источника) и их сравнении с величиной превышения порога (A_p), которая соответствует росту трещины в материале.
- интегральный, основанный на сравнении оценки активности источников АЭ F с относительной силой этих источников J_k в каждом интервале регистрации.
- локально-динамический, использующий изменение числа АЭ локационных событий на ступенях выдержки давления и динамику изменения энергии или квадрата амплитуды лоцированного события с ростом нагруженности объекта. Этот критерий используется для оценки состояния объектов, структура и свойства материала которых точно не известны.
- интегрально-динамический, производящий классификацию источника АЭ в зависимости от его типа и ранга. Тип источника определяют по динамике

энерговыведения, исходя из амплитуды АЭ сигналов на интервале наблюдения. Ранг источника устанавливают путем расчета его коэффициента концентрации С и суммарной энергии Е.

- критерии кода ASME, предназначенные для зонной локации и требующие знания допустимых значений параметров АЭ, что предполагает предварительное изучение свойств контролируемых материалов и учет объекта контроля как акустического канала.

Структура аппаратуры АЭ контроля определяется следующими основными задачами: прием и идентификация сигналов АЭ, их усиление и обработка, определение значений параметров сигналов фиксация результатов и выдача информации. Аппаратура различается степенью сложности, назначением, транспортабельностью, а также классом в зависимости от объема получаемой информации [21].

Метод АЭ позволяет контролировать всю поверхность объекта контроля. Для проведения контроля должен быть обеспечен непосредственный доступ к участкам поверхности объекта контроля для установки ПАЭ. При отсутствии такой возможности, например при проведении периодического или постоянного контроля подземных магистральных трубопроводов без освобождения их от грунта и изоляции, могут быть использованы волноводы, укрепленные постоянно на контролируемом объекте.

До нагружения объекта проверяют работоспособность аппаратуры и оценивают погрешность определения координат с помощью имитатора. Его устанавливают в выбранной точке объекта и сравнивают показания системы определения координат с реальными координатами имитатора. В качестве имитатора используют пьезоэлектрический преобразователь, возбуждаемый электрическими импульсами от генератора [22].

Визуализация расположения источников АЭ осуществляется с помощью видеомонитора, на котором источники изображаются в соответствующем месте на развертке контролируемого объекта (см. рис. 1) в виде светящихся точек различной яркости, цвета или формы (зависит от использованного программного обеспечения). Документирование результатов контроля осуществляется с помощью соответствующих периферийных устройств, подключаемых к основному процессору.

В случае непрерывной АЭ определить время задержки сигналов становится невозможно. В этом случае координаты источника АЭ можно определить, используя так называемый амплитудный метод, основанный на измерении амплитуды сигнала разными ПАЭ [21]. В практике диагностирования этот метод применяют для обнаружения течей через сквозные отверстия контролируемого изделия. Он заключается в построении столбчатой гистограммы амплитуды сигнала источника, принимаемого различными ПАЭ.

Анализ такой гистограммы позволяет выявить зону расположения течи. Удобен при диагностировании таких линейных объектов, как нефте- и газопроводы.

Системы диагностического мониторинга, базирующиеся на методе АЭ контроля, являются наиболее универсальными. Аппаратное решение такой системы обычно включает:

- типовые блоки акустико-эмиссионной аппаратуры;
- блоки согласования и коммутации всех видов первичных преобразователей дополнительных видов неразрушающего контроля, состав которых определяется видом контролируемого объекта;
- блоки управления и принятия решения по результатам диагностической информации о текущем состоянии контролируемого объекта.

На каждый объект разрабатывается соответствующая технология контроля. Работы по АЭ контролю начинаются с установки ПАЭ на объект. Установка осуществляется непосредственно на зачищенную поверхность объекта либо должен быть использован соответствующий волновод. Для осуществления локаций источников АЭ на объемном объекте, имеющем большую площадь поверхности, ПАЭ размещаются в виде групп (антенн), в каждой из которых используется не менее трех преобразователей. На линейном объекте в каждой группе используют по два ПАЭ [14].

Контроль проводится только при создании в конструкции напряженного состояния, инициирующего в материале объекта работу источников АЭ. Для этого объект подвергается нагружению силой, давлением, температурным полем и т.д.

Наблюдение и контроль следует осуществлять на всех этапах испытаний. Некоторые виды дефектов проявляют себя в период сброса давления. Так, при снижении давления возникают сигналы от трения берегов трещин при их смыкании.

