

УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
Кафедра «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов»

На правах рукописи



ФЕДОРОВ АНДРЕЙ ГЕННАДЬЕВИЧ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РЕМОНТА
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ
СТАЛЬНЫХ ОБЖИМНЫХ МУФТ

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор
Р.В. Агинец

Ухта - 2017

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУФТ .	12
1.1 Классификация технологий ремонта трубопроводов с применением муфт	12
1.1.1. Металлические муфты	13
1.1.2. Муфты в виде наружной жесткой оболочки с промежуточным слоем из полимера	16
1.1.3. Полимерные муфты	19
1.2 Требования к геометрии сварных стальных труб для магистральных нефтегазопроводов	22
1.3 Оценка работоспособности обжимных муфт в условиях геометрических несовершенств пары «муфта-труба»	24
1.3.1. Критерии оценки работоспособности обжимных муфт	24
1.3.2. Влияние зазора на работоспособность муфты	27
1.4 Обзор усовершенствованных конструкций муфт для ремонта нефтегазопроводов	29
1.5 Измерение кривизны труб большого диаметра и муфт для их ремонта..	32
1.6 Учет функционального и напряженного состояния металла трубы при ремонте муфтами.....	36
1.7 Выводы по главе 1. Постановка целей и задач исследования.....	40
ГЛАВА 2 СТАТИСТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА И РЕМОНТНЫХ СТАЛЬНЫХ МУФТ	43
2.1 Сущность исследования	43
2.2 Подготовительные работы	44
2.3 Оборудование и порядок измерения геометрии труб и муфт	45
2.3.1 Оценка внутреннего диаметра труб	45
2.3.2 Оценка толщины стенки труб в контрольных точках	47
2.3.3 Оценка кривизны поверхности трубы и муфты в контрольных точках	48
2.3.4 Оценка кривизны поверхности трубы и муфты в контрольных точках	51
2.4 Результаты измерения геометрических характеристик трубы №12991 ..	51
2.5 Оценка геометрии полумуфт номинальным диаметром 1420 мм	55

2.6	Статистический анализ результатов измерений геометрии труб и муфт	57
2.7	Выводы по главе 2	61
ГЛАВА 3 РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ		
ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ СОПРЯГАЕМЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ		
«МУФТА-ТРУБА» НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕМОНТА		
62		
3.1	Определение формы поперечных сечений наружной поверхности трубы и внутренней поверхности муфты на основании результатов измерения радиусов кривизны.....	62
3.2	Вычисление величины зазора между трубой и муфтой при заданном угловом положении муфты относительно трубы	67
3.3	Выбор материалов и оборудования для проведения эксперимента	72
3.4	Разработка методики проведения эксперимента.....	77
3.4.1	Подготовительные работы	77
3.4.2	Порядок проведения испытаний	86
3.5	Обсуждение результатов эксперимента	87
3.6	Выводы по главе 3	91
ГЛАВА 4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РЕМОНТА		
ТРУБОПРОВОДОВ СВАРНЫМИ ОБЖИМНЫМИ МУФТАМИ		
94		
4.1	Методы оценки размеров дефектов металла трубопроводов	94
4.2	Оценка изгибных и касательных напряжений в месте установки ремонтной муфты.....	101
4.3	Разработка критериев обоснования границ областей металла трубопроводов с измененными физико-механическими свойствами	108
4.4	Разработка последовательности действий, необходимых для оптимизации углового положения муфты с учетом углового положения дефекта.....	114
4.5	Обоснование возможности ремонта дефекта при расчетной величине зазора в области дефекта	117
4.6	Последовательность операций при ремонте магистральных трубопроводов стальными обжимными муфтами	122
4.7	Выводы по главе 4	126
ГЛАВА 5 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ВНЕДРЕНИЯ		
УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА ТРУБ ОБЖИМНЫМИ		
МУФТАМИ.....		
128		

5.1	Разработка программного комплекса для выбора и оптимального позиционирования полумуфт при ремонте дефектов.....	128
5.1.1	Описание программного обеспечения для определения оптимального углового положения муфты на трубопроводе.....	129
5.1.2	Интерфейс программного обеспечения.....	129
5.1.3	Работа с программным обеспечением.....	134
5.1.4	Пример расчета величины зазора между муфтой и трубопроводом	137
5.1.5	Пример определения оптимального углового положения муфты на трубопроводе.....	140
5.2.	Разработка регламента ремонта дефектов нефтегазопроводов стальными обжимными муфтами (Стандарт организации ООО «ГазЭнергоСервис»).....	143
5.3.	Разработка новой конструкции муфты для ремонта нефтегазопроводов	150
5.4.	Внедрение разработанных технологий при ремонте магистрального конденсатопровода «Вуктыл – Сосногорский газоперерабатывающий завод»	153
5.4.1	Описание объекта ремонта.....	153
5.4.2	Подбор полумуфт для ремонта трубопровода.....	155
5.5.	Выводы по главе 5.....	164
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	166
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	168
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	186
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	189
	ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	194
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	198
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	201
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	205
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	213
	ПРИЛОЖЕНИЕ З.....	214
	ПРИЛОЖЕНИЕ И.....	215
	ПРИЛОЖЕНИЕ К.....	216

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. В настоящее время в РФ эксплуатируется самая разветвленная и протяженная сеть магистральных нефтегазопроводов в мире, надежно обеспечивая поставки энергоресурсов как внутри страны, так и зарубежным потребителям. Большое количество этих трубопроводов построено в 70-х годах прошлого века и работает сверх установленного проектом срока эксплуатации.

Для обеспечения работоспособности трубопроводов в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, эксплуатирующие предприятия проводят систематическую работу по диагностированию, обслуживанию и ремонту объектов трубопроводного транспорта.

Ремонт линейной части трубопроводов, как правило, выполняется на одном или нескольких межкрановых участках протяженностью более 30 км с тотальной диагностикой, разбраковкой, переукладкой и переизоляции трубопровода.

Однако опыт показывает, что условия работы трубопроводов на такой большой протяженности могут существенно различаться, при этом концентрация дефектов по длине ремонтируемого участка также различна. Кроме этого, капитальный ремонт участков трубопроводов связан с существенными материальными вложениями и их планированием, а иногда для обеспечения надежной работы нефтегазопроводов требуется срочный ремонт отдельных критических дефектов.

В этих случаях рациональным методом ремонта трубопроводов представляется ремонт с применением муфтовых технологий, которые регламентированы рядом национальных и ведомственных нормативных документов.

Среди таких технологий выделяются муфтовые технологии ремонта с применением полнообхватных стальных муфт, задача которых – обеспечение несущей способности трубопровода с дефектом за счет передачи силового воздействия от дефектной стенки трубы к муфте, что обеспечивает дальнейшую надежную и безопасную эксплуатацию.

Наиболее недорогим и технологичным методом ремонта является установка стальных обжимных муфт, которые воспринимают часть эксплуатационных нагрузок и не допускают возникновения чрезмерных напряжений в месте дефекта трубопровода.

Степень разработанности. Существенный вклад в развитие технологий ремонта при помощи муфт внесли многие отечественные и зарубежные ученые и исследователи, среди которых: Ю.В. Александров, И.Н. Бирилло, И.И. Велиюлин, Л.А. Гобарев, А.И. Егоренков, Б.А. Клюк, А.Г. Мазель, С.С. Митрошин, Н.Г. Пермяков, А.Н. Платонов, К.Е. Ращепкин, С.В. Романцов, А.С. Попков, Е.Л. Чеглаков, В.В. Харионовский, А.М. Шарыгин, В.М. Шарыгин, М.С. Якубовская, Кифнер Д., Мехью В., Хок Брайн, Фоли Н., Шмидат Д., Келти П. В ряде работ показано, что вследствие нормативных отклонений диаметра, овальности и локальной кривизны труб и ремонтных полумуфт, возникают зазоры между сопрягаемыми поверхностями муфты и трубы, снижающие эффективность ремонта.

Известно, что в соответствии с нормативными документами на трубы для магистральных трубопроводов они могут иметь существенные отклонения от правильной цилиндрической формы, а также продольную кривизну. То же относится и к полумуфтам, изготовленным из аналогичных труб.

Сегодня не разработаны методики выбора оптимального положения муфт на ремонтируемом участке трубопровода, а также не проведены исследования, связанные с выбором положения муфт на трубопроводе, обеспечивающим максимальную местную разгрузку дефектного участка трубопровода.

Важным вопросом, требующим учета при ремонте обжимными муфтами, является учет возможных изгибных и касательных напряжений в трубопроводе. Разработкой методик неотнулевых методов контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводов занимались И.Н. Андронов, М.М. Бердник.

Кроме этого, при перекрытии дефекта муфтой недостаточно сделать это только для самого дефекта, как показано в работах А.С. Кузьбожева, М.В. Чичкалова, А.Е. Зорина, А.Ю. Михалева. Вокруг «видимого» дефекта, как правило,

формируется область металла с измененными функциональными свойствами, поэтому муфта должна обеспечивать разгрузку всей дефектной области металла.

Кроме этого, возникает научно-техническая задача определения допустимости зазоров при установке муфты и определении критериев установки муфт, обеспечивающих максимальный коэффициент усиления при возможных геометрических несовершенствах.

Таким образом, разработка эффективных технологий ремонта трубопроводов с применением обжимных муфт является актуальной проблемой нефтегазовой отрасли и требует дополнительных теоретических и экспериментальных исследований.

Цель работы – Разработка научно обоснованных технологических и технических решений по совершенствованию капитального ремонта трубопроводных конструкций с применением стальных обжимных муфт в условиях геометрических несовершенств сопрягаемых поверхностей трубопровода и элементов муфты.

Задачи исследования:

1. Исследование фактической геометрии труб условным диаметром 720-1420 мм и полумуфт, предназначенных для их ремонта, включая совершенствование метода и прибора для измерения кривизны крупногабаритных деталей.
2. Теоретические исследования величины зазора между несовершенными поверхностями трубы и муфты, возникающего при установке полумуфт с заданным угловым положением.
3. Постановка и проведение экспериментальных исследований по определению влияния геометрических несовершенств сопрягаемых поверхностей «муфта-труба» на эффективность ремонта.
4. Разработка методики проведения ремонта трубопроводов сварными обжимными муфтами с учетом геометрии муфты и трубы, параметров дефектов, действующих напряжений в стенке трубопровода;
5. Разработка программного обеспечения для выбора и рационального позиционирования полумуфт при ремонте дефектов и внедрение разработанных

технологий при ремонте магистрального конденсатопровода «Вуктыл – Сосногорский газоперерабатывающий завод».

Научная новизна:

1) Экспериментально обнаружена точка излома графика «коэффициент усиления – давление в трубе», соответствующая началу работы муфты (страгивание радиального перемещения муфты) и свидетельствующая о закрывании зазора.

2) Предложена новая формула для определения коэффициента усиления муфты, адекватно работающая в случае применения стальных обжимных муфт, устанавливаемых с зазором, обусловленным несовершенством кривизны труб и муфт.

3) Предложены два критерия установки муфты, обеспечивающие наиболее плотное прилегание муфты к трубе: 1. Минимальные суммарные отклонения радиуса кривизны; 2. Минимальный суммарный зазор между муфтой и трубой; при этом экспериментально доказано что муфта, установленная в соответствии с критерием 2 демонстрирует лучшие результаты работы (коэффициент усиления $k_y=1,4\dots 1,9$, давление начала работы $P_n=0,5\dots 2,5$ МПа), относительно муфты, установленной по критерию 1 ($k_y=1,3\dots 1,8$, $P_n=1\dots 3$ МПа) и муфты, установленной произвольно ($k_y=0,3\dots 1,5$, $P_n=2\dots 5,5$ МПа).

4) Разработан алгоритм реализации метода ремонта нефтегазопровода, позволяющий обеспечить минимальные напряжения в области дефекта трубы после ремонта при имеющейся геометрии трубы в дефектном сечении и полумуфт.

Положения, выносимые на защиту.

1. Реализация разработанного алгоритма осуществления технологии капитального ремонта участка магистрального нефтегазопровода введением в него дополнительных диагностических процедур, связанных с измерением геометрии труб и муфт, уровня напряжений, оценкой механических свойств металла, повышает надежность ремонта и позволяет снизить напряжения в дефектном участке труб до требуемого уровня.

2. Применение в технологии ремонта магистрального нефтегазопровода полумуфт с измеренной геометрией внутренней поверхности при известном угловом

положении дефекта и контроле отклонения от цилиндричности ремонтируемого участка трубы позволяет оптимизировать положение муфты и ее установку с минимальным суммарным зазором, обеспечив при этом коэффициент усиления в диапазоне значений от 1,4 до 1,9, снижая время восстановления работоспособности до 30%.

Методология и методы исследования. Поставленные задачи решены с использованием методов сравнения и эксперимента, при этом при проведении экспериментальной части исследования применялись абстрагирование, обобщение и идеализация. При проведении исследований применялись механические испытания специальных образцов металла труб, натурные исследования фактической геометрии труб большого диаметра, тензометрия, статистические методы обработки экспериментальных данных.

Степень достоверности и апробация результатов.

Достоверность результатов подтверждается верификацией теоретических научных результатов с результатами физического эксперимента, выполненного на модельных образцах и с результатами теоретических, стендовых и промышленных испытаний, выполненных другими авторами, а также результатами внедрения разработанной технологии при ремонте труб конденсатопровода «Вуктыл – Сосногорский газоперерабатывающий завод».

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на IX международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт–2013», УГНТУ (г. Уфа, 2013 г.); XV Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2014», УГТУ (г. Ухта, 26-28 марта 2014 г.); Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (с международным участием) «Проблемы функционирования систем транспорта», ТюмГНГУ (г. Тюмень, 5 -7 ноября 2014 г.); VIII международной научно-технической конференции «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта», ПГУ (Беларусь, г. Новополоцк, 25 – 26 ноября 2014 г.); Межрегиональных вебинарах «Актуальные проблемы нефтегазотранспортной отрасли», УГТУ (г. Ухта – г. Н.Новгород, 2014-2016 гг.); Меж-

дународном семинаре «Рассохинские чтения», УГТУ (г. Ухта, 6-7 февраля 2014 г.; 5-6 февраля 2015 г., 2-3 февраля 2017 г.); Международной конференции «Трубопроводный транспорт: теория и практика – 2017», АО «ВНИИСТ» (г.Москва, 7-8 февраля, 2017 г.)

Теоретическая значимость исследования обоснована тем, что:

Доказана возможность эффективного применения стальных обжимных муфт для ремонта большинства дефектов трубопроводов, образованных в процессе эксплуатации.

Раскрыты основные уравнения, необходимые для определения величины зазора между наружной поверхностью трубы и внутренней поверхностью муфты в точках с разными угловыми координатами при заданном угловом положении муфты относительно трубы.

Изучено влияние геометрических несовершенств трубы и муфты на коэффициент усиления стальной обжимной муфты, установленной с различным угловым положением относительно трубы.

Проведена модернизация алгоритма осуществления технологии капитального ремонта участка магистрального трубопровода с применением стальных муфт, позволяющая увеличить эффективность ремонта за счет повышения коэффициента усиления муфты в области дефекта

Практическая значимость работы определяется тем, что:

Разработан и введен в действие нормативно-технический документ «Регламент ремонта дефектов нефтегазопроводов стальными обжимными муфтами» (Стандарт ООО «ГазЭнергоСервис», введен 09.01.2017 г.) (Приложение И).

Разработана новая конструкция муфты для ремонта трубопроводов, позволяющая обеспечить требуемый коэффициент усиления муфты (патент РФ на полезную модель 158170, опубл. 20.12.2015 г.) (Приложение Ж).

Определены дополнительные диагностические методы исследования дефектной зоны трубы, позволяющие повысить эффективность ремонта.

Создан программный комплекс «PCPSearcher» для выбора полумуфт из числа имеющихся для ремонта, а также определения их положения на ремонтиру-

емом участке с целью достижения максимально возможного коэффициента усиления муфты в месте дефекта.

Создан новый прибор для контроля кривизны поверхности (патент РФ на полезную модель 153456, опубл. 20.07.2015 г.) (Приложение 3).

Представлены результаты внедрения разработанной методики при ремонте 99 дефектов, обнаруженных на магистральном конденсатопроводе «Вуктыл – Сосногорский газоперерабатывающий завод» 2 нитка, км 0-174.

Сведения о публикациях автора: По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, из них 6 - в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК, получены 2 патента РФ на полезную модель, подана заявка на изобретение РФ «Способ ремонта трубопровода», разработано программное обеспечение «PCPSearcher» для выбора полумуфт из числа имеющихся для ремонта.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, содержит 185 страниц текста без приложений, 87 рисунков, 19 таблиц, список литературы из 179 наименований и десять приложений.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, изучении отечественных и зарубежных достижений в соответствующей области науки, проведении теоретических и экспериментальных исследований, анализе полученных результатов, их апробации, подготовке публикаций по выполненной работе, оформлении патентных заявок, участии в разработке стандарта ООО «ГазЭнергоСервис».

ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУФТ

1.1 Классификация технологий ремонта трубопроводов с применением муфт

Использование муфтовых технологий ремонта нашло широкое применение наряду с другими методами восстановления работоспособности нефтегазопроводов.