Такие дефекты, как отдулины, возникающие чаще всего при наводороживании металла и проявляющиеся в расслоении металла по толщине, также обнаруживаются на этапе сброса давления (отдулины хорошо обнаруживаются визуально при косом освещении, иногда ощущаются при нажатии рукой). Для подтверждения их наличия обычно применяют методы УЗК [21].

В процессе нагружения рекомендуется непрерывно наблюдать на экране монитора обзорную картину АЭ излучения испытываемого объекта. Испытания прекращаются досрочно в случаях, когда регистрируемый источник АЭ относится к четвертому классу. Объект должен быть разгружен, испытание либо прекращено, либо выяснен источник АЭ и оценена безопасность продолжения испытаний. Быстрое (экспоненциальное) нарастание суммарного счета,

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

амплитуды импульсов, энергии или MARSE может служить показателем ускоренного роста трещины, приводящего к разрушению [22].

Характерными особенностями метода АЭ контроля, определяющими его возможности и область применения, являются следующие:

- метод АЭ контроля обеспечивает обнаружение и регистрацию только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности. При этом большие по размерам дефекты могут попасть в класс неопасных, что значительно снижает потери из-за перебраковки. Одновременно при развитии опасного растущего дефекта, когда его размеры приближаются к критическому значению, амплитуда сигналов АЭ и темп их генерации резко увеличиваются, что приводит к значительному возрастанию вероятности обнаружения такого источника АЭ и повышает надежность эксплуатируемого оборудования;

- чувствительность метода АЭ контроля весьма высока. Он позволяет выявить в рабочих условиях приращение трещины порядка долей миллиметра, что значительно превышает чувствительность других методов. Положение и ориентация объекта не влияют на выявляемость дефектов;

- свойство интегральности метода АЭ контроля обеспечивает контроль всего объекта с использованием одного или нескольких преобразователей АЭ контроля, неподвижно установленных на поверхности объекта;

- метод АЭ контроля обеспечивает возможность проведения контроля объектов без удаления их гидро - или теплоизоляции [4]. Для проведения контроля достаточно вскрыть изоляцию только в местах установки преобразователей, что многократно снижает объем восстановительных работ;

- метод обеспечивает возможность проведения дистанционного контроля недоступных объектов, таких, как подземные и подводные трубопроводы, аппараты закрытых конструкций и т.п.;

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

- метод позволяет проводить контроль различных технологических процессов и процессов изменения свойств и состояния материалов и имеет меньше ограничений, связанных с их свойствами и структурой;

- при контроле промышленных объектов метод во многих случаях обладает максимальным значением отношения эффективность/стоимость.

Существенным недостатком метода является сложность выделения полезного сигнала из помех, когда дефект мал. Другим существенным недостатком метода наряду с высокой стоимостью аппаратуры является необходимость высокой квалификации оператора АЭ контроля [22].

Структура аппаратуры АЭ контроля определяется следующими основными задачами: прием и идентификация сигналов АЭ, их усиление и обработка, определение значений параметров сигналов фиксация результатов и выдача информации. Аппаратура различается степенью сложности, назначением, транспортабельностью, а также классом в зависимости от объема получаемой информации.

Наибольшее распространение нашла многоканальная аппаратура, позволяющая наряду с параметрами АЭ определять координаты источников сигналов с одновременной регистрацией параметров испытаний (нагрузка, давление, температура и пр.).

Закрепление ПАЭ на поверхности объекта контроля осуществляется различными способами: с помощью клея, хомутами, струбцинами, магнитными держателями, с помощью стационарно установленных кронштейнов и т. п. В практике промышленного АЭ контроля используют в основном резонансные ПАЭ, так как чувствительность у них намного выше [21].

Крепление ПАЭ осуществляется с помощью магнитного прижима. Для обеспечения максимальной чувствительности тыльная сторона пластины

выполнена свободной, а боковая поверхность задемпфирована лишь на 30 % компаундом.

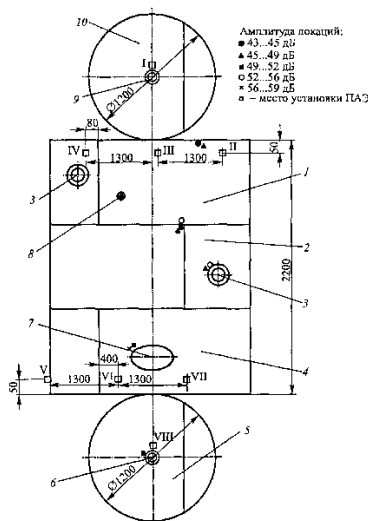


Рисунок 12 - Схема расположения источников АЭ на развертке сосуда и местоположение зарегистрированных дефектов: 1 — обечайка 1; 2 — обечайка 2; 3 — вход воздуха; 4 — обечайка 3; 5 — днище нижнее; 6 — штуцер слива конденсатора; 7 — лазовое отверстие; 8 — штуцер манометра; 9 — штуцер предохранительного клапана; 10 — днище верхнее; I—VIII — номера приемников АЭ

В настоящее время на трубопроводах эксплуатируется ряд систем, работа которых основана на различных физических принципах.

Акустические системы регистрируют в акустическом диапазоне частот волны, сформированные утечками. К этим системам относятся: СНКГН-1, СНКГН-2 (НИИ интроскопии при Томском политехническом университете); "LeakWave" (фирма "Энергоавтоматика", Москва); "Капкан" (ООО "Проект-ресурс", Нижний Новгород); "WaveAlert Acoustic Leak Detection System" (компания Acoustic Systems Incorporated, США); "Leak and Impact / Shock Detection System L.D.S." (Франция) [21].

Параметрические системы основаны на измерении давления и расхода продукта перекачки. Предлагаются также системы, работающие на других физических принципах, среди которых, в частности, следует отметить систему виброакустического мониторинга на основе волоконно-оптического кабеля; волоконно-оптический датчик (кабель) для обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов; систему оперативного дистанционного контроля утечек, основанную на измерении проводимости изоляционного покрытия трубопровода.

Акустические и параметрические системы имеют преимущества по сравнению с другими благодаря более высоким техническим характеристикам и экономическим показателям. При сравнении систем существенным показателем является стоимость оборудования, его монтажа и текущего обслуживания в расчете на 1 км протяженности трубопровода. И если характеристики двух систем сравнимы, то предпочтение отдается, безусловно, экономически более привлекательной разработке [19].

Анализ экономических показателей позволяет условно разделить перечисленные системы на две стоимостные группы (распределенные и протяженные системы), которые отличаются способом монтажа оборудования на трубопроводе:

в распределенных системах регистрирующие модули устанавливаются на трубопроводе, как правило, на значительном расстоянии друг от друга и используют доступные каналы связи - радиоканал, спутниковый, телемеханический, оптоволоконный.

К этой группе относятся акустические и параметрические системы; в протяженных системах устанавливаемое оборудование требует прокладки вдоль трубопровода дополнительного канала связи.

Для распределенных систем стоимость оборудования, монтажа и текущего обслуживания в расчете на 1 км примерно в 10 раз ниже по сравнению с протяженными системами.

В то же время анализ технических характеристик указанных систем показывает, что они обеспечивают регистрацию крупных утечек, сопровождающихся падением давления, и имеют предел чувствительности, который составляет около 1 % производительности трубопровода. При этом утечки с низкой интенсивностью (менее 1 %) такие системы не регистрируют. Так, например, при производительности 2000 м³/ч система с чувствительностью 1 % способна обнаружить только утечку с интенсивностью 333,3 л/мин и более [22].

Чувствительность рассматриваемых систем ограничена "шумом" измеряемых параметров. В последнее время растет производительность магистральных трубопроводов, что приводит к увеличению "шума" и снижению чувствительности систем. Реализация только одной функции контроля технического состояния в акустических системах является их существенным недостатком.

Для обеспечения нескольких функций, например таких, как регистрация утечек, охрана трубопровода, сопровождение (контроль местоположения) внутритрубных устройств, необходимо устанавливать 3 разные системы, что приводит к снижению и надежности при реализации отдельных функций и росту общих затрат.

3.3. Определение состояния изоляционных покрытий

В процессе технической диагностики нефтегазового оборудования методы электрического контроля используют в первую очередь для оценки целостности изоляционных покрытий. Контроль состояния изоляции осуществляют обычно

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

электропараметрическим (методом «влажной губки») и электроискровым («высоковольтным») методами [16].

Определение состояния изоляции подземных трубопроводов производится:

- на основе визуального осмотра;
- по величине переходного сопротивления;
- по количеству сквозных повреждений.