К основным технологиям ремонта нефтегазопроводов относят [123, 127]:

- вырезку дефектного участка и установку ремонтной катушки или целиком на ремонтируемый участок;
- вышлифовка дефекта с последующей его заваркой;
- использование упрочняющих полимерных составов;
- муфтовые технологии.

Все перечисленные виды ремонтов осуществляются эксплуатирующей нефтегазопроводы организацией как собственными силами, так и с привлечением подрядных организаций, выполняющих ремонт.

Как правило, ремонт с привлечением подрядных организаций осуществляется путем сплошной замены (либо переизоляции) выводимого в ремонт участка нефтегазопровода. При этом проводится тотальная перебраковка труб.

Оперативный ремонт наиболее опасных дефектов, выявленных в процессе внутритрубной диагностики, осуществляется силами эксплуатирующей организации.

Как показала практика, наиболее экономически оправданным и обоснованным с точки зрения восстановления несущей способности является ремонт нефтегазопроводов с использованием муфтовых технологий ремонта.

Систематический анализ научно-технической информации по муфтовым технологиям ремонта [5, 44, 45, 54, 76, 77, 78, 81, 85, 86, 95, 96, 102, 116, 118, 155, 157, 164, 173, 177, 178, 179] позволил классифицировать известные решения (рисунок 1.1)



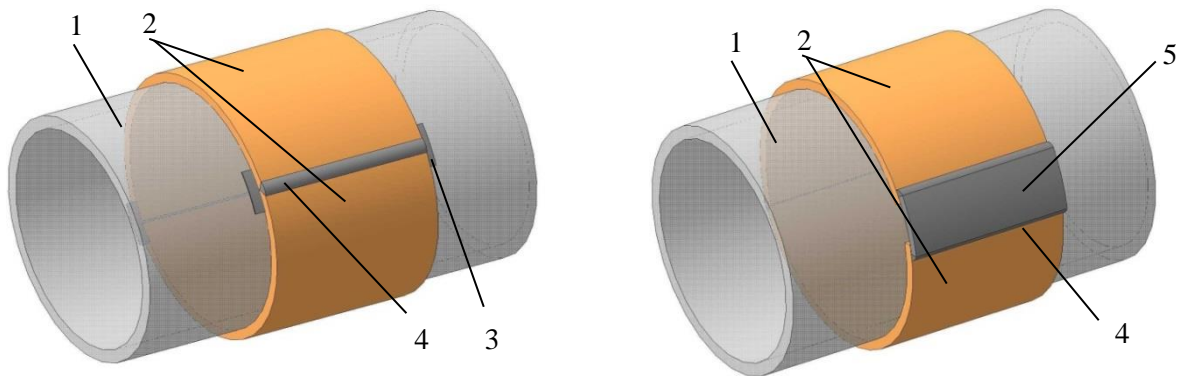
Рисунок 1.1 - Классификация решений по муфтовым конструкциям и технологиям

1.1.1. Металлические муфты

Исторически сложилось так, что использование муфтовых технологий началось со сварных муфт, взаимодействующих непосредственно с трубой без промежуточного материала, а первые публикации на эту тему появились в 60-х годах прошлого века и носили единичный характер. В начале 1970-х годов Американская газовая ассоциация субсидировала крупный проект, направленный на исследование эффективности применения охватывающих стальных муфт. Эти исследования показали, что муфты могут применяться в качестве эффективного средства восстановления работоспособности дефектной трубы трубопровода [51].

Стальные муфтовые конструкции, используемые для ремонта нефтегазопроводов, подразделяются на следующие виды:

- стальные обжимные муфты без приварки к трубопроводу (рисунок 1.2);
- приварные обжимные стальные муфты (рисунок 1.3);
- стяжные муфты с эластичными прокладками (рисунок 1.4);
- проволочные силовые оболочки (рисунок 1.5);
- стяжные стальные муфты (ленты) с локальным воздействием на дефекты.

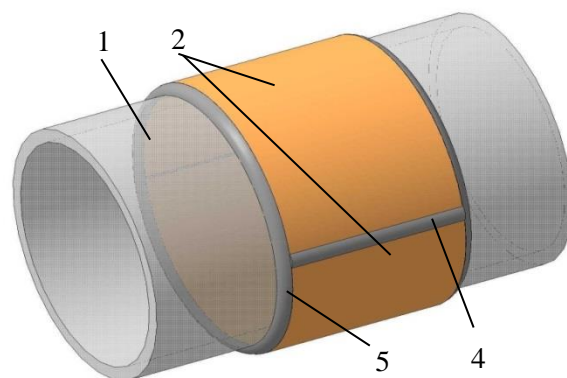


а

б

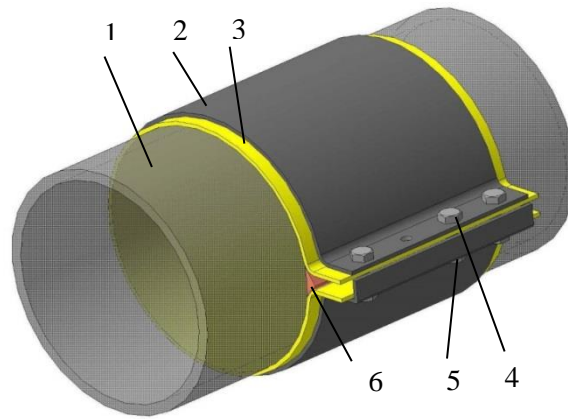
а - стальная обжимная муфта с двумя продольными сварными швами; б - стальная обжимная муфта с накладной пластиной; 1 – трубопровод; 2 – полумуфта; 3 – подкладная пластина; 4 –сварной шов; 5 - накладная пластина.

Рисунок 1.2 - Стальные обжимные муфты без приварки к трубопроводу



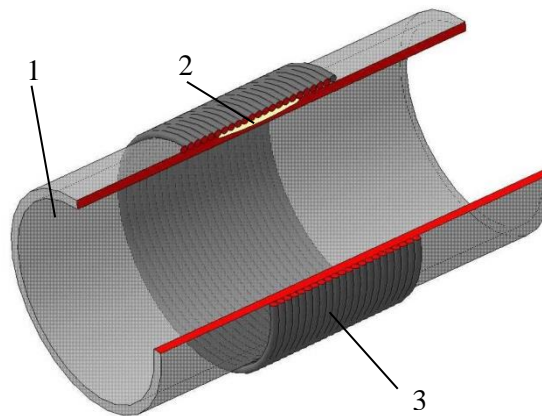
1 – трубопровод; 2 – полумуфта; 3 – подкладная пластина (не видна); 4 – продольный сварной шов; 5 – кольцевой сварной шов

Рисунок 1.3 - Приварная обжимная муфта



1 – трубопровод; 2 – наружная металлическая оболочка; 3 – эластичная прокладка; 4 – болт; 5 – гайка; 6 – клинообразная вставка

Рисунок 1.4 - Стяжная муфта с эластичной прокладкой



1 – трубопровод; 2 – дефект трубопровода; 3 – проволочная оболочка

Рисунок 1.5 - Проволочная силовая оболочка

Среди муфтовых конструкций в виде стальной оболочки с твердым упрочняющим составом особое место занимают так называемые конструкции типа «труба в трубе». Основные отличия от других аналогичных устройств – сравнительно большая длина и увеличенный межтрубный кольцевой зазор, так как роль муфты играет, как правило, труба следующего по диаметру типоразмера. Межтрубный зазор заполняется составом, характеризующимся низкой стоимостью, быстротой изготовления и заполнения, достаточно высокой прочностью при сжатии и высоким модулем упругости. Наиболее часто в качестве межтрубного заполнителя применяется цементно-песчаный раствор [5, 169].

1.1.2. Муфты в виде наружной жесткой оболочки с промежуточным слоем из полимера

Данная группа конструктивно-технологических решений по муфтам с использованием полимерных материалов разделена на три подгруппы: с нанесением полимера до установки оболочки (муфты); с введением полимера в кольцевое пространство после установки оболочки и с термоусаживающимся полимером.

Способы предотвращения развития дефектов стенки трубы трубопровода с нанесением полимера до установки муфты описаны в ряде российских патентов [75, 79, 84, 89].

В работе [176] описан способ для ремонта вмятин на трубопроводах, при котором вмятину заполняют смолой, армированной стекловолокном и зашпаклевывают. Затем накладываются элементы бандаж, которые сваривают между собой, не затрагивая трубы. Ремонтная конструкция выдерживает 50,5 тысяч циклов нагрузки внутренним давлением, причем разрыв трубы происходит вне дефекта.

Способы ремонта трубопровода с введением полимера в кольцевое пространство после установки оболочки первоначально разработаны за рубежом, в частности, Британской газовой корпорацией [43, 133, 155, 156, 157].

Стальные муфты с эпоксидным наполнителем (компазитно-муфтовая технология (КМТ)) вошли в руководящий документ ПАО «АК «Транснефть» [124] для ремонта дефектов всех типов. В частности, трещины по телу трубы по КМТ ремонтируют глубиной до 70 % толщины стенки при длине до 1,0Dн (Dн - номинальный наружный диаметр трубы). Если глубина трещины не превышает 30 % толщины стенки, то ее длина при ремонте не ограничивается.

В статьях [60, 62, 160, 161] приводятся данные о применении КМТ ремонта трубопроводов как в России, так и за рубежом. Так, ПАО «АК Транснефтепродукт» с 2001 г. проводит ремонт магистральных нефтепродуктопроводов по КМТ [62].

В статье [160] приведена информация о разработанном в ОАО ЦТД «Диаскан» техническом документе [150], посвященном технологии проведения выбо-

рочного ремонта нефтепроводов композитно-муфтовым методом, даны его структура и краткий обзор разделов.

Известны и другие аналогичные устройства и технологии [65, 82, 101]. Для ремонта коррозионных и сварочных дефектов подводного трубопровода применяется бандажная муфта, состоящая из двух толстостенных полуцилиндров, скрепленных болтами [65]. В замкнутое пространство нагнетают герметизирующую массу до выхода ее из контрольного отверстия. После заполнения кольцевого пространства штуцер и отверстие закрывают пробками. Герметизирующая масса затвердевает, дефект при этом замоноличивается.

Хомут, описанный в патенте США [101], выполнен в виде отдельных сегментов, содержащих изогнутые металлические элементы, края которых имеют выступы, упирающиеся при монтаже в стенку трубопровода. Внутреннее кольцевое пространство между выступами заполняется через отверстия в сегментах затвердевающей жидкой массой под давлением, которое выравнивает форму хомута, обеспечивает равенство напряжений во всех сегментах, герметизирует дефект.

Способ монтажа усиливающей муфты на дефектном стыке действующего трубопровода без остановки транспорта продукта описан в патенте [82]. По обе стороны дефектного стыка трубопровода устанавливают по два технологических кольца с зазором между ними. Разрезную муфту собирают на технологических кольцах и приваривают к ним угловыми швами, расположенными от наружных торцов колец на расстоянии 0,3 - 0,5 толщины стенки трубы. Самоотвердеющую массу подают в полость, образованную дефектным стыком и муфтой.

В патенте [90] представлен способ ремонта линейного участка трубопровода. Изготавливают разрезную муфту, на противоположных частях которой устанавливают краны. На ремонтируемом участке устанавливают части муфты и соединяют их между собой, при этом краны размещают в нижней и верхней точках муфты. Между трубопроводом и муфтой с ее краев закладывают предварительно сжатый шланг. Концы шланга выводят через уплотнения в отверстиях муфты. Устанавливают с обоих концов муфты фланцы. Шланги заполняют газом или жидкостью, которые расширяясь, центрируют муфту относительно ремонтируе-

мого трубопровода и герметизируют пространство под муфтой. Фланцы стягивают между собой, с помощью шприца высокого давления осуществляют запрессовку герметизирующего состава в пространство под муфтой при максимально возможном безопасном давлении, при котором стенка трубы не теряет устойчивость.

Изобретение [91] может быть использовано при ремонте трубопроводов с трещиноподобными дефектами. Определяют местоположение и характер дефекта, вскрывают трубопровод, удаляют изоляционное покрытие и зачищают дефект. Уменьшают давление в трубопроводе, устанавливают разъемную муфту, сваривают горизонтальными продольными швами половины муфты и закачивают твердеющий некоррозионно-активный полимерный материал в пространство между муфтой и трубопроводом. Предварительно определяют места прогнозируемого развития трещин по отсутствию приклеенности покрытия к трубопроводу и определяют размеры трещины. Устанавливают условные пределы текучести материала трубопровода в местах с приклеенным покрытием и в местах прогнозируемого развития трещины. Рассчитывают коэффициент отношения рабочего давления к давлению разрушения трубопровода с трещиной. Установку муфты производят из условия не превышения указанного коэффициента допустимой величины.

Хомут для предотвращения утечки нефти описан в патенте США [103]. Хомут состоит из корпусных элементов, соединенных вокруг поврежденной части трубы и сегментных вставок, помещенных в дополнительный кольцевой канал, находящийся на внутренней поверхности корпусных элементов, содержащий комплект колец с кольцевым уплотнением между этим комплектом и поврежденной частью трубы. Кольцевой канал, уплотняющий корпус, находится между комплектом колец и корпусными элементами. Он вмещает жидкостный уплотнитель. Кольцевые и продольные каналы сообщаются, что облегчает процесс заполнения их жидкостным уплотнителем.

В патенте Великобритании [100] описан метод ремонта поврежденного участка трубы, на который наносится герметик, фиксируемый между зажимом и трубой. На торцах формируются герметичные уплотнители из эпоксидной смолы.

Материал вводится через патрубок, чтобы заполнить образованное пространство. Если газ просачивается через поврежденный участок или через клапан, то давление на смолу увеличивает давление газа и поддерживается в течение времени ремонта. Вместо одного непрерывного уплотнения можно использовать два, каждое из которых будет опоясывать трубу. Две части зажима либо привариваются, либо затягиваются болтами, чтобы прижать уплотнители.

Способ «горячей муфты» [10], применяемый в компании Словтрансгаз (Словакия) для ремонта дефектных кольцевых швов, заключается в следующем. Муфту приваривают к ремонтируемой трубе. Это полноохватная муфта, которую сваривают из двух секций продольными швами. В том месте, где муфта закрывает собой кольцевой сварной шов на трубе, она должна быть снабжена выемкой для того, чтобы избежать контакта с усилением шва, который не подлежит вышлифовке. Однако усиление рабочих швов должно быть вышлифовано до отрезка, выступающего минимум на 100 мм за пределы кольцевых угловых швов муфты. Между трубой и муфтой оставляют кольцевой зазор, который не должен превышать 6 мм. Зазор между муфтой и трубой заполняют полимером.

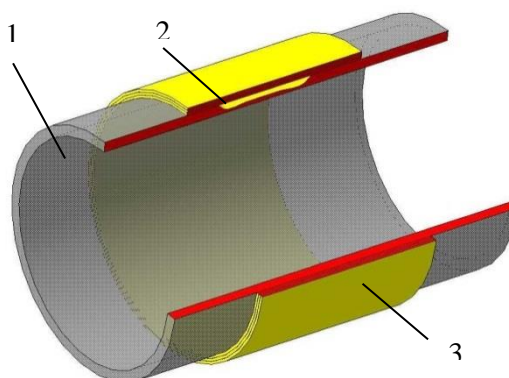
Третья подгруппа муфтовых технологий представлена способом ремонта с помощью термоусаживающегося полимера [42]. Этот способ отличается от вышперечисленных тем, что вместо твердеющей композиции используются термопластичные бандажи в два слоя, накладываемые на трубу с дефектом. Между слоями располагают нагревательную сетку, а поверх бандажей монтируют металлическую гильзу с кольцами жесткости и уплотнениями по торцам. После нагрева сетки электрическим током слои термопластика плотно охватывают трубу.

1.1.3. Полимерные муфты

В первую подгруппу (рисунок 1.1) входят стеклопластиковые ленты типа Clock Spring, во вторую – тканевые ленты с упрочняющей пропиткой, в третью – термоусаживающиеся ленты.

В последнее время широкое применение получил метод бандажирования по принципу часовой пружины – Clock Spring [17, 18, 63, 76, 80, 81, 102, 115, 131].

Основная идея данного метода отражена в патенте США 1987 г. [102], а в последующем и в патенте РФ [76]. Муфта представляет собой стальную высокопрочную ленту, подвергнутую предварительной намотке на оправку с натягом по форме часовой пружины. При установке витки ленты покрывают синтетической смолой и наматывают на трубу с дефектом. За счет пружинящего воздействия лента плотно охватывает трубу, а смола обеспечивает герметичное схватывание витков ленты между собой и с трубой (рисунок 1.6).



1 – трубопровод; 2 – дефект; 3 – наружная стеклопластиковая оболочка
(между слоями - полимерное связующее)

Рисунок 1.6 - Муфта типа Clock Spring

Результаты испытаний стеклопластиковой ленты Clock Spring приводятся в докладе представителей этой фирмы [115], а также в работах [20, 38, 49, 128, 131]. Показано, что кольцевые напряжения, равные 138 МПа, могут быть выдержаны в течение 50 лет [115]. Однако в экстремальных условиях эксплуатации расчетный срок службы муфт может существенно снижаться.

Аналогичные спиральные муфты разработаны российскими специалистами. Многослойная защита дефектов стенок трубопроводов [81] содержит поясковое покрытие из упругогибкой ленточной спирали, содержащей слои нитей и полимерного связующего из эпоксидной смолы и фенольно-формальдегидного лака. Количество слоев ткани в ленте – от двух до десяти.