Визуальный осмотр изоляции выполняется в шурфах. Шурфованию при обследовании трубопроводов принадлежат те участки, на которых

предполагается наличие разрушений изоляции (на основе анализа статистических данных об авариях, работы СКЗ и др.). Количество шурфов, отрытых на каждом километре обследуемого трубопровода, должно быть не больше двух.

При отрыве шурфов осторожно снимают прилегающие к трубопроводу слои земли с тем, чтобы не нарушить изоляцию в трубе. Далее производят визуальное обследование с описанием внешнего вида и типа повреждения покрытия, определяют адгезию защитного покрытия на неповрежденной части изоляции.

Недостатком данного метода является субъективность в оценке качества изоляции.

Наиболее полно состояние изоляционного покрытия подземных трубопроводов характеризует величина переходного сопротивления. Переходное сопротивление подземного изолированного металлического трубопровода — это сопротивление входу тока в подземный трубопровод, а также выходу из него [16].

Проще всего определить переходное сопротивление R_n в местах установки контрольно-измерительных колонок (КИК). В этом случае используется схема измерения, изображенная на рисунке 13. В качестве источника тока и одновременно измерительного прибора используются измерители сопротивления

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

МС-08, М-231 и др. Значение переходного сопротивления снимают непосредственно по шкале прибора. Однако возможности данного метода ограничены, поскольку КИК размещаются по трассе трубопровода через 1 км.

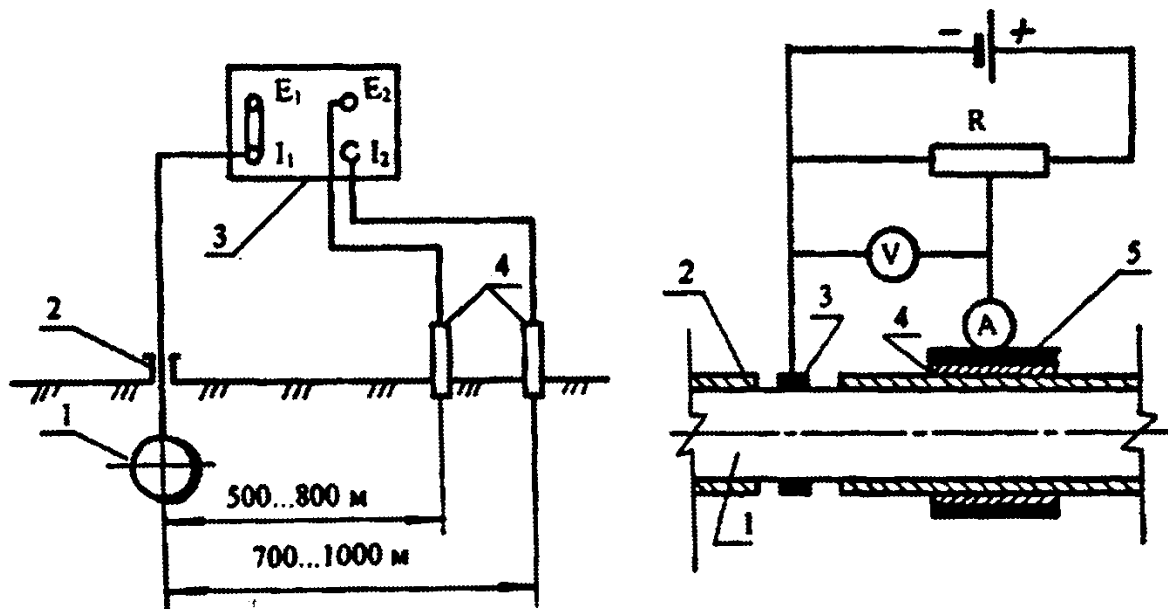


Рисунок 13 — Схема определения переходного сопротивления измерителями сопротивления: 1 — трубопровод; 2 — контрольно-измерительная колонка; 3 — измеритель сопротивления; 4 — измерительные электроды

Переходное сопротивление может быть измерено в шурфах методом «мокрого контакта» (рисунок 13). Схема измерений по данному методу состоит в следующем. Покрытие в месте измерения очищают от грунта и свободной влаги по периметру трубопровода полосой, ширина которой должна быть не менее 0,5 м. На очищенную поверхность накладывают тканевое полотенце, смоченное в 3%-м растворе поваренной соли, а на него — металлический электрод-бандаж [16].