К третьей подгруппе муфтовых устройств с использованием полимерных материалов относятся термоусаживающиеся муфты [83, 88, 94, 99, 168].

Новым направлением в развитии муфтовых технологий ремонта дефектов нефтегазопроводов подземной прокладки являются стеклопластиковые муфты с

металлическим узлом крепления, которые также делятся на две подгруппы: термоусаживающиеся и с резьбовым узлом затяжки.

Примером термоусаживающейся муфты с металлическими закладными элементами является устройство [85]. Полимерная муфта содержит две отдельные, предварительно отформованные, половины, снабженные по концам входящими друг в друга петлевыми блоками. Обе половины муфты в нагретом состоянии устанавливаются на трубопровод, перекрывают дефектное место, обеспечивая совпадение осей отверстий петлевых блоков соединяемых половин.

Ко второй подгруппе композитных устройств данного класса следует отнести муфты с резьбовым узлом затяжки. Это новые разработки по стеклопластиковым муфтам, выполненные специалистами ООО «Газпром трансгаз Ухта» и филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта [86, 165]. Данные устройства отличаются от рассмотренных выше наматываемых на дефект стеклопластиковых лент тем, что при монтаже создают предварительное растяжение стенок муфт в окружном направлении, причем стенки муфт являются монолитными.

Стеклопластиковая ремонтная муфта для трубопровода большого диаметра оказалась массивной – масса в сборе достигала 150 кг, конструкция узла затяжки – нерациональной по причине воздействия высоких значений изгибающего момента в месте перехода стенок муфты к узлу затяжки. Эти недостатки не позволили довести муфту до практического использования в качестве ремонтной конструкции, но она прошла стадию полигонных испытаний [166]. Отчасти лишена указанных недостатков ремонтная стеклопластиковая муфта (PCM) и ее модификации [95, 87, 96], однако ее производство довольно трудоемко, что влияет на ее повышенную стоимость по сравнению с металлическими муфтами.

Таким образом, стальные обжимные муфты являются наиболее недорогим, технологичным и надежным видом локального ремонта большинства дефектов, возникающих в процессе эксплуатации трубопроводов.

К достоинствам муфты следует отнести отсутствие необходимости применения сложных материалов и составов, а также возможность проведения ремонта практически при любых погодных условиях.

1.2 Требования к геометрии сварных стальных труб для магистральных нефтегазопроводов

Труба представляет собой не идеальную цилиндрическую поверхность. Изготовить трубу правильной цилиндрической формы сложно технологически. Однако в случае нарушения формы возникают проблемы при стыковой сварке труб в трубопроводы, кроме этого снижается работоспособность труб с несовершенствами формы [121].

Вопрос несовершенств геометрии трубы и муфты является важным, т.к. от геометрии зависит плотность сопряжения муфты с корпусом трубы. Муфта является силовым элементом, воспринимающим часть нагрузок, воздействующих на трубу в дефектном месте. Тем самым снижаются до необходимого уровня механические напряжения в дефектном месте и обеспечивается работоспособность.

В случае заполнения зазора между сопрягаемыми поверхностями муфты и трубы твердеющим составом – компаундом, компаунд является переходным слоем, передающим деформацию от трубы к муфте. Однако применение твердеющих составов лишает стальную муфту части преимуществ, при этом возникает сложность монтажа муфты в условиях отрицательных температур, снижение срока службы ремонтной конструкции вследствие невысокого ресурса составов. Кроме этого разрушение составов будет происходить при воздействии сварочного тепла в процессе монтажа муфты.

Сформулируем параметры трубы, характеризующие ее геометрию, которые закреплены в стандартах на трубы для магистральных трубопроводов:

- Вмятины – нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующееся при действии на поверхность трубопровода поперечной нагрузки [123]. При наличии вмятины в сечении установки муфты глубина вмятины будет определять величину зазора между трубой и муфтой.

- Овальность – это отклонение от круглой формы, определяемое как разность между наибольшим и наименьшим диаметром, измеренном в одном попе-

речном сечении, перпендикулярном оси трубы [139]. Наиболее распространенным видом формы сечения трубы является эллипс, в котором наименьший и наибольший диаметры пересекаются под прямым углом.

Согласно [121] параметр овальности β рассчитывается по формуле

$$\beta = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_H}, \quad (1.1)$$

где D_H - условный наружный диаметр, мм;

D_{\max} , D_{\min} – соответственно наибольший и наименьший измеренные диаметры в одном сечении, мм.

- Отклонение диаметра от номинального значения.

Согласно ГОСТ Р 52079-2003 на поверхности труб большого диаметра (530-1420 мм) допускаются вмятины глубиной до 6,35 мм. Предельные отклонения по наружному диаметра для труб 426-1420 мм – не более 3 мм. Допуск на овальность не должен превышать 1,0 % при толщине стенки трубы до 20,0 мм и 0,8% - при толщине свыше 20,0 мм.

В соответствии с ГОСТ 10704-91 предельные отклонения по наружному диаметру для наружного диаметра труб 426-1020 мм - $\pm 0,7\%$, для труб с наружным диаметром более 1020 мм - $\pm 0,6\%$. Отклонения наружного диаметра торцов для труб 426 – 1020 – не более $\pm 2,5$ мм; более 1020 мм – не более $\pm 4,0$ мм.

Овальность концов труб по ГОСТ 10706-76 не должна превышать 1% для труб 1-го класса точности, 1,5% - для второго; 2% - для третьего класса.

По [151] отклонение по наружному диаметру для концов труб 530-820 мм – не более 1,5 мм, для труб 1020 мм – не более 1,6 мм. По наружному диаметру корпуса труб - $\pm 3,0$ мм. По овальности 1% для толщин менее 20 мм и 0,8 % для толщин более 20 мм. Кривизна труб должна быть не более 1,5 мм на 1 метр длины, но общая кривизна не должна превышать 0,2 %.

В настоящее время трубы большого диаметра для строительства магистральных нефтегазопроводов в России выпускают несколько российских и зарубежных компаний по собственным ТУ, которые не противоречат национальным документам, а повторяют требования, изложенные в них, и отчасти, дополняют.

Результаты анализа указанных нормативных документов позволяют заключить, что требования по кривизне труб и их овальности достаточно жесткие для концов труб (порядка 200 мм от кромки трубы). Требования обусловлены сваркой труб в трубопроводы кольцевыми сварными швами с минимальными смещениями кромок и минимальной подгонкой.

Для корпуса трубы требования допускают отклонения по наружному диаметру порядка ± 10 мм для трубы 1420 мм и овальность до 1,5-2,0 %. Если учесть, что овальность может составлять до 2,0%, разность между наибольшим и наименьшим диаметрами ($D_{\max} - D_{\min}$) для трубы наружным диаметром 1420 мм может составить 28,4 мм. Соответственно, максимальные зазоры между трубой, сечение которой представляет эллипс, и правильной цилиндрической муфтой могут составить 14мм, а с учетом несовершенств муфты и больше, что делает неэффективным ремонт при помощи обжимных муфт.

1.3 Оценка работоспособности обжимных муфт в условиях геометрических несовершенств пары «муфта-труба»

1.3.1. Критерии оценки работоспособности обжимных муфт

Одним из актуальных вопросов эффективного использования сварных муфт является оценка их силовой эффективности при совместной работе с дефектным участком трубопровода. При использовании сварных муфт важно, чтобы их геометрия соответствовала форме ремонтируемого участка трубы. Невыполнение этого условия ведёт к образованию зазора между стенкой трубопровода и муфтой, что снижает эффективность усиливающей конструкции. Как было отмечено, до тех пор, пока между трубой и муфтой не возникнет постоянный плотный контакт, нагрузка от внутреннего давления в указанной области будет восприниматься только трубопроводом.

Усиливающий эффект муфты, независимо от дефектного состояния данного участка, определяется коэффициентом усиления по формуле [119]

$$k_{yc} = \frac{P}{P - P_k}, \quad (1.2)$$

где k_{yc} – коэффициент усиления;

P – внутреннее давление среды в трубопроводе, Па;

P_k – контактное давление между трубой и муфтой, Па.

Формула (1.2) работает при условии $P > P_k$, т.е. давление среды должно превышать контактное давление.

Для дефектного участка с расчетным обоснованием снижения его прочности по дефектному месту целесообразно применять коэффициент усиления по предельной нагрузке, вызывающей напряжения текучести металла трубы или ее разрушение, определяемый по формуле [119]

$$k_{yc} = \frac{P_{пр\ t}}{P_{пр\ m}}, \quad (1.3)$$

где $P_{пр\ t}$ – расчетное значение предельного давления для дефектного участка трубы без муфты, Па;

$P_{пр\ m}$ – фактическое предельное давление для дефектной трубы с установленной муфтой, Па.

Таким образом, формулу (1.2) удобно применять для эксплуатирующихся объектов, а формулу (1.3) – при проведении экспериментальных исследований.

Максимальный теоретически возможный коэффициент усиления обеспечивается в том случае, когда стенки муфты и трубопровода представляют собой единую монолитную конструкцию без зазора:

$$k_{yc\ max} = \frac{\delta_T + \delta_M}{\delta_T}, \quad (1.4)$$

где δ_M, δ_T – толщина стенки муфты и трубы, мм.

Для трубы и муфты правильной цилиндрической формы, при решении задач расчетного анализа силового взаимодействия муфты с трубой формулу (1.2) можно записать в виде:

$$k_{yc} = \frac{\sigma_{кц\ t}}{\sigma_{кц\ m}}, \quad (1.5)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения в трубе без муфты, Па;

$\sigma_{кц м}$ – кольцевые напряжения в трубе под муфтой, Па.

Применение формулы (1.5) затруднительно вследствие того, что кольцевые напряжения в трубе под муфтой и рядом с ней изменяются по длине муфты из-за краевых эффектов. Кроме этого, значение коэффициента, рассчитанного по формуле (1.5) будет зависеть от условий заземления трубопровода.

Опыт показывает, что применение формулы 1.5 для обработки экспериментов данные нецелесообразно вследствие существенного влияния геометрии труб и муфты на результаты оценки.

Для экспериментальных работ наиболее подойдет формула:

$$k_{yc} = \frac{w_0}{w_{cp}}, \quad (1.6)$$

где w_0 - радиальные смещения стенки газопровода, мм;

w_{cp} - усреднённое значение радиальных смещений по длине муфты, мм.

В работах [39, 40] приведены результаты экспериментов тензоизмерений системы «труба-муфта» диаметром 1420 мм. Установлено, что скачки кольцевых напряжений по длине муфт в пределах 0÷560 МПа свидетельствуют о значительных отклонениях конструкции муфт от правильной цилиндрической формы, а нагрузки - об осесимметричной концентрации. Показано, что усредненное значение кольцевых напряжений по длине муфты составляет порядка 50 МПа, а в трубе – 460 МПа при давлении среды, равном 12 МПа. Большая разница напряжений (на порядок) говорит о неработоспособности муфты при таком давлении.

В работах ряда отечественных и зарубежных авторов приведены решения прочностных задач взаимодействия обжимных ремонтных муфт с трубой, устанавливаемых через промежуточный композиционный слой и без него [14, 36, 52, 61, 71, 117, 163, 170, 171]. В работе [14] приведена зависимость отношения кольцевых напряжений в стенке трубы с установленной муфтой и без нее для случая идеально подогнанной обжимной муфты без промежуточного слоя, при этом труба находится под действием внутреннего давления продукта:

$$\sigma_{кц м} / \sigma_{кц} = P_0 / P + (1 - P_0 / P) / (1 + \delta_m / \delta_T), \quad (1.7)$$

где $\sigma_{\text{кц м}}$, $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения в стенке трубы с установленной муфтой и вне муфты, Па;

P_0 , P – внутреннее давление в трубопроводе при установке муфты (P_0) и рабочее давление (P), Па.

В случае, когда начальное избыточное давление при установке муфты равно нулю, достигается наибольший коэффициент усиления трубы, определяемый по формуле (1.2).

1.3.2. Влияние зазора на работоспособность муфты

Влияние зазора на эффективность усиливающей муфты рассмотрим исходя из того, что работа участка трубы, отремонтированного муфтой, в процессе увеличения давления среды происходит в два этапа. На первом этапе нагрузка от внутреннего давления воспринимается только трубой, а при дальнейшем повышении давления - трубой и муфтой одновременно.

Вывод выражения для определения величины внутреннего давления, при котором закроется зазор Δ , описан в работе [119]:

$$P_{\Delta} = \frac{4\Delta \cdot \delta_T \cdot E}{(1-\mu^2) \cdot D_H \cdot (D_H - 2\delta_T)}, \quad (1.8)$$

где Δ - величина радиального зазора, мм;

δ_T – толщина стенки трубы, мм;

E - модуль упругости материала трубы, МПа;

μ - коэффициент Пуассона;

D_H - наружный диаметр трубы, мм.

Максимальные кольцевые напряжения составят

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{2\Delta E}{(1-\mu^2) \cdot D_H}. \quad (1.9)$$

После закрытия зазора Δ напряжения в трубе $\sigma_{\text{тр}}$ и муфте $\sigma_{\text{м}}$ могут быть определены по формулам

$$\sigma_{\text{тр}} = \sigma_{\text{max}} + \frac{(P-P_{\Delta}) \cdot D_H}{2(\delta-\delta_M)}, \quad \sigma_{\text{м}} = \frac{(P-P_{\Delta}) \cdot D_H}{2(\delta-\delta_M)}. \quad (1.10)$$

В работе [119] показан пример влияния зазора на эффективность усиления трубопровода обжимной муфтой, приняв следующие исходные данные: наружный диаметр трубопровода $D_n = 1,02$ м; толщина стенки трубы $\delta_T = 0,014$ м; толщина муфты $\sigma_m = 0,014$ м; модуль упругости материала трубопровода $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа; коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$; максимальное значение рабочего давления $P = 8,0$ МПа. Коэффициент усиления k_{yc} определяется по формуле (1.5). Результаты расчетов представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры трубопровода, усиленного муфтой при внутреннем давлении 8 МПа [59]

Технологический зазор Δ , мм	Давление закрытия зазора P_Δ , МПа	Максимальные кольцевые напряжения в усиленном трубопроводе σ_{max} , МПа	Коэффициент усиления муфты
0	0	141,7	2,00
0,1	1,25	167,3	1,69
0,2	2,51	188,8	1,50
0,3	3,76	210,4	1,35
0,4	5,01	232,0	1,22
0,5	6,26	253,6	1,12
0,63	8,00	283,4	1,00

Из таблицы 1.1 следует, что в рассматриваемом примере при условии отсутствия зазора между муфтой и трубой происходит снижение кольцевых напряжений в два раза, а при наличии зазора, равного 0,63 мм, муфта уже не работает, т.к. давление закрытия зазора сопоставимо с рабочим давлением. Например, монтаж муфты с зазором, равным 0,1 мм, снижает коэффициент усиления до значения $k_{yc} = 1,69$, т.е. на 15,5 % по сравнению с муфтой, установленной без зазора.

В работе [154] показано, что эффективность установки стальных муфт зависит от вычисленного среднеквадратичного отклонения радиусов кривизны муфты и трубы, измеренных в различных точках, которое должно стремиться к нулю. В работе [154] испытана муфта, установленная в произвольном положении полумуфт, и муфта, для которой на трубопроводе выбрано оптимальное положение, путём вращения полумуфт вокруг оси трубопровода. Испытания проводились на специальном стенде, состоящем из ручного гидропресса и приборов, измеряющих давление и перемещения стенки трубы. Выбор оптимального положения произво-

дился путём измерения кривизны сопрягаемых поверхностей муфты и трубы и определения часовой ориентации полумуфт на трубе. Данные обрабатывались в программе на базе Excel. Давление ступенчато поднимали до 6,5 МПа и сбрасывали до 0 МПа. Измерения радиальных перемещений производили в 11 точках. Полученные результаты показали, что радиальные перемещения муфт значительно меньше, чем у трубы. Радиальные перемещения муфты, установленной с выбором оптимального положения, носят стабильный характер, в то время как у муфты, установленной произвольно, наблюдалось резкое изменение деформации в месте дефекта. По измеренным радиальным перемещениям определяют коэффициент усиления k_{yc} по формуле

$$k_{yc} = \frac{\Delta w_0}{2\Delta w_2 - \Delta w_0}, \quad (1.11)$$

где Δw_0 - радиальное перемещение, соответствующее точке, равноудалённой от муфты, установленной произвольно, и муфты, установленной с выбором оптимального положения, мм;

Δw_2 - радиальное перемещение крайних точек оболочки, мм.

Таким образом, муфта, для которой на трубопроводе выбрано оптимальное положение путём вращения полумуфт вокруг оси трубопровода, более равномерно снижает механические напряжения в месте ремонта.

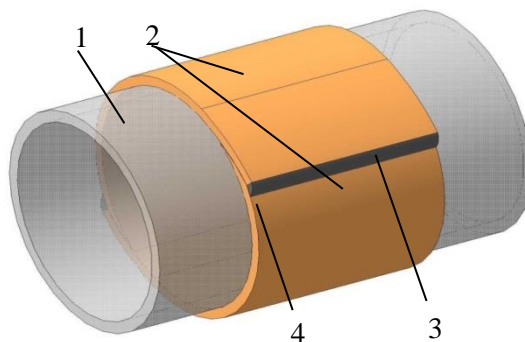
1.4 Обзор усовершенствованных конструкций муфт для ремонта нефтегазопроводов

В разделе 1.2 показано, что трубы, как и обечайки муфт, из которых они изготовлены, могут иметь существенные отклонения по локальной кривизне, диаметру, овальности. Геометрические несовершенства труб и элементов муфт приводят к следующему: возникают зазоры между трубой и муфтой, что снижает коэффициент усиления муфты; отклонения по диаметру требуют в трассовых условиях выполнять «по месту» подгонку полумуфт по окружности трубы.

Поэтому усилия специалистов, занимающихся совершенствованием муфтовых технологий ремонта, направлены на разработку новых конструкций муфт, позволяющих повысить технологичность монтажа муфты в трассовых условиях.

Например, в патенте РФ [89] описана новая последовательность ремонта и муфта для его осуществления. Для обеспечения минимизации зазора между муфтой и трубой в месте дефекта предлагается измерять кривизну трубы в дефектной области, а также кривизну внутренней поверхности полумуфт и отмечать на полумуфте такую область, у которой кривизна меньше, чем кривизна дефектной области трубы. Именно таким образом муфту следует устанавливать на трубопровод, совмещая отмеченную область с областью дефекта, тем самым обеспечивая минимизацию зазора. Однако зазоры в этом случае могут возникнуть рядом с дефектом, что также может снизить работоспособность муфты.

Для решения второй задачи в патенте РФ [89] предложена стальная муфта со скошенными кромками (рисунок 1.7). Первую полумуфту устанавливают на дефектный участок, вторую полумуфту устанавливают с обеспечением нахлеста концевых участков полумуфт. Такой подход позволяет исключить необходимость подгонки муфт по окружной длине.

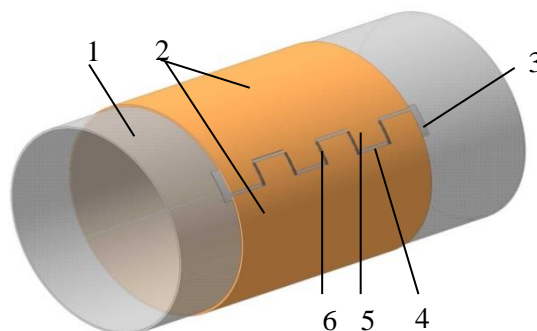


1 – трубопровод; 2 – полумуфта; 3 – скошенная кромка; 4 – сварной шов

Рисунок 1.7 - Стальная обжимная муфта со скошенными кромками (ССК)

Известна конструкция [98] (рисунок 1.8), состоящая из двух полумуфт, продольные края которых выполнены со встречными п-образными впадинами и выступами, а сварной шов осуществляется в кольцевом направлении. Преимущества данной конструкции – отсутствие необходимости подгонки длины полумуфт в окружном направлении, сварной шов в два раза короче, чем у муфты с продоль-

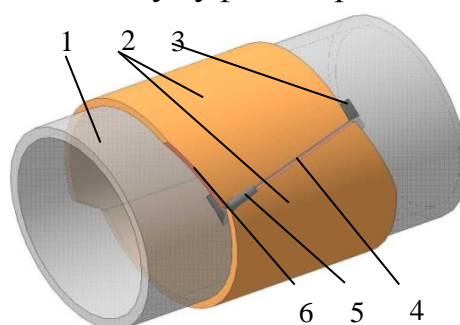
ными сварными швами. Однако в данном случае необходимо обеспечить прочность сварного шва, который будет работать на срез.



1 – трубопровод; 2 – полумуфта; 3 – подкладная пластина; 4 – п-образная впадина; 5 – п-образный выступ; 6 – кольцевой сварной шов

Рисунок 1.8 - Стальная обжимная муфта со встречными п-образными впадинами и выступами

В муфте по патенту на полезную модель РФ [97] кромки выполнены под углом к образующим, что позволяет на месте регулировать посадку муфты путем перемещения полумуфт в противоположных осевых направлениях (рисунок 1.9). После регулирования и сварки муфты выступающие угловые элементы отрезают. К недостаткам относят невозможность ремонта трубопровода несколькими муфтами, установленными встык, также существует вероятность повреждения трубы при срезании выступающих угловых элементов. Кроме этого, в такой конструкции невозможно использование полумуфты в противоположном направлении.



1 – трубопровод; 2 – полумуфта; 3 – подкладная пластина; 4 – продольные кромки полумуфт (под углом α к оси трубопровода); 5 – сварной шов; 6 – подрезанные после монтажа кромки

Рисунок 1.9 - Стальная обжимная муфта с продольными кромками, выполненными под углом к оси трубопровод

Проведенный в разделе 1.4 обзор патентно-защищенных разработок показывает, что в этом направлении имеется достаточно большое количество публикаций и патентов, однако в настоящее время отсутствуют конструкции муфт, которые полностью отвечали требованиям по надежности, низкой стоимости, технологичности монтажа.

1.5 Измерение кривизны труб большого диаметра и муфт для их ремонта

В разделе 1.2 показано, что локальная кривизна не является параметром, нормируемым для нефтегазопроводных труб, однако очевидно, что, например, овальность или вмятины характеризуются локальной кривизной, отличающейся от средней для данного типоразмера труб.

Для трубы центром кривизны является центр (ось) трубы, соответственно, кривизна окружности трубы (или муфты) - величина обратная радиусу кривизны, измеренному в данной локальной точке или отрезке.

Овальность или диаметр, рассчитываемый по длине окружности, являются интегральными характеристиками, позволяющими оценить отличие трубы от правильного цилиндра, однако для решения задачи обеспечения плотного прилегания муфты к трубопроводу необходимо измерять кривизну поверхности дискретно в нескольких десятках точек по всей окружности трубы.

В технике известны устройства, измерение радиуса кривизны в которых осуществляют путем контроля геометрических элементов дуги, стягиваемой хордой, проходящей через точки опоры, расстояние между которыми определено. В качестве контролируемого параметра в данном устройстве используют высоту сегмента, образованного хордой и стягиваемой ею дугой [129].

В патенте РФ на полезную модель [112] описано устройство для измерения кривизны поверхности в плоскости ее сечения, принятое в качестве прототипа, содержащее корпус, опорнобазирующий узел, включающий измерительную и базирующие ножки, и отсчетное устройство, взаимодействующее с

измеряемой поверхностью, причем базирующие ножки неподвижно закреплены в отверстиях, выполненных в корпусе, при этом измерительная ножка установлена между базирующими ножками.

Известно устройство для контроля радиуса кривизны цилиндрической поверхности, содержащее корпус и три смонтированные на нем в одной вертикальной плоскости контактных сферических наконечника, один из которых связан с измерительным прибором, установленным в корпусе по центру, а два других установлены с возможностью перемещения вдоль своей оси [113].

Кроме того, поиск показал наличие устройств по патентам РФ [111, 114] (рисунок 1.10).

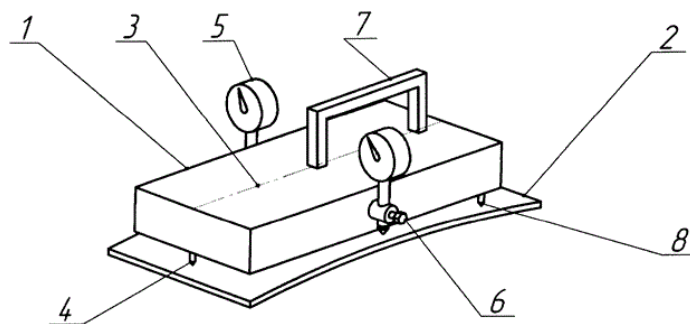


Рисунок 1.10 – Устройство для измерения кривизны по патенту РФ №73963

Устройство состоит из корпуса 1, с одного края корпуса 1 расположены два опорных элемента 2, симметрично продольной оси 3 корпуса 1. На другом конце корпуса 1 на продольной оси 3 корпуса 1 располагается один опорный элемент 4. На середине расстояния между двумя опорными элементами 2 и одним опорным элементом 4 расположены, симметрично продольной оси, 3 два измерительных преобразователя 5. Каждый измерительный преобразователь 5 снабжен регулировочным винтом 6. Корпус 1 снабжен ручкой 7 для удобства пользования устройством. Позицией 8 обозначена крупногабаритная деталь, подлежащая контролю.

В процессе выполнения измерения опорными элементами 2 и 4 устройство накладывают на поверхность детали 8 и обеспечивают контакт всех трех опорных элементов с цилиндрической поверхностью контролируемой детали 8. При этом продольную ось 3 располагают параллельно образующей цилиндрической поверхности детали 8. После этого фиксируют показания двух из-

мерительных преобразователей 5. В качестве контролируемого параметра используют высоту сегмента, образованного хордой и стягиваемой ею дугой. Затем вычисляют значение радиуса цилиндрической поверхности детали 8:

$$R = \frac{L^2}{4 \cdot (H_1 + H_2)} + \frac{H_1 + H_2}{4}, \quad (1.13)$$

где R - радиус цилиндрической поверхности детали 8;

L - расстояние между опорными элементами 2 и 4;

H_1 и H_2 - показания измерительных преобразователей.

Общим недостатком рассмотренных выше устройств является низкая точность измерения радиуса кривизны цилиндрической поверхности деталей различного диаметра при использовании устройства одного типоразмера с постоянной базой (длиной хорды), т.к. значение отклонения контролируемой устройством высоты сегмента несоизмеримо мало по сравнению с величиной радиуса, и при недостаточной (малой) величине базы (длины хорды) будет сопоставимо с погрешностью измерения.

Усовершенствованным вариантом устройства измерения кривизны труб является устройство по патенту РФ на полезную модель [106] (рисунок 1.11).

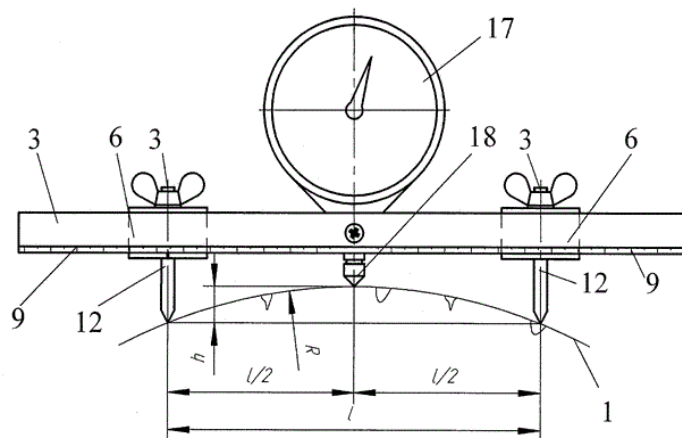


Рисунок 1.11 – Устройство для измерения кривизны
по патенту РФ №95096

Устройство состоит из п-образного корпуса 3, на верхней площадке которого выполнены два продольных направляющих отверстия 4, в которые входят фиксирующие шпильки 5 двух кареток 6. Каретки 6, опираясь выступами 7 на кромки 8 корпуса 1, выполнены с возможностью перемещения

вдоль шкалы 9, нанесенной на корпус 1, и фиксации в нужном положении при помощи пластин 10 и гаек 11. Каждая из кареток 6 содержит базирующие ножки 12 с ножевидными концами 13, длина опорной поверхности которых равна f , при этом ножевидные концы 13 базирующих ножек 12 расположены перпендикулярно продольной оси 14 корпуса 1. По центральной оси корпуса 1 в отверстие 15, при помощи винта 16, закреплено отсчетное устройство 17 с измерительной ножкой 18, позволяющее фиксировать стрелку прогиба (высоту сегмента) h на длине l .

В устройстве по патенту №95096 предусмотрена возможность изменять длину базы (хорды), что позволяет выбрать ее оптимальный размер для обеспечения требуемой точности измерения кривизны.

Длину базы (хорды) устройства рассчитывают исходя из номинального диаметра контролируемой поверхности по формуле

$$l = 8 \sqrt{\frac{D_H}{2}}, \quad (1.14)$$

где D_H - номинальный диаметр изделия, мм.

Значение радиуса кривизны вычисляют по формуле

$$R = \frac{l^2}{8h}, \quad (1.15)$$

где R - радиус кривизны цилиндрической поверхности, мм;

l - расстояние между опорными элементами, мм;

h - высота сегмента, определяемая в процессе измерения, мм.

Однако при проведении большого количества измерений, что например, требуется для решения задачи плотного прилегания муфты к трубе, будут проявляться недостатки приведенных выше конструкций. При проведении большого числа измерений, особенно на наружных боковых и нижней поверхностях трубы, оператор устает в процессе удержания устройства на измеряемых точках, при этом точность измерений и производительность труда падает. То же самое происходит при измерениях кривизны внутри муфты, особенно на верхней и боковых ее сторонах. Кроме того, требуется заранее нанесенная

разметка объекта в виде окружностей с цифровыми данными, обозначающими каждый шаг установки устройства, что требует дополнительных трудозатрат.

Таким образом, разработка нового типа устройства для измерения кривизны наружной поверхности труб и внутренней поверхности муфт с минимальными трудозатратами в рамках совершенствования технологии ремонта с применением муфт является актуальной научно-технической задачей.

1.6 Учет функционального и напряженного состояния металла трубы при ремонте муфтами

Известно, что в процессе работы материал трубы может накапливать поврежденность [46, 57, 58, 73, 107, 162]. Скорость накопления поврежденности различна и по данным разных авторов она зависит: от уровня напряжений в металле, предрасположенности металла, температуры, времени работы.

Результаты исследований показывают, что со временем прочностные характеристики могут увеличиться, а пластические, включая ударную вязкость и относительные удлинение, сужение после разрыва – имеют склонность к уменьшению. Кроме этого, как правило, увеличивается отношение предела текучести к пределу прочности. В местах развития коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) отмечается локальная неоднородность химического состава труб [132].

Таким образом, при ремонте необходимо учитывать не только размеры дефекта, которые выявляются стандартными методами неразрушающего контроля, но и возможную область, примыкающую к дефекту, с измененными функциональными свойствами.

Такая задача, например, решена в патенте РФ [91], в котором авторы предлагают при выполнении ремонта трещины в трубопроводе учитывать направление предполагаемого развития трещины при выборе длины муфты.

Необходимость этого можно проиллюстрировать результатами исследований металла трубопровода, разрушившегося на переходе через р. Волга, проведенными специалистами АО «Гипрогазцентр». Инцидент произошел в

феврале 2014 года на подводном переходе магистрального газопровода Ямбург-Западная граница DN 1400 км и связан с разгерметизацией трубопровода и утечкой газа. Подводный переход МГ Ямбург-Западная граница км 2373,6 находится на 1250 км судового хода реки Волга.

Магистральный газопровод построен и сдан в эксплуатацию трестом «Татнефтепроводстрой», СПТР-4 г. Казань, в период 1986-1987 годов по проекту института проектирования на речном транспорте «Гипроречтранс», разработанном в 1985 году. Испытан водой давлением 87,5 и 94 кгс/см². Установлено рабочее давление $P=7,4$ МПа.

Последнее техническое обследование участка газопровода проводилось снарядами ВТД ЗАО «Газприборавтоматикасервис» в апреле 2013 года, согласно отчета - недопустимых дефектов не обнаружено. Приборно-водолазное обследование проводилось в июле 2012 года. Согласно отчета – оголенных и провисающих участков не обнаружено, труба находится в замытом состоянии. Разрешённое давление в газопроводе – 75 кгс/см². Давление на момент инцидента составляло - 5,4 МПа (55,3 кг/см²).

Обследование в кессоне показало, что трубопровод раскрылся по кольцевому сварному шву вследствие значительных изгибных напряжений. Для определения размеров ремонтной муфты требовалось оценить свойства металла. Оценка выполнялась с применением измерения статистических характеристик твердости при малой нагрузке [67, 108, 135].

В работе [137] показано, что в бездефектных зонах металла значения твердости более стабильны, чем на поврежденных участках в зоне трещины КРН, где отмечены локальные участки как повышенной, так и пониженной твердости. Максимальное значение твердости зарегистрированы непосредственно у трещины и до 37% превышают средние величины. Максимальные значения твердости в бездефектных зонах выше средних значений не более чем на 8%. Средние значения твердости в исследуемых сечениях не имеют существенных отличий ни в бездефектных зонах, ни в зонах с трещинами КРН.

Для измерения твердости с малой нагрузкой определены несколько участков, на которых были выполнены многократные измерения твердости с помощью ультразвукового твердомера в количестве 100 раз.