Делителем R устанавливают рабочее напряжение $U = 30$ В и определяют по амперметру величину тока утечки I . После этого вычисляют переходное сопротивление.

Для применения метода «мокрого контакта» необходимо производить

шурфование трубопровода.

Известно, что чем хуже состояние изоляции, тем большая величина защитного тока необходима, чтобы поддерживать на трубопроводе требуемую величину защитного потенциала. Поэтому о состоянии изоляционного покрытия подземного трубопровода можно судить по величине плотности защитного тока, равной отношению тока дренажа к площади защищаемой поверхности.

Определение местонахождения сравнительно крупных сквозных повреждений в защитном покрытии подземных трубопроводов основано на измерении падения напряжения на поверхности грунта между двумя электродами, создаваемого током, стекающим с трубы в местах повреждений. Для локализации можно применять постоянный или переменный ток [16].

Одним из методов контроля состояния изоляционного покрытия подземных трубопроводов является определение количества сквозных повреждений в нем. Этот метод предложен американским изобретателем Д. Пирсоном в 40-х гг. XX столетия и мало изменился до нашего времени. Совершенствовалась только аппаратура для его реализации.

Метод с использованием переменного тока имеет следующие преимущества: его можно применять в зоне влияния блуждающих токов, и в качестве электродов могут быть использованы простые металлические штыри.

Содержание метода Пирсона заключается в следующем. Генератор звуковой частоты порядка 1000 Гц подключается одним полюсом к подземному трубопроводу, а другим — к земле. Ток, идущий по трубопроводу, стекает в местах повреждения изоляции и создает повышение потенциала, которое может быть измерено двухэлектродной установкой.

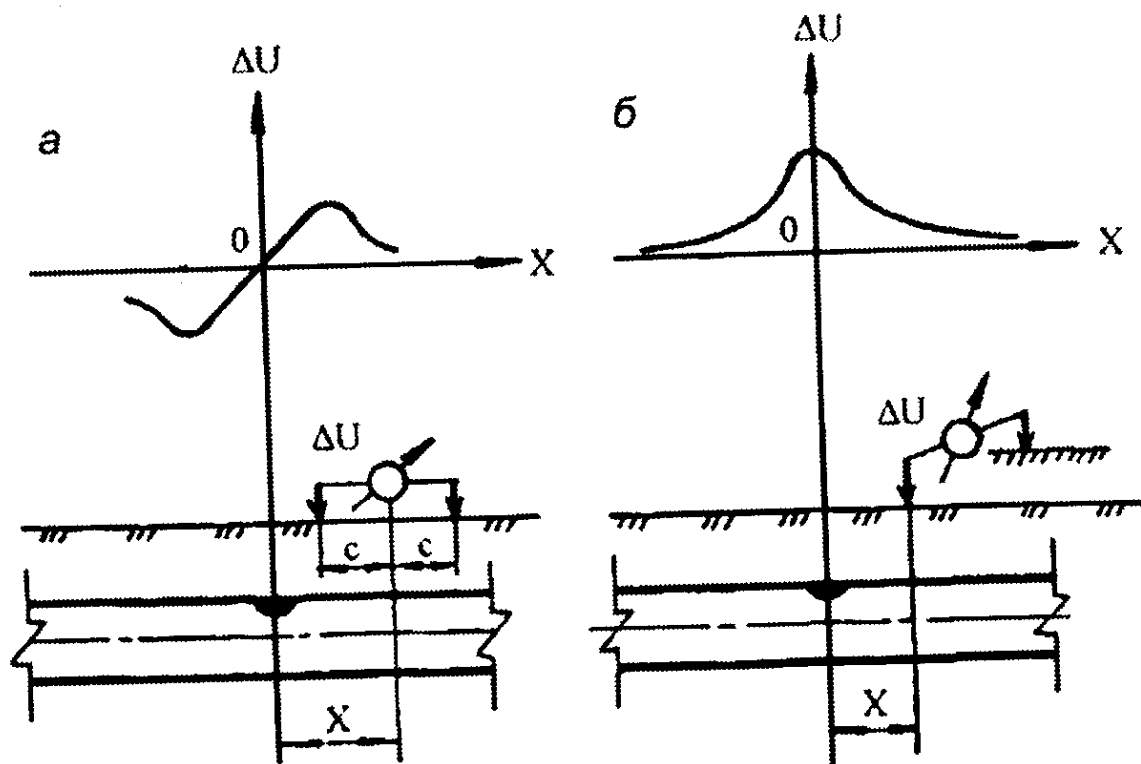


Рисунок 15 — График изменения разности потенциалов между измерительными электродами: а — при продольном расположении электродов; б — при поперечном расположении электродов

Два оператора при помощи щупов или контактных башмаков снимают разность потенциалов на поверхности земли, результат регистрируют по показаниям прибора или звуковому сигналу. Для более точного выделения полезного сигнала и устранения влияния посторонних напряжений в грунте генератор может работать в пульсирующем режиме [14].

Один из операторов движется над осью трубы, другой в 10 м от него по линии, перпендикулярной оси трубы. При приближении первого оператора к месту дефекта амплитуда сигнала возрастает и достигает максимума, когда щуп находится непосредственно над дефектом. При удалении от повреждения уровень сигнала снижается. При невозможности перемещения операторов таким образом,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

например, при густых зарослях или болотистой местности, операторы могут передвигаться друг за другом над осью трубы.

В этом случае оператор, контролирующий уровень сигнала, должен быть особо внимателен, так как уровень сигнала будет возрастать дважды, в момент прохождения над дефектом первого и второго операторов. Кроме того, поблизости могут находиться другие дефекты, которые осложняют локализацию [14].

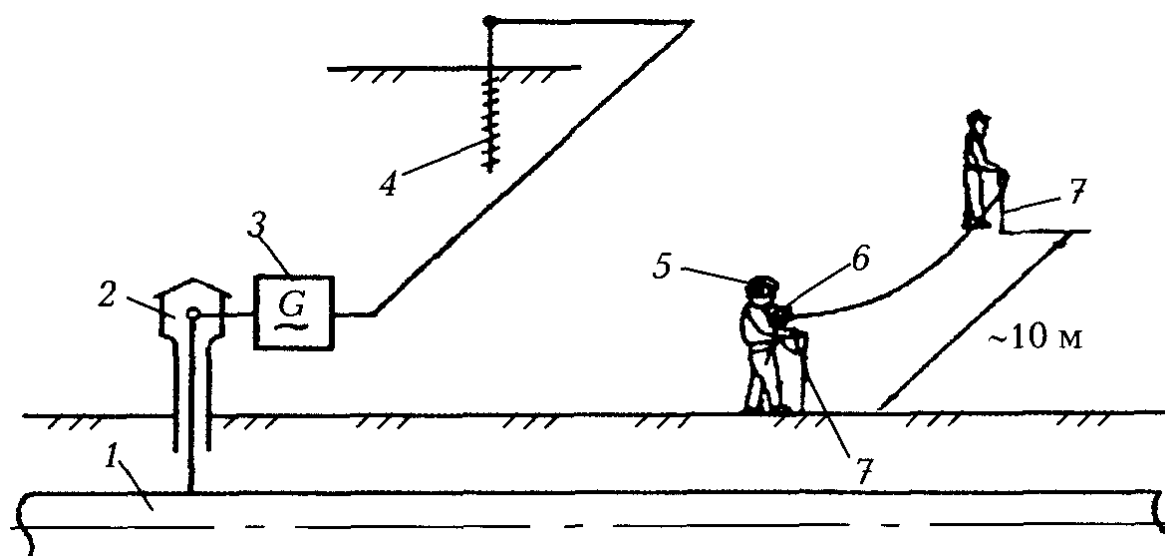


Рисунок 16 - Обнаружение сквозных дефектов изоляционного покрытия методом Пирсона с помощью прибора ИПИ: 1 — труба; 2 — КИП; 3 — генератор звуковой частоты; 4 — временный заземлитель; 5 — головные телефоны; 6 — приемник ИПИ; 7 — стальные электроды

Необходимым условием применимости данного метода является знание положения оси трубопровода. Поэтому приборы для контроля изоляции должны еще определять трассу трубопровода, т. е. должны быть снабжены поисковым контуром.

В отечественной практике места дефектов в изоляции подземных

трубопроводов определяют одним из типов искателей повреждений (ИПИ-76, АНПИ «Пеленг-1», ИТ-5 и др.), либо установкой для определения дефектных мест в изоляционном покрытии магистральных трубопроводов УКИ-1.

Более точную локализацию места повреждения покрытия можно осуществить путем измерения градиента постоянного тока на поверхности земли над осью трубы (метод постоянного тока).