Для участков контроля 1 и 2 (расположены в непосредственной близости с образовавшейся трещиной) значения дисперсии составляют 2990 НВ² и 3300 НВ² соответственно. Подобными значениями дисперсии характеризуются фрагменты металла труб, структура которых крайне предрасположена к разрушению, а также подверженные значительным пластическим деформациям или разрушенные участки. Аналогичные значения неоднократно регистрировались группами исследователей как в лабораторных условиях, так и на объектах газотранспортных систем (например, на объектах ООО «Газпром трансгаз Ухта» [135]). Участок 2, характеризующийся максимальным значением дисперсии твердости, в процессе эксплуатации был подвержен влиянию максимальных растягивающих напряжений, усиливающих кольцевыми напряжениями, создающихся давлением перекачиваемого газа. Участок 3 отмечен диаметрально противоположно участку 2 и характеризовался, соответственно, сжимающими напряжениями, которые в процессе эксплуатации компенсируются кольцевыми напряжениями, создающимися давлением перекачиваемого газа. В результате чего эквивалентные напряжения на участке 3 минимальны, условия работы металла на данном участке наиболее благоприятны. Данный факт подтверждался установленным значением дисперсии твердости – 562 НВ². Аналогичными значениями дисперсии твердости характеризуется металл труб, находившихся в эксплуатации не более 10 лет. По результатам работы определено, что длина муфты должна быть не менее 3,1 м для того, чтобы перекрывать металл с измененными функциональными свойствами.

При обосновании целесообразности оценки механических напряжений в металле трубы в месте установки муфты необходимо учитывать следующее:

1. Конструкция стальной обжимной муфты рассчитана на работу в условиях воздействия внутреннего давления среды, соответственно окружных напряжений.

2. При установке муфты напряжения в металле трубы должны быть минимальны, лучше – отсутствовать, что существенным образом влияет на работоспособность муфт, как показано в разделе 1.3.

3. Оценка эффективности ремонта муфтой выполняется при условии, что изгибные и касательные напряжения находятся на минимальном уровне и не влияют на работу муфты.

Кроме этого, оценку напряженного состояния необходимо проводить при выборе метода ремонта и принятии решения о разрезании трубопровода во избежание его недопустимых перемещений после выполнения реза.

Влияние несовершенств формы полумуфт на напряженное состояние восстановленного участка нефтепровода показано в работе [47]. Исследовано влияние деформаций (перемещений и углов поворота) от изгиба восстановленного участка трубопровода на уровень напряжений муфтового соединения без учета внутреннего давления в трубопроводе. На основе представленных результатов расчета сделан вывод о том, что жесткое закрепление концов муфты вызывает достаточно высокий уровень напряжений. Для уменьшения величины напряжений необходимо применять другие виды закрепления полумуфт на поврежденном участке трубопровода: использовать мягкие прокладки из различных материалов или установку полумуфт переменного сечения. На основе разработанной математической модели составлен программный комплекс для оценки несущей способности муфтовой конструкции восстановленного участка трубопровода.

При оценке механических напряжений к методу предъявляются требования по точности, скорости, трудоемкости, включая подготовку поверхности трубы, возможности проведения в полевых условиях. Всем перечисленным требованиям удовлетворяет метод, основанный на измерении коэрцитивной силы [9, 92].

Метод коэрцитивной силы имеет ряд недостатков связанных с тем, что кроме напряженного состояния на изменение магнитных свойств металла будут оказывать большое влияние различные факторы, включая механические свойства металла и его поврежденность, но особенности изменения напряже-

ний по окружности трубопровода позволили разработать ряд методик и программ для анализа напряженного состояния трубопроводов [9].

1.7 Выводы по главе 1. Постановка целей и задач исследования

1. Критический анализ патентно-информационных источников в соответствии с разработанной классификацией муфтовых технологий ремонта трубопроводов позволил систематизировать существующее многообразие конструкций и методов монтажа муфт. Стальные обжимные муфты являются наиболее недорогим, технологичным и надежным видом локального ремонта большинства дефектов, возникающих в процессе эксплуатации подземных нефтегазопроводов. К достоинствам таких муфт следует отнести отсутствие необходимости применения сложных материалов и составов, а также возможность проведения ремонта практически при любых погодных условиях. Однако работоспособность таких муфт зависит от плотности прилегания к трубопроводу, что необходимо учитывать при выборе этого способа ремонта.

2. Анализ национальных и ведомственных нормативных документов, регламентирующих требования к геометрии труб, позволяет заключить, что требования предъявляются к трем параметрам: вмятины, овальность, отклонение диаметра. Установлено, что по кривизне труб и их овальности требования достаточно жесткие для концов труб (порядка 200 мм от кромки трубы). Для корпуса трубы требования допускают отклонения по наружному диаметру порядка ± 10 мм для трубы 1420 мм и овальность до 1,5-2,0 %. При установке муфт с такими зазорами муфта не работает, кроме этого возникает задача подгонки муфт по диаметру труб для обеспечения необходимых зазоров для сварки встык. Для определения возможности применения стальных обжимных муфт на практике необходимо провести исследование фактической геометрии труб большого диаметра.

3. Показано, что существует ряд выражений для расчета коэффициента усиления ремонтной муфты, однако часть из них не адекватно работает при наличии зазоров в паре «муфта-труба». Кроме этого, коэффициент усиления муфты может

быть рассчитан только для определенной точки и определенного нагружения в трубопроводе. Анализ работ показал, что зазор между муфтой и трубой существенно снижает коэффициент усиления вплоть до полной неработоспособности обжимной муфты.

4. Обзор обжимных приварных муфт, позволяющих минимизировать временные и трудовые затраты на подгонку их при монтаже, показал значительное многообразие конструкций. Однако имеющиеся недостатки позволяют заключить, что в настоящее время отсутствуют конструкции муфт, которые полностью отвечали бы требованиям по надежности, низкой стоимости, технологичности монтажа.

5. Для проведения оценки локальной кривизны муфт и труб необходимы устройства – кривизномеры, обзор которых показал, что при проведении большого числа измерений, особенно на наружных боковых и нижней поверхностях трубы, точность и производительность труда будет невысокой. Кроме того, для проведения контроля требуется заранее нанесенная разметка объекта в виде окружностей с цифровыми данными, обозначающими каждый шаг установки устройства, что влечет дополнительные трудозатраты. Таким образом, целесообразным представляется разработка нового типа устройства для измерения кривизны наружной поверхности труб и внутренней поверхности муфт с минимальными трудозатратами.

6. При ремонте нефтегазопроводов муфтами необходимо учитывать не только размеры дефекта, но и область, с измененными функциональными свойствами, примыкающую к дефекту. Анализ методов неразрушающего контроля поврежденности металла показал, что для решения этой задачи может быть использован метод многократного тестирования твердости при нагрузке на инденторе 5-15Н.

Кроме этого, стальная обжимная муфта эффективно работает при наименьшем давлении ее установки и при несущественных изгибных и касательных напряжениях (менее 20% от предела прочности). Предложено

проводить оценку напряженного состояния методом измерения и анализа коэрцитивной силы металла трубы.

На основании выводов по главе 1 можно сформулированы цель и задачи настоящего исследования:

Цель работы – Разработка научно обоснованных технологических и технических решений по совершенствованию текущего ремонта трубопроводных конструкций с применением стальных обжимных муфт в условиях геометрических несовершенств сопрягаемых поверхностей трубопровода и элементов муфты.

Задачи исследования:

1. Исследование фактической геометрии труб условным диаметром 720-1420 мм и полумуфт, предназначенных для их ремонта, включая совершенствование метода и прибора для измерения кривизны крупногабаритных деталей.
2. Теоретические исследования величины зазора между несовершенными поверхностями трубы и муфты, возникающего при установке полумуфт с заданным угловым положением.
3. Постановка и проведение экспериментальных исследований по определению влияния геометрических несовершенств сопрягаемых поверхностей «муфта-труба» на эффективность ремонта.
4. Разработка методики проведения ремонта трубопроводов сварными обжимными муфтами с учетом геометрии муфты и трубы, параметров дефектов, действующих напряжений в стенке трубопровода;
5. Разработка программного обеспечения для выбора и рационального позиционирования полумуфт при ремонте дефектов и внедрение разработанных технологий при ремонте магистрального конденсатопровода «Вуктыл – Сосногорский газоперерабатывающий завод».

ГЛАВА 2 СТАТИСТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА И РЕМОНТНЫХ СТАЛЬНЫХ МУФТ

2.1 Сущность исследования

В процессе анализа различных конструкций муфт, проведенного в первой главе, установлено, что наиболее распространенной является стальная обжимная муфта. Технология установки данных муфт давно отработана, а процесс установки привычен для персонала предприятий, эксплуатирующих нефтегазопроводы.

Как было показано, эффективность ремонта дефектных труб стальными обжимными муфтами, в первую очередь, зависит от зазора между муфтой и трубой, при увеличении которого эффективность обжимной стальной муфты снижается [119]. При больших значениях зазора дефектная область трубы может испытывать чрезмерные напряжения и разрушаться до того, как муфта подключится в работу.

На величину зазора между муфтой и трубой наибольшим образом влияет геометрия как самой трубы, так и муфты.

Допустимые величины геометрических несовершенств труб регламентируются ТУ, однако практический интерес представляет знание фактических показателей, характеризующих геометрию труб и обжимных муфт.

Цель настоящего этапа исследования - установить величины фактических отклонений геометрических параметров трубы и муфты от параметров оболочки правильной цилиндрической формы. Полученные знания окажутся полезными при разработке методики экспериментальных исследований эффективности муфты на физической модели.

В качестве параметров, характеризующих геометрию, примем:

1. Внутренний диаметр труб, измеренный в различных сечениях и окружающих точках труб;
2. Толщину стенки трубы с целью дальнейшего пересчета внутреннего диаметра во внешний диаметр;

3. Кривизну наружной поверхности трубы в различных сечениях и различных окружных точках;

4. Кривизну внутренней поверхности в контрольных точках;

5. Значения внутренних диаметров и кривизны внешней и внутренней поверхностей в контрольных точках при повороте трубы относительно своей оси на 90° , 180° и 270° с целью анализа методической погрешности, вызванной искривлением трубы под собственным весом.

Объект обследования - трубы, вырезанные из магистрального газопровода, отбракованные при капитальном ремонте в связи с наличием поверхностных недопустимых дефектов.

В процессе обследования измерения внутренних диаметров и кривизны наружной поверхности труб выполнены в следующем объеме: труба диаметром 1420 мм – 28 шт.; труба диаметром 1220 мм – 23 шт.; труба диаметром 820 мм – 16 шт.; труба диаметром 720 мм – 18 шт.

2.2 Подготовительные работы

Перед обследованием трубы устанавливали на две опоры (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Общий вид трубы № 12991 из IV нитки

МГ «Пунга – Ухта - Грязовец», 137-175 км с дефектными зонами

На внешние и внутренние поверхности обследуемой трубы наносилась координатная сетка. С шагом 1м наносились круговые линии (количество зависит от длины обследуемой трубы), соответствующие контрольным сечениям, а в каждом

из них - по 20 контрольных точек (для труб номинальным диаметром 1420 мм $t_{нар} = 223$ мм – шаг на внешней поверхности, $t_{вн} = 217,8$ мм – шаг на внутренней поверхности). Началом отсчета контрольных точек служила точка 1 на вершине продольного сварного шва (рисунки 2.2, 2.3).



Рисунок 2.2 – Труба с нанесенным контрольным сечением I и контрольная точка 1 на продольном сварном шве (ПСШ)



Рисунок 2.3 – Контрольные сечения на внутренней поверхности трубы № 12991

2.3 Оборудование и порядок измерения геометрии труб и муфт

2.3.1 Оценка внутреннего диаметра труб

Замер внутренних диаметров труб диаметром до 1220 мм включительно выполняли при помощи нутромера НМ50-1300 фирмы «Etalon» г. Москва, имеющего диапазон измерений от 50 до 1300 мм и цену деления 0,01 мм. Нутромер представляет собой набор штанг с резьбами фиксированной длины и измерительное устройство, по конструкции аналогичное микрометру (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Нутромер НМ 50 – 1300 в разобранном а) и собранном виде б)

Для контроля диаметра труб 1420 мм применяли специально изготовленный нутромер (рисунок 2.5), представляющий жесткую рейку известной длины с закрепленным индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм по ГОСТ 577-68. Тарировку такого нутромера осуществляли на специальном приспособлении (рисунок 2.6), в котором базовый размер контролировался микрометрическим нутромером НМ50-1300.



Рисунок 2.5 – Рабочий момент измерения внутреннего диаметра трубы нутромером



Рисунок 2.6 – Калибровка нутромера для трубы сечением 1420 мм эталонной мерой

В процессе контроля внутреннего диаметра выполняли измерение расстояния между двумя диаметрально противоположными точками на поверхности трубы. При этом в окрестности точки измерения радиусом порядка 2 см выполняли перемещение (сканирование) измерительного устройства и в качестве результата измерения фиксировали наибольшее значение.

2.3.2 Оценка толщины стенки труб в контрольных точках

Измерение толщины стенки трубы выполнялось с наружной стороны ультразвуковым толщиномером Булат-1М (производство РФ) во всех обозначенных контрольных точках (рисунок 2.7). Основная погрешность прибора для толщины стенки трубы 16,8 мм – не более 0,218 мм.



Рисунок 2.7 – Общий вид прибора для измерения толщины

Настройка прибора выполнялась в соответствии с инструкцией по эксплуатации с применением юстировочной плиты, имеющейся на корпусе прибора, а

также при помощи комплекта ультразвуковых стандартных образцов толщины КМТ 176 (КУСОТ – 180). При контроле толщины стенки труб использовался преобразователь П112-5-6/2-А с минимальной толщиной контроля стали 3 мм, предел дополнительной погрешности $\pm 0,1$ мм. В точках контроля поверхность металла зачищалась наждачной бумагой до достижения шероховатости не более Rz 40.

2.3.3 Оценка кривизны поверхности трубы и муфты в контрольных точках

Известные устройства для измерения кривизны крупногабаритных деталей, выполненные по патентам РФ [111, 114], обладают существенными недостатками при выполнении большого объема работ по измерению кривизны. К таким недостаткам относятся: необходимость постоянного удержания устройства оператором в процессе проведения измерения, в результате чего накапливается усталость и падает точность измерения; необходимость предварительного нанесения разметки на поверхность трубы для установки кривизномера, что увеличивает временные затраты на проведение контроля; высокая методическая погрешность, заключающаяся в отсутствии возможности регулирования базы измерения для различных диаметров изделий (различных диаметров труб).

Поэтому в рамках настоящего диссертационного исследования было разработано и изготовлено техническое устройство измерения радиуса кривизны цилиндрической поверхности крупногабаритных деталей (рисунок 2.8). Конструкция прибора защищена патентом РФ на полезную модель [104] (Приложение 3).

Устройство состоит из корпуса 1 в виде стержня прямоугольного поперечного сечения с прямоугольными отверстиями 2, в которых размещены постоянные магниты 3, зафиксированные стопорными винтами 4. На одном из концов корпуса выполнена прорезь 5, в котором расположен один опорный ролик 6, установленный на ось 7, а на противоположном конце корпуса по его бокам на оси 8 установлены два опорных ролика 9, на внешних боковых поверхностях каждого из которых нанесена по кругу шкала с делениями 10 для определения расстояния, пройденного устройством по поверхности крупногабаритной детали 11. В корпусе 1 выполнены дополнительные отверстия 12 для установки роликов

с измененным базовым расстоянием. На середине базового расстояния выполнено круглое отверстие 13 для установки преобразователя 14 с фиксированием его стопорным винтом 15. На концах корпуса установлены на клеевой состав 16 упругие фрикционные элементы 17. На боковой поверхности корпуса 1 для отсчета расстояния нанесена стрелка – указатель 18. На боковой поверхности корпуса 1 для отсчета расстояния нанесена стрелка – указатель 18.

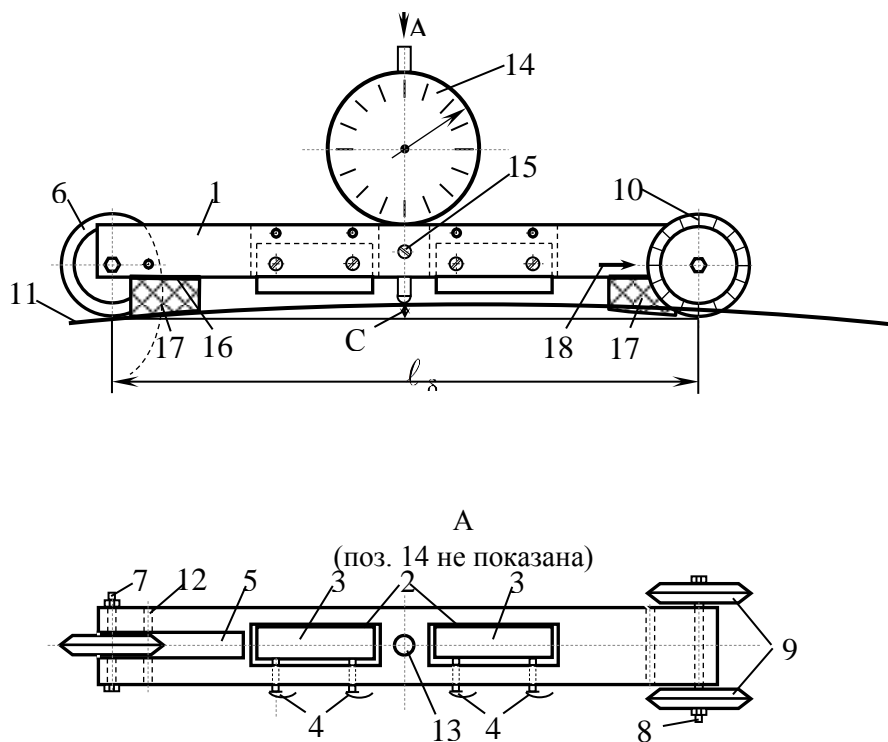


Рисунок 2.8 – Прибор для определения кривизны поверхности

Устройство работает следующим образом. Сначала его устанавливают на поверхность крупногабаритной детали 11 с целью регулирования положения постоянных магнитов 3 и их фиксации таким образом, чтобы обеспечить сжатие фрикционных элементов 17 и достаточное прижатие опорных роликов 9 к поверхности крупногабаритной детали 11, при этом силы трения между элементами 17 и поверхностью крупногабаритной детали 11 должны обеспечивать неподвижность устройства в любой точке поверхности крупногабаритной детали 11 без помощи оператора, проводящего измерения. Измерительный преобразователь 14 устанавливают и фиксируют стопорным винтом 15 в таком положении, чтобы измерительный элемент 14 обеспечивал контакт с поверхностью крупногабаритной детали 11 в любой измеряемой точке. Далее оператор устанавливает устройство в начальное положение на крупногабаритной детали, например, таким образом,

чтобы измерительный элемент контактировал с верхней образующей крупногабаритной детали, а стрелка 18 была направлена на начало отсчета по шкале 10 ролика 9. Передвигая по окружности крупногабаритной детали устройство на определенное расстояние, равное шагу измерений, оператор фиксирует показания измерительного преобразователя, которые отражают параметр кривизны поверхности крупногабаритной детали в данной точке.