Для этого два медно-сульфатных электрода типа ЭСП с удлинительными штангами (можно использовать лыжные палки) устанавливают над осью трубы на расстоянии 1 — 1,5 м друг от друга. В качестве измерительного прибора используют цифровой мультиметр или высокоомный вольтметр с нулевой отметкой в центре шкалы рисунок 17.

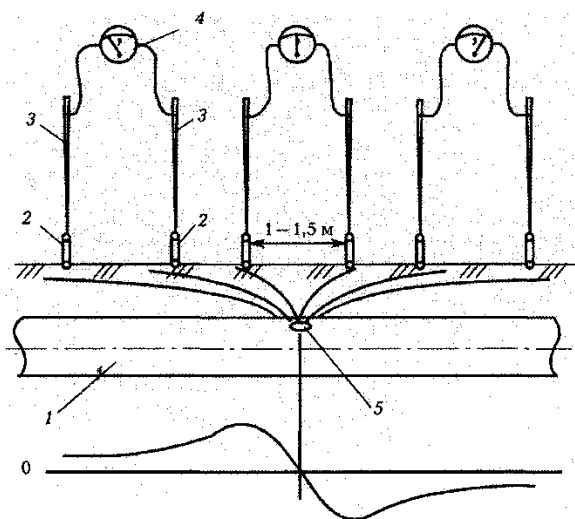


Рисунок 17 - Локализация сквозных дефектов защитного покрытия путем измерения градиента постоянного тока: 1 — труба; 2 — медно-сульфатный электрод; 3 — удлинительные штанги; 4 — высокоомный вольтметр; 5 — дефект защитного покрытия

Электроды эквидистантно друг относительно друга переставляют вдоль оси трубы. При приближении к месту дефекта наблюдается увеличение градиента

постоянного тока, который достигает максимума, когда один электрод расположен над дефектом, а при симметричном расположении электродов относительно дефекта разность потенциалов равна нулю [12]. Место дефекта определяют путем деления расстояния между электродами на две равные части.

При дальнейшем перемещении электродов наблюдается вновь увеличение градиента напряжения и постепенный его спад.

Для количественной оценки размеров дефектов целесообразно применять методы, основанные на постоянном токе, поскольку ввиду емкостной проводимости сопротивление покрытия для переменного тока уменьшается.

Определение места сквозного дефекта в изоляции путем детального измерения потенциалов трубопровода осуществляют различными системами: аппаратурой "Поиск-01" фирмы "Парсек" (Россия), "Вайлекес Электроник" (Германия), системой "Корпак" или приборным комплексом "Сервейер МК-9" (Великобритания) и др. Комплексы состоят из измерительных устройств с памятью, измерительных электродов, персонального компьютера, печатающего и графопостроительного устройств. В комплект также входят катушки с проводом, таймер и устройства для прерывания тока УКЗ [16].

Измерения проводят методом выносного электрода, поляризационный потенциал измеряют методом отключения тока поляризации через короткие промежутки времени.

Синхронное (или несинхронное для аппаратуры "Поиск-01") отключение тока поляризации УКЗ осуществляют с помощью синтактов, управляемых синхронизированными таймерами или специальными прерывателями.

Оператор перемещается над осью трубы, переставляя два медно-сульфатных электрода сравнения, осуществляя контакт измерительного устройства с грунтом.

					Текущий контроль трубопроводной продукции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

Контакт с трубой осуществляется через контрольный вывод с помощью переносной катушки. На катушке имеется счетное устройство, позволяющее осуществить привязку к трассе трубопровода и к отдельным ориентирам на трассе.

Современные системы для обследований оснащены устройством GPS для спутниковой привязки измерений к местности с точностью до 3— 15 м.

Для учета влияния и регистрации блуждающих токов в ближайших КИПах устанавливают стационарные электроды с измерительными и запоминающими устройствами типа "Минилог-128", РАД-256 и др.

Прерывание тока поляризации осуществляется в диапазоне от 1 до 27 с, например, по схеме: 5с — включено, 1с — отключено и др. Измерение потенциала отключения проводят автоматически, не ранее 100 мс с момента отключения [14].

Данные, накопленные в результате измерений в запоминающих устройствах, переводят в компьютер, где обрабатывают и индицируют на экране дисплея.

В окончательном виде результаты обследования трубопровода выдают в виде таблиц и цветных графиков. По таблицам и графикам определяют места повреждений защитного покрытия и зоны недозащиты и перезащиты трубопровода.