Точность измерений обеспечивается применением индикаторов часового типа с ценой деления 0,01 мм по ГОСТ 577-68. Для снижения ошибки при измерениях в методике предусмотрен замер кривизны в одних и тех же точках внешней и внутренней поверхностях при четырех угловых положениях трубы.

Кривизна поверхности есть величина обратная радиусу кривизны в данной точке поверхности. Отметим, что величина радиуса кривизны в точке поверхности зависит также от направления, в котором определяется кривизна, то есть в одной точке поверхности может быть множество значений кривизны в различных направлениях и, соответственно, множество радиусов кривизны. Для идеальной цилиндрической оболочки в каждой точке поверхности имеются два значения кривизны, первое значение в плоскости поперечного сечения $k = 1/R$, где R – радиус оболочки, и второе в продольном сечении $k = 1/\rho$, где $\rho = \infty$, так как образующая цилиндрической оболочки есть прямая линия. Для трубной оболочки в силу многих причин кривизна поверхности является весьма изменчивой величиной, следовательно, и радиусы кривизны будут соответственно изменяться.

Текущее значение радиуса кривизны поверхности r определяется формулой:

$$r = \frac{l^2}{8C} + 0,5C, \quad (2.1)$$

где $C = A - A_0$ – разность показаний измерительного преобразователя, в качестве которого применяется индикатор часового типа, мм;

A, A_0 – показания измерительного преобразователя на трубе в точке измерения и на горизонтальной поверхности, мм.

2.3.4 Оценка кривизны поверхности трубы и муфты в контрольных точках

Для расчетного определения наружного диаметра по результатам измерения окружности измерялся периметр контрольных сечений плоской металлической рулеткой. Для измерений применялась рулетка 2-го класса точности по ГОСТ 7502-98. Рабочее усилие натяжения при измерении - 10 ± 1 Н. Основная погрешность измерения $\pm 0,6$ мм.

Дополнительная температурная поправка Δ_t , учитываемая при выполнении измерений в условиях отличных от нормальных, проводится по формуле:

$$\Delta_t = \alpha L(t - 20), \quad (2.2)$$

где α - температурный коэффициент расширения материала рулетки, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

L – измеренная длинная рулетки, м;

t – температура измерения, $^{\circ}\text{C}$.

2.4 Результаты измерения геометрических характеристик трубы №12991

Рассмотрим результаты измерения геометрических характеристик труб на примере трубы №12991. Исследуемая труба была отобрана из труб, бывших в эксплуатации в составе МГ «Пунга – Ухта - Грязовец» IV нитка 137-175 км в зоне ответственности Синдорского ЛПУ МГ, забракована по причине наличия девяти дефектных зон. Диаметр трубы 1420 мм. Номинальная толщина стенки 16,8 мм. Конструкция трубы – прямошовная с двумя продольными сварными швами.

Толщина стенки обследуемой трубы изменяется в пределах $16,3 \div 17,3$ мм (таблица 2.1, рисунок 2.9). Таким образом, отклонение толщины стенки от номинального значения находится в пределах $- 0,5$ мм до $+ 0,5$ мм. Учитывая то, что крайние значения 16,3 мм и 17,3 мм встречаются единожды, в качестве граничных значений приняты 16,5 мм и 17,0 мм. Тогда интервал отклонений толщины получаем от $-0,3$ мм до $+0,2$ мм, или минимальная толщина меньше номинальной на 1,8 %, а максимальная толщина больше номинальной на 1,2 %. Средняя толщина стенки трубы вне сварных швов составляет 16,75 мм, а средняя толщина валика сварного шва – 20,3 мм, то есть 1,23 от минимальной толщины стенки.

Таблица 2.1 - Результаты замера толщины стенки, периметров трубы №12991 и соответствующих диаметров

Номера контрольных точек	Номера контрольных сечений													Сред. знач. по обр.
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 псш	18,10	20,50	21,00	21,00	21,00	21,00	21,60	21,10	20,80	20,80	20,80	21,20	19,80	20,67
2	16,70	16,60	16,70	16,70	16,80	16,80	16,80	16,70	16,80	16,80	16,70	16,70	16,90	16,75
3	16,80	16,60	16,70	16,70	16,90	16,90	16,80	16,80	16,70	16,90	16,70	16,80	16,90	16,78
4	16,80	16,70	16,70	16,70	16,60	16,30	16,70	16,60	16,80	16,80	16,60	16,70	16,90	16,68
5	16,80	16,80	16,80	16,70	16,60	16,70	16,80	16,70	16,80	16,80	16,90	16,80	16,90	16,78
6	16,80	16,80	16,70	16,80	16,70	16,70	16,80	16,70	17,00	16,80	16,90	16,80	16,90	16,80
7	16,70	16,70	16,80	16,70	16,70	16,70	16,80	16,70	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,75
8	16,80	16,80	16,70	16,70	16,80	16,80	16,80	16,70	16,90	16,80	16,80	16,80	16,80	16,78
9	16,70	16,80	16,70	16,60	16,80	16,70	16,80	16,60	16,80	16,80	16,80	16,70	16,80	16,74
10	16,80	16,70	16,60	16,60	16,60	16,60	16,80	16,60	16,70	16,80	16,70	16,80	16,80	16,70
11 псш	19,10	20,10	20,00	20,30	20,30	20,10	20,20	20,00	20,00	20,00	21,00	20,20	18,60	19,99
12	16,80	16,70	16,80	16,80	16,70	16,70	16,80	16,80	17,30	16,70	16,50	16,70	16,60	16,76
13	16,70	16,70	16,70	16,80	16,70	16,80	16,70	16,80	16,90	16,80	16,70	16,80	16,70	16,75
14	16,70	16,70	16,70	16,80	16,70	16,70	16,80	16,80	16,80	16,70	16,60	16,90	16,70	16,74
15	16,70	16,70	16,70	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,90	16,80	16,70	16,80	16,78
16	16,80	16,70	16,60	16,60	16,60	16,60	16,60	16,70	16,80	16,60	16,70	16,70	16,80	16,68
17	16,90	16,70	16,70	16,70	16,70	16,80	16,80	16,80	16,90	16,70	16,80	16,70	16,80	16,77
18	16,80	16,80	16,70	16,70	16,70	16,80	16,60	16,70	16,80	16,60	16,70	16,70	16,80	16,72
19	16,70	16,80	16,70	16,70	16,70	16,90	16,70	16,80	16,90	16,70	16,80	16,80	16,80	16,77
20	16,70	16,80	16,80	16,80	16,80	16,70	16,70	16,70	16,80	16,80	16,70	16,80	16,80	16,76
Среднее значение	16,76	16,73	16,71	16,72	16,72	16,72	16,76	16,72	16,85	16,77	16,73	16,76	16,81	16,75
Окружность, мм	4464,60	4464,40	4464,50	4463,20	4464,00	4465,00	4464,50	4465,00	4463,80	4466,00	4466,00	4466,50	4466,50	4464,92
Расчётный диаметр, мм	1421,13	1421,06	1421,09	1420,68	1420,94	1421,25	1421,09	1421,25	1420,87	1421,57	1421,57	1421,73	1421,73	1421,23



Рисунок 2.9 - Значения толщины стенки в контрольных точках средней части трубы

В последней строке таблицы 2.1 приводятся значения диаметров, соответствующих периметрам контрольных сечений. Отметим, что наибольшее отклонение от номинального диаметра не превышает 0,12 %.

На рассматриваемой трубе внутренние диаметры были измерены во всех тринадцати контрольных сечениях для трех положений трубы (Приложение А). Первое положение соответствует расположению контрольных точек № 18 на верхней образующей трубы (12 ч), второе положение – контрольные точки № 3 на верхней образующей трубы (12 ч), в третьем положении – контрольные точки № 8 на 12 ч. Отметим, что при измерениях внутренних диаметров и кривизны поверхности труба опиралась на две опоры шириной 0,2 м, расположенные возле IV и I контрольных сечений (Приложение Б), поэтому диаграммы построены для характерных сечений возле концов трубы, возле опор и в середине между опорами.

В дополнение к информации о реальных контурах поперечных сечений построим профили образующих по длине трубы (Приложение В). Для верхней образующей трубы (диаметры 8/18 между контрольными точками 8 и 18 поперечных сечений), то есть диаметров в вертикальной плоскости (рисунок В.1 а). Поведение этого же диаметра при повороте трубы на 90° относительно своей оси, когда диаметр 8/18 находится в горизонтальной плоскости (рисунок В.1 б) отличается от предыдущего. Далее после поворота еще на 90° плоскость с диаметром 8/18 совпадает с вертикальной плоскостью, но точка 18 оказывается в низу, а точка 8 сверху (рисунок В.1 в). Здесь профили «а» и «в» близки между собой, за исключением местного возрастания диаметра в контрольном сечении № IX.

В первоначальном положении трубы (когда диаметр 8/18 располагался вертикально) в горизонтальной плоскости находился диаметр 3/13. Характер поведения функций, построенных по значениям диаметра 3/13 для трех разных положений трубы, практически одинаков (рисунок В.2 а, б, в).

Зависимости расстояний между продольными сварными швами (диаметр 1/11) для трех положений трубы (рисунок В.3 а, б, в) практически идентичны. Аналогичная картина получается и для диаметров (6/16), расположенных в плоскости, перпендикулярной плоскости продольных сварных швов (рисунок В.4 а, б, в), но с небольшим исключением – в контрольном сечении VII присутствует впадина, что можно объяснить либо ошибкой измерений, либо наличием вмятины.

Для исследуемой трубы степень отклонений кривизны поверхности от поверхности идеальной цилиндрической оболочки устанавливалась по величине радиуса кривизны, измеряемого кривизномером с базой 190 мм, только в поперечных сечениях трубы (Приложение Г). Измерения выполнялись в двадцати контрольных точках тринадцати контрольных сечений на наружной поверхности для трех положений трубы: I положение соответствовало расположению контрольных точек № 8 на верхней образующей трубы (12 ч) (Приложение Д), во II положении – контрольные точки № 3 на 12 ч, в III положении – контрольные точки № 8 на нижней образующей трубы (6 ч).

Для II и III положений трубы графики радиусов кривизны не приводятся по причине их идентичности графикам для трубы в I положении.

Следует отметить, что диапазон изменения радиусов кривизны внешней поверхности на образующих, проходящих через точки 2÷15 (рисунки Д.1 – Д.3), расположенных в верхней части трубы, относительно невелик - в пределах $\pm 10\%$ от номинального значения $\rho_{\text{ном}} = 710$ мм, и только на образующих в нижней части трубы, проходящих через точки 16 ÷ 20, пиковые значения радиуса кривизны достигают -20% и $+55\%$ номинального значения (рисунок Д.4). Значения радиусов кривизны в контрольных сечениях (I ÷ XIII), взятые как средние значения радиусов кривизны в двух примыкающих к продольным сварным швам точках, лежат в пределах $(0,85 \div 0,87) \rho_{\text{ном}}$ (рисунок Д.1, Д.3), то есть узкие зоны трубной оболоч-

ки, примыкающие с обеих сторон к продольным сварным швам, выгнуты в поперечных сечениях трубы несколько больше номинала.

Представление о характере изменения и величине отклонений радиусов кривизны от номинального значения дают построенные круговые эпюры (приложение Е) по данным измерений кривизны внешней и внутренней поверхностей трубы для трех положений.

Совпадение контура эпюр для радиусов кривизны внешней и внутренней поверхности свидетельствует о правильности измерений, а некоторое расхождение (до 25 %) отдельных значений максимальных отклонений радиусов кривизны от номинального значения объясняется сильной зависимостью величины радиуса кривизны от состояния поверхности и точностью установки кривизномера.

Сравнение эпюр радиусов кривизны внешней и внутренней поверхностей трубы показывает их полное сходство по форме и неплохое совпадение цифровых значений (рисунки Е.1-Е.3) Исходя из отмеченных совпадений для положений трубы II и III, когда точки 3 и 18 находились на 12 ч, эпюры приведены только для нечетных номеров (рисунки Е.4-Е.7). Построены эпюры для сравнения контрольного сечения XIII при трех положениях трубы (рисунок Е.8).

2.5 Оценка геометрии полумуфт номинальным диаметром 1420 мм

Оценка геометрии муфт выполнялась по методике аналогичной той, которая применялась для контроля кривизны труб с использованием разработанного кривизномера.

Для удобства измерений на внутреннюю поверхность муфт была нанесена кольцевая разметка.

Измерения проводились в трех плоскостях полумуфт, пересекающих их на кольцевых участках и средней части. Каждое сечение содержало 12 контрольных точек (рисунок 2.10). Результаты измерений для четырех полумуфт приведены в таблице 2.2.

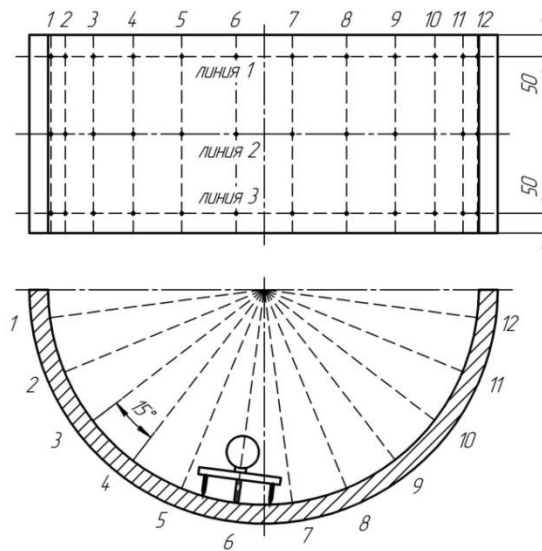


Рисунок 2.10 – Схема разметки полумуфт

Таблица 2.2 – Результаты измерений величины стрелки прогиба муфты №1

№ сечения	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Полумуфта №1												
1	36,6	36,91	36,52	37,99	36,8	6,85	37,83	37,77	36,56	34,96	36,52	37,99
2	36,67	37,1	36,72	36,8	36,78	36,89	36,81	36,54	36,72	36,3	36,72	36,8
3	35,15	36,19	36,46	36,74	36,76	36,9	36,75	36,4	35,55	35,65	36,46	36,74
Полумуфта №2												
1	37,75	36,7	36,8	36,87	36,59	36,67	36,77	36,86	37,66	37,28	36,59	36,67
2	37,04	37,85	37,82	36,86	36,72	36,76	36,79	36,97	38,32	36,05	36,72	36,76
3	37,11	37,88	37,87	37,91	36,7	36,8	37,92	37,88	37,64	37,82	36,7	36,8
Полумуфта №3												
1	35,54	36,7	36,76	36,77	36,91	36,84	36,9	36,85	36,68	36,02	36,7	36,76
2	36,22	37,11	36,67	36,73	36,82	36,82	36,83	36,81	37,10	37,75	37,11	36,67
3	35,91	36,52	36,66	36,86	36,71	36,82	37,89	37,77	36,67	36,01	36,52	36,66
Полумуфта №4												
1	36,91	36,75	36,77	36,89	36,93	36,85	36,83	36,82	36,55	36,52	36,91	36,75
2	36,08	36,71	36,89	36,85	36,8	36,77	36,77	36,69	36,74	35,13	36,08	36,71
3	36,98	37,43	37,00	37,86	36,65	36,75	36,81	36,83	37,94	35,31	36,98	37,43

Процедура разметки и измерения кривизны внутренней поверхности полумуфт представлена на рисунках 2.11 – 2.12.



Рисунок 2.11 – Разметка внутренней поверхности полумуфт



Рисунок 2.12 –Измерение кривизны внутренней поверхности полумуфт

2.6 Статистический анализ результатов измерений геометрии труб и муфт

В процессе обследования измерения внутренних диаметров и кривизны наружной поверхности труб выполнены в следующем объеме: труба диаметром 1420 мм – 28 шт.; труба диаметром 1220 мм – 23 шт.; труба диаметром 820 мм – 16 шт.; труба диаметром 720 мм – 18 шт.