Опыт диагностирования трубопроводов показывает, что для достоверной оценки их состояния невозможно ограничиться каким-либо одним методом диагностирования. Объективный диагноз может быть поставлен только в рамках комплексных исследований состояния трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие / А. Б. Айнбиндер. — Москва : Недра, 1991. — 287 с. – 5-247-01809-5.

2. Бабин Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособие для вузов / Л. А. Бабин, П. Н. Григоренко, Е. Н. Ярыгин. – Москва : Недра, 1995.—246 с.

3. Богданов Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования / Е. А. Богданов - Москва : Высшая школа, 2006.- 279 с. - ISBN 5-06-005442-X.

4. Гошко А. И. Арматура трубопроводная целевого назначения. Производство. Испытания. Монтаж / А. И. Гошко - Москва : Машиностроение, 2003. - 336 с. - ISBN 5-217-03183-2.

5. Мустафин Ф. А. Защита трубопроводов от коррозии. Т.2 / Ф. А. Мустафин, Л. И. Быков, А. Г. Гумеров. - СПб. : Недра, 2007. – 656 с.

6. Коршак А. А. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций. / А. А. Коршак, Л. Р. Байкова. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 176 с. - ISBN 978-5-94423-154-3.

7. Сосин Ф. Р. Неразрушающий контроль и диагностика : Справочник / Ф. Р. Сосин ; под редакцией академика РАН В.В.Клюева. – Москва : Машиностроение, 2008. – 560 с. – ISBN 978-5-94275-409-9.

8. Сейнов С. В. Входной контроль и испытания запорной арматуры / С. В. Сейнов. – Москва : Инструмент, 2006. - 158с.

					«Организация входного и текущего контроля при строительстве нефтегазопровода»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Семенов И. А.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Рудаченко А.В.				121	124
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		
					Список использованной литературы		

9. Сейнов С. В. Трубопроводная арматура. Исследования. Производство. Ремонт / С. В. Сейнов. – Москва : Машиностроение, 2002. - 392 с.
10. Сейнов С. В. Задвижки клиновые. Использование. Техническое обслуживание. Ремонт / С. В. Сейнов, Ю. С. Сейнов. – Москва : Инструмент, 2003. - 144 с.
11. Сейнов С. В. Участки для ремонта арматуры. Обоснование. Организация. Оборудование / С. В. Сейнов. – Москва : Инструмент, 2003. - 136 с.
12. Бахмат Г. В. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Г. В. Бахмат, Г. Г. Васильев, Ю. В. Богатенков.; под редакцией Ю. Д. Земенкова. – Москва : Инфра Инженерия, 2006. – 821 с. - ISBN 5-9729-0001-7.
13. Бакшина С. А. Трубопроводный транспорт нефти. Том 2 / С. А. Бакшина, С. М. Вайншток, Г. Г. Васильев.; Под ред. С.М.Вайнштока. – Москва : Недра, 2004. – 621 с. - ISBN: 5-8365-0175-0
14. Харионовский В. В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В. В. Харионовский. — Ленинград : Недра, 1990.— 180 с. ISBN 5-247-01145-7
15. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001425> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.
16. ГОСТ 24297-2013. Верификация закупленной продукции. Организация проведения методов контроля: дата введения 2014-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108068> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

17. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия: дата введения 1987-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200280> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

18. СНиП 2.05.06 — 85*. Магистральные трубопроводы: дата введения 1986-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001207> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

19. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования: дата введения 2014-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200110076> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

20. ГОСТ 2.124 – 2014. Порядок применения покупных изделий: дата введения 2016-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200122008> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

21. ГОСТ 6996. – Сварные соединения. Методы определения механических свойств: дата введения 1967-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003544> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

22. ГОСТ 6032 – 2017. Стали и сплавы коррозионно - стойкие. Методы испытания на стойкость к межкристаллитной коррозии: дата введения 2018-08-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146865> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

23. ГОСТ Р ИСО 9000-2015. Система менеджмента качества: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200124393> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

24. РД 26-07-263-86. Типовая методика испытаний трубопроводной арматуры на прочность и плотность материала деталей и швов: дата введения 1986-10-24. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/898914315> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

25. ФНиП. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: дата введения 2015-12-15. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573200380> (дата обращения 10.06.2022). – Текст : электронный.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124