Результаты измерений представлены в виде отклонений полученных значений диаметров и радиусов кривизны от номинального (рисунок 2.13, 2.14).

Также в процессе обследования был произведен замер радиуса кривизны внутренней поверхности полумуфт в следующем объеме: полумуфты на трубу диаметром 1420 мм – 30 шт.; полумуфты на трубу диаметром 1220 мм – 26 шт.; полумуфты на трубу диаметром 820 мм – 24 шт.; полумуфты на трубу диаметром 720 мм – 23 шт.

Результаты измерений представлены в виде отклонений полученных значений радиусов кривизны от номинального (рисунок 2.15)

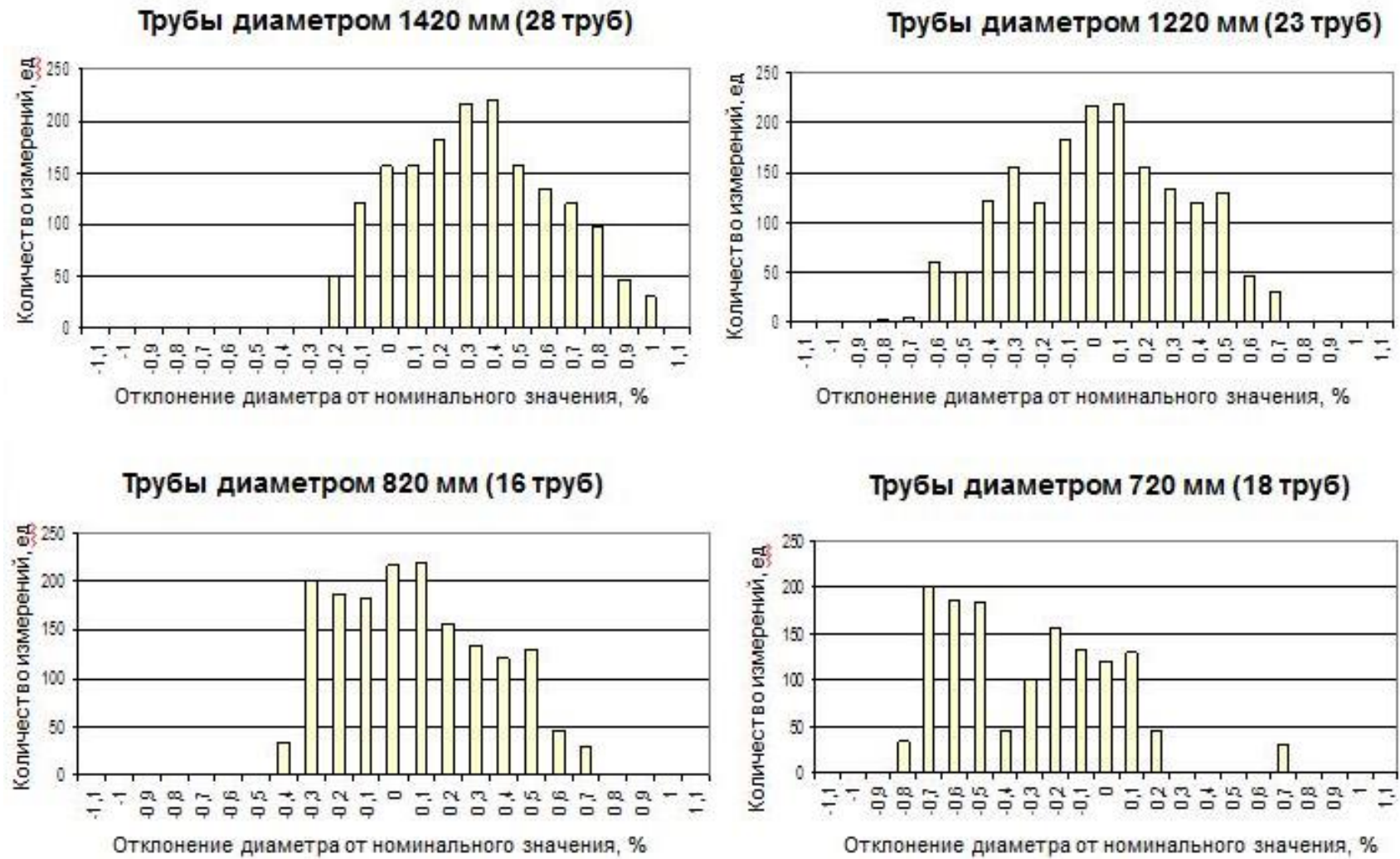


Рисунок 2.13 – Отклонение внутренних диаметров от номинального значения

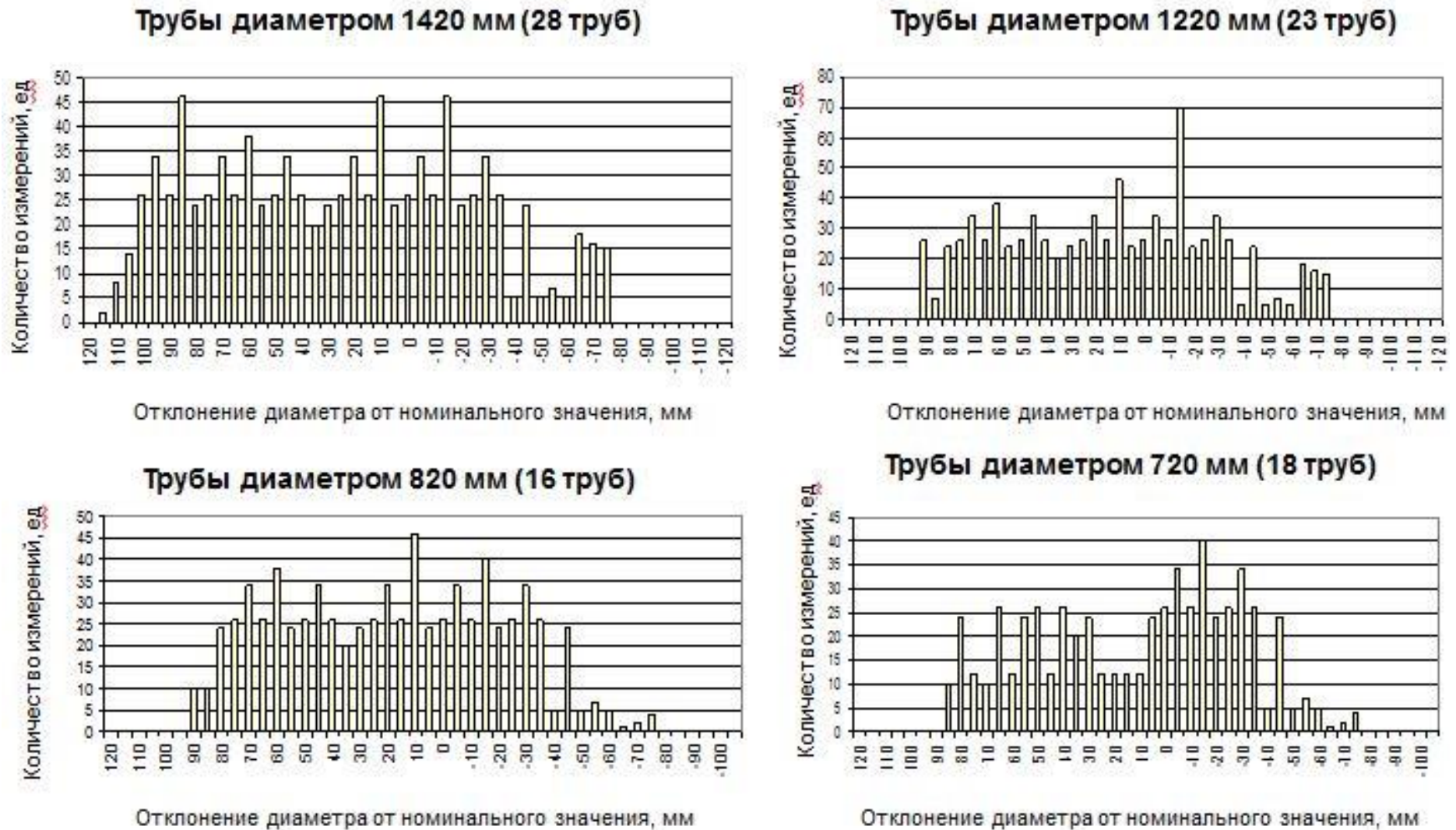


Рисунок 2.14 – Отклонение радиусов кривизны наружной поверхности труб от номинального значения

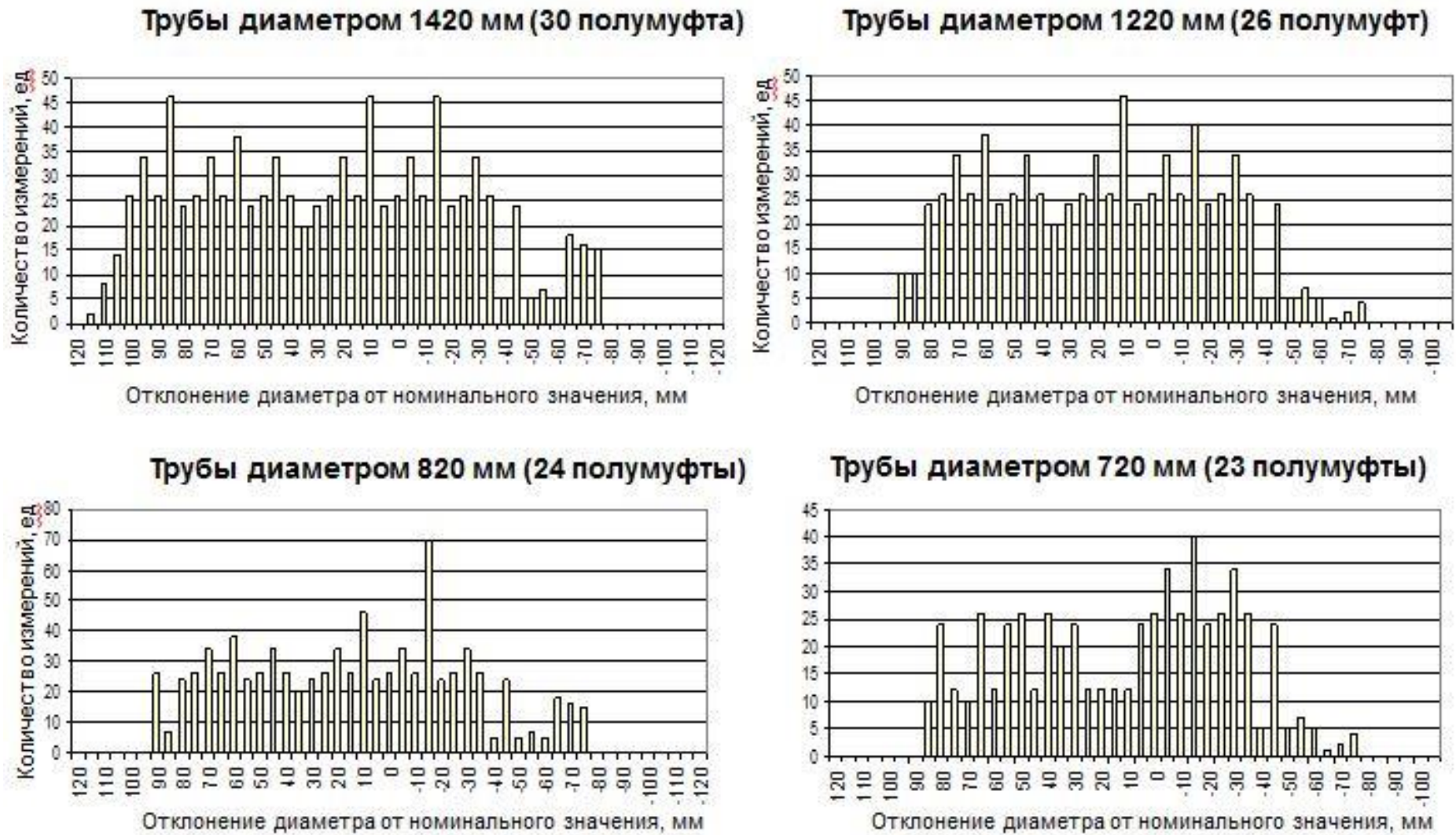


Рисунок 2.15 – Отклонение радиусов кривизны внутренней поверхности полумуфт от номинального значения

2.7 Выводы по главе 2

1. Разработана методика проведения работ по определению фактических геометрических характеристик труб и муфт, включающих:

- внутренний диаметр труб, измеренный в различных сечениях и окружных точках труб;

- толщину стенки трубы с целью дальнейшего пересчета внутреннего диаметра во внешний диаметр;

- кривизну наружной поверхности трубы в различных сечениях и различных окружных точках;

- кривизну внутренней поверхности в контрольных точках;

- значения внутренних диаметров и кривизны внешней и внутренней поверхностей в контрольных точках при повороте трубы относительно своей оси на 90° , 180° и 270° с целью анализа методической погрешности, вызванной искривлением трубы под собственным весом.

2. Проведено исследование геометрических несовершенств 85 труб, в том числе, труб диаметром 1420 мм – 28 шт.; труб диаметром 1220 мм – 23 шт.; труб диаметром 820 мм – 16 шт.; труб диаметром 720 мм – 18 шт. Результаты исследования показали, что максимальное значение отклонения внутреннего диаметра обследованных труб от номинального значения составляет – 1,07 %, максимальное значение отклонения радиуса кривизны от номинального значения – 8 %, что является допустимым в рамках требований ТУ, но критичным при ремонте стальными обжимными муфтами.

ГЛАВА 3 РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ СОПРЯГАЕМЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ «МУФТА-ТРУБА» НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕМОНТА

3.1 Определение формы поперечных сечений наружной поверхности трубы и внутренней поверхности муфты на основании результатов измерения радиусов кривизны

Рассмотрим поперечное сечение наружной поверхности трубопровода. Его форма представляет собой замкнутую плоскую кривую. В общем случае из-за наличия геометрических несовершенств эта кривая отличается от окружности.

Известно, что кривизна k плоской кривой (величина, обратная радиусу кривизны ρ) связана с изменением угла наклона касательной к кривой $d\alpha$ и длиной соответствующей дуги кривой ds (рисунок 3.1) следующим соотношением [3]:

$$k = \frac{1}{\rho} = \frac{d\alpha}{ds}. \quad (3.1)$$

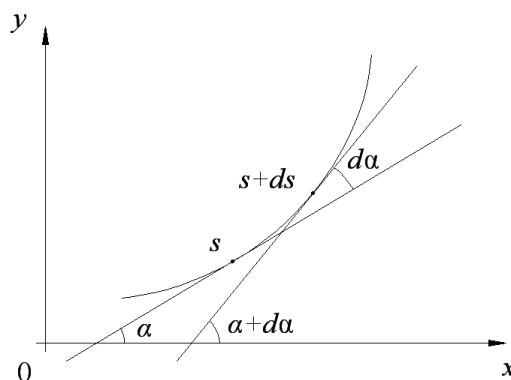


Рисунок 3.1 – Определение кривизны плоской кривой

Пусть известна зависимость кривизны от длины дуги кривой $k(s)$. В этом случае величина α в точке кривой, которая характеризуется длиной дуги s , может быть определена следующим образом:

$$a(s) = \int_0^s k(s') ds' + a_0, \quad (3.2)$$

где s' – переменная, по которой производится интегрирование (обозначение s' использовано, чтобы отличить эту переменную от верхнего предела интегрирования s);

α_0 – угол наклона касательной к кривой в начальной точке кривой (при $s=0$).

Зная угол наклона касательной к кривой $\alpha(s)$, можно определить величины изменения декартовых координат dx и dy , соответствующие перемещению точки наблюдения от начала до конца элемента кривой ds (рисунок 3.2):

$$dx = \cos(\alpha(s)) ds, \quad (3.3)$$

$$dy = \sin(\alpha(s)) ds. \quad (3.4)$$

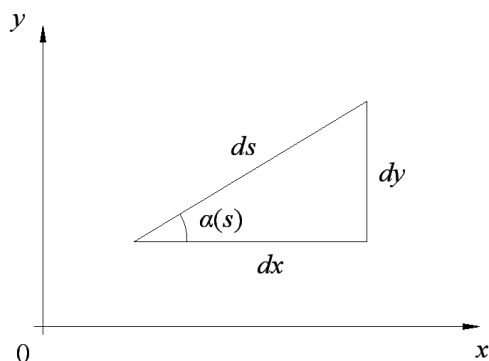


Рисунок 3.2 – К определению декартовых координат точек кривой

Декартовы координаты x и y точки кривой, которая характеризуется длиной дуги s , определяются следующими соотношениями:

$$x(s) = \int_0^s \cos(\alpha(s')) ds' + x_0, \quad (3.5)$$

$$y(s) = \int_0^s \sin(\alpha(s')) ds' + y_0, \quad (3.6)$$

где x_0 и y_0 – декартовы координаты начальной точки кривой (при $s = 0$).

Таким образом, при известной зависимости $k(s)$ могут быть определены декартовы координаты любой точки, принадлежащей рассматриваемой кривой.

Пусть известны значения кривизны рассматриваемой кривой k_i в точках, характеризующихся длиной дуги s_i (i – номер точки, $i = 0, 1, \dots, n - 1$, n – общее количество точек). Будем считать, что расстояния вдоль кривой между рассматриваемыми точками одинаковы и равны Δs . В этом случае длина дуги для i -ой точки определяется следующим образом:

$$s_i = i\Delta s. \quad (3.7)$$

Если известны значения радиусов кривизны ρ_i в рассматриваемых точках, то соответствующие значения кривизны k_i могут быть определены с использованием следующего соотношения:

$$k_i = \frac{1}{\rho_i}. \quad (3.8)$$

С использованием введенных обозначений запишем конечно-разностный аналог уравнения (3.1):

$$\Delta a_i \approx k_i s \quad (3.9)$$

где Δa_i – изменение угла наклона касательной к рассматриваемой кривой при переходе из точки с индексом i в точку с индексом $i + 1$.

Угол наклона касательной к рассматриваемой кривой в i -ой точке a_i определяется суммированием угла наклона касательной в начальной точке a_0 и изменений угла наклона касательной, соответствующих всем точкам с индексами от 0 до $i - 1$:

$$a_i \approx \sum_{j=0}^{i-1} k_j \Delta s + a_0 \quad (3.10)$$

Конечно-разностные аналоги уравнений (3.3) и (3.4) могут быть записаны:

$$\Delta x_i \approx \cos(a_i) \Delta s \quad (3.11)$$

$$\Delta y_i \approx \sin(a_i) \Delta s \quad (3.12)$$

где Δx_i и Δy_i – изменение декартовых координат при переходе из точки с индексом i в точку с индексом $i + 1$.

Декартовы координаты i -ой точки кривой x_i и y_i определяются путем суммирования координат начальной точки x_0 и y_0 и изменений координат, соответствующих всем точкам с индексами от 0 до $i - 1$:

$$x_i \approx \sum_{j=0}^{i-1} \cos(a_j) \Delta s + x_0 \quad (3.13)$$

$$y_i \approx \sum_{j=0}^{i-1} \sin(a_j) \Delta s + y_0 \quad (3.14)$$

Таким образом, при известных значениях кривизны в ряде точек рассматриваемой кривой могут быть приближенно определены декартовы координаты этих точек, то есть приближенно определена форма рассматриваемой кривой. При использовании данного подхода чем меньше расстояние между точками, в которых известно значение кривизны (то есть чем больше таких точек на участке кривой), тем более точная информация о форме кривой будет получена.

Если рассматриваемая кривая близка к окружности и точки измерения кривизны распределены равномерно по длине этой кривой, то может быть произведено определение координат условного центра окружности и расстояний от этого центра до точек измерения радиусов кривизны (рисунок 3.3). Для этого после определения координат всех точек измерения радиусов кривизны x_i и y_i при произвольно выбранных значениях x_0 и y_0 найдем средние арифметические значения $x_{ц}$ и $y_{ц}$ величин x_i и y_i :

$$x_{ц} = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} x_i, \quad (3.15)$$

$$y_{ц} = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} y_i. \quad (3.16)$$

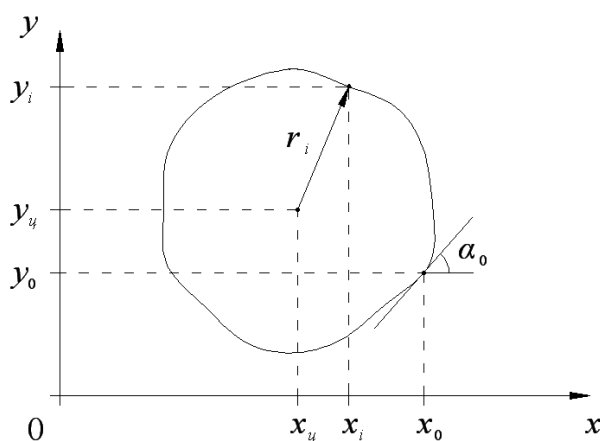


Рисунок 3.3 – Координаты условного центра окружности

Величины $x_{ц}$ и $y_{ц}$ будем называть координатами условного центра окружности. Для определения расстояния r_i от i -ой точки измерения радиуса кривизны до условного центра окружности будем использовать следующее соотношение:

$$r_i = \sqrt{(x_i - x_{ц})^2 + (y_i - y_{ц})^2}. \quad (3.17)$$

Информация о расстояниях от i -ой точки измерения радиуса кривизны до условного центра окружности необходима для определения величины зазора между трубой и муфтой при заданном угловом положении муфты.

Для определения координат точек кривой, лежащих между двумя точками с известными координатами, может быть использовано предположение о линейной

зависимости расстояния от точки кривой до условного центра окружности от угловой координаты относительно условного центра окружности. Пусть известны координаты двух точек кривой (x_1, y_1) и (x_2, y_2) в системе координат, начало которой совпадает с условным центром окружности. Требуется найти координаты (x, y) точки, которая лежит на дуге кривой между точками (x_1, y_1) и (x_2, y_2) и характеризуется расстоянием r от условного центра окружности и угловой координатой β (рисунок 3.4). Расстояния r_1 и r_2 от условного центра окружности до точек (x_1, y_1) и (x_2, y_2) определяются следующими соотношениями:

$$r_1 = \sqrt{x_1^2 + y_1^2}, \quad (3.18)$$

$$r_2 = \sqrt{x_2^2 + y_2^2}. \quad (3.19)$$

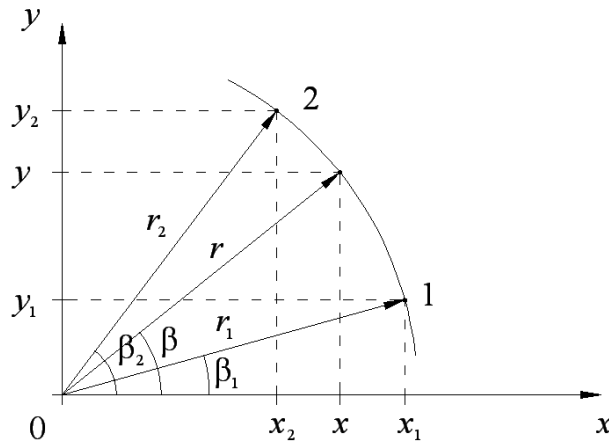


Рисунок 3.4 – К задаче определения координат точек кривой, лежащих между двумя точками с известными координатами

Угловые координаты β_1 и β_2 точек (x_1, y_1) и (x_2, y_2) связаны с координатами точек следующим образом:

$$\operatorname{tg} \beta_1 = \frac{y_1}{x_1}, \quad (3.20)$$

$$\operatorname{tg} \beta_2 = \frac{y_2}{x_2}. \quad (3.21)$$

На основании используемого предположения о линейной зависимости $r(\beta)$ для точек, лежащих на дуге кривой между точками (x_1, y_1) и (x_2, y_2) , может быть записано следующее соотношение:

$$r = a\beta + b, \quad (3.22)$$

где a и b – коэффициенты линейной зависимости $r(\beta)$.

Точки (x_1, y_1) и (x_2, y_2) удовлетворяют уравнению (3.22), следовательно, может быть записана следующая система из двух уравнений с двумя неизвестными (a и b):

$$\begin{cases} r_1 = a\beta_1 + b \\ r_2 = a\beta_2 + b \end{cases} \quad (3.23)$$

Решение системы уравнений (3.23) имеет следующий вид:

$$a = \frac{r_1 - r_2}{\beta_1 - \beta_2}, \quad (3.24)$$

$$b = \frac{r_2\beta_1 - r_1\beta_2}{\beta_1 - \beta_2}. \quad (3.25)$$

Координаты (x, y) рассматриваемой точки определяются соотношениями:

$$x = r \cos \beta = \left(\frac{r_1 - r_2}{\beta_1 - \beta_2} \beta + \frac{r_2\beta_1 - r_1\beta_2}{\beta_1 - \beta_2} \right) \cos \beta \quad (3.26)$$

$$y = r \sin \beta = \left(\frac{r_1 - r_2}{\beta_1 - \beta_2} \beta + \frac{r_2\beta_1 - r_1\beta_2}{\beta_1 - \beta_2} \right) \sin \beta \quad (3.27)$$

Уравнения (3.26) и (3.27) могут применяться для определения координат точек поперечного сечения наружной поверхности трубы или внутренней поверхности муфты, расположенных между точками измерения радиусов кривизны.

3.2 Вычисление величины зазора между трубой и муфтой при заданном угловом положении муфты относительно трубы

Рассмотрим систему координат, начало которой совпадает с условным центром поперечного сечения наружной поверхности трубы. Пусть x_{mi}, y_{mi} ($i = 0, 1, \dots, n - 1$) – координаты точек поперечного сечения наружной поверхности трубы, x_{mi}, y_{mi} ($i = 0, 1, \dots, n - 1, n - \text{четное число}$) – координаты точек поперечного сечения внутренней поверхности муфты, причем точки x_{mi}, y_{mi} при $i = 0, 1, \dots, n / 2 - 1$ относятся к первой полумуфте, а точки x_{mi}, y_{mi} при $i = n / 2, n / 2 + 1, \dots, n - 1$ относятся ко второй полумуфте. Угловое положение муфты относительно трубы будем характеризовать индексом m точки трубы, соответствующей точке муфты с индексом 0. При этом предполагается, что точки на наружной поверхности трубы с индексами $m + i$ соответствуют точкам на внутренней поверхности муфты с индексами i (рисунок 3.5).

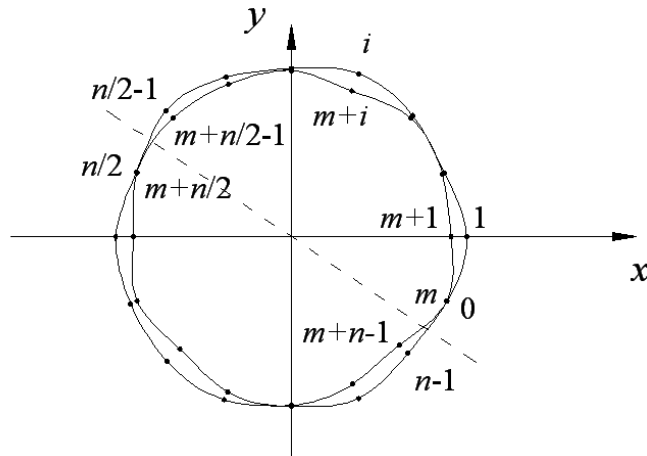


Рисунок 3.5 – Взаимное соответствие точек поперечного сечения наружной поверхности трубы и внутренней поверхности муфты. Штриховая линия характеризует угловое положение краев полумуфт

Найдем величину зазора между несовершенной наружной поверхностью трубы и несовершенной внутренней поверхностью полумуфты, возникающего при установке полумуфты на трубу при заданном угловом положении полумуфты относительно трубы. Для определения зазора в первую очередь необходимо найти точки соприкосновения поперечных сечений наружной поверхности трубы и внутренней поверхности полумуфты.

Пусть первая точка соприкосновения трубы и полумуфты имеет индекс p . Произведем преобразование координат точек полумуфты:

$$x'_{mi} = x_{mi} + (x_{mm+p} - x_{mp}) \quad (3.28)$$

$$y'_{mi} = y_{mi} + (y_{mm+p} - y_{mp}) \quad (3.29)$$

Это преобразование соответствует переносу кривой, характеризующей поперечное сечение внутренней поверхности полумуфты, в первую точку соприкосновения. Расстояние r_{mi} от начала координат до i -й точки полумуфты определяется следующим образом:

$$r_{mi} = \sqrt{x'^2_{mi} + y'^2_{mi}}. \quad (3.30)$$

Расстояние r_{mm+i} от начала координат до точки трубы с индексом $m+i$ (эта точка соответствует i -й точке полумуфты) определяется следующим образом:

$$r_{mm+i} = \sqrt{x_{mm+i}^2 + y_{mm+i}^2}. \quad (3.31)$$

Расстояние Δr_i между трубой и полумуфтой в радиальном направлении в районе i -й точки полумуфты может быть определено как разность расстояний r_{mi} и r_{mm+i} :

$$\Delta r_i = r_{mi} - r_{mm+i}. \quad (3.32)$$

Найдем угол φ_{ip} , необходимый для совмещения полумуфты с трубой в районе i -ой точки полумуфты путем поворота полумуфты вокруг оси, проходящей через первую точку соприкосновения и перпендикулярной к плоскости чертежа (рисунок 3.6). При повороте вокруг указанной оси i -я точка полумуфты перемещается по дуге окружности радиуса ρ_{ip} , равного расстоянию между точками полумуфты с индексами i и p :

$$\rho_{ip} = \sqrt{(x'_{mi} - x'_{mp})^2 + (y'_{mi} - y'_{mp})^2}. \quad (3.33)$$

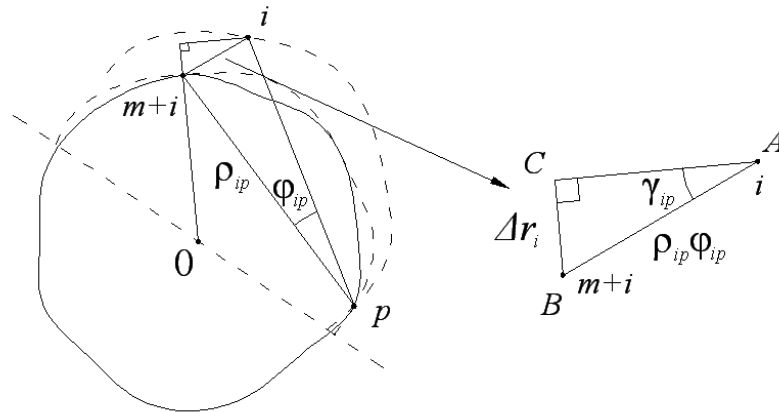


Рисунок 3.6 – К определению взаимосвязи между расстоянием между полумуфтой и трубой в районе точки с индексом i и углом поворота полумуфты относительно оси, проходящей через точку с индексом p

При малых углах поворота φ_{ip} длину отрезка AB (рисунок 3.6), соединяющего положения i -й точки полумуфты до и после поворота, можно считать равной произведению угла поворота φ_{ip} на радиус окружности ρ_{ip} . Длину отрезка BC , представляющего собой проекцию отрезка AB на прямую, проходящую через начало координат и точку (x_{mm+i}, y_{mm+i}) , можно считать равной изменению расстояния между трубой и полумуфтой в районе i -ой точки полумуфты Δr_i , которое

происходит при повороте полумуфты на угол φ_{ip} . Таким образом, можно записать следующее уравнение:

$$\Delta r_i = \rho_{ip} \varphi_{ip} \sin \gamma_{ip} \quad (3.34)$$

Угол γ_{ip} (рисунок 3.6) при малых φ_{ip} можно считать равным углу между прямой, проходящей через точки $(0, 0)$ и (x_{mm+i}, y_{mm+i}) , и прямой, проходящей через точки (x'_{mp}, y'_{mp}) и (x'_{mi}, y'_{mi}) .

Известно, что если имеются две прямые, заданные уравнениями $y = c_1x + d_1$ и $y = c_2x + d_2$, то синус угла между ними определяется следующим образом [4]:

$$\sin \gamma = \frac{c_2 - c_1}{\sqrt{1+c_1^2} \sqrt{1+c_2^2}}. \quad (3.35)$$

Если прямая проходит через две заданные точки (x_1, y_1) и (x_2, y_2) , то коэффициент перед x в уравнении этой прямой $y = cx + d$ определяется соотношением [4]:

$$c = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}. \quad (3.36)$$

В нашем случае коэффициент c_1 для прямой, проходящей через точки $(0, 0)$ и (x_{tm+i}, y_{tm+i}) определяется следующим образом:

$$c_1 = \frac{y_{mm+i}}{x_{mm+i}}. \quad (3.37)$$

Коэффициент c_2 для прямой, проходящей через точки (x'_{mp}, y'_{mp}) и (x'_{mi}, y'_{mi}) определяется следующим образом:

$$c_2 = \frac{y'_{mi} - y'_{mp}}{x'_{mi} - x'_{mp}}. \quad (3.38)$$

Из соотношения (3.34) с учетом (3.35) легко получить уравнение для определения угла φ_{ip}

$$\varphi_{ip} = \frac{\Delta r_i}{\rho_{ip}} \frac{\sqrt{1+c_1^2} \sqrt{1+c_2^2}}{c_2 - c_1} \quad (3.39)$$

Здесь величины c_1 и c_2 определяются соотношениями (3.37) и (3.38) соответственно. Зная величины Δr_i , определим значения углов φ_{ip} для всех i , кроме $i = p$. Если существует точка с индексом $q \neq p$, такая, что при повороте на угол φ_{qp} в точке с индексом q полумуфта совмещается с трубой, а в остальных точках с ин-

дексами i ($i \neq p, i \neq q$) между трубой и полумуфтой имеются зазоры $\Delta r_i \geq 0$ (рисунок 3.7а), то рассматриваемая конфигурация, характеризуемая точками соприкосновения с индексами p и q , включается в список возможных конфигураций для дальнейшего анализа. Если при данном p имеется несколько значений q , удовлетворяющих рассмотренному условию, то все эти конфигурации включаются в список возможных конфигураций. Если рассмотренное условие не выполняется, т.е. при любом $q \neq p$ существуют точки, в которых $\Delta r_i < 0$, то делается вывод, что точка с индексом p не может быть точкой соприкосновения (рисунок 3.7б).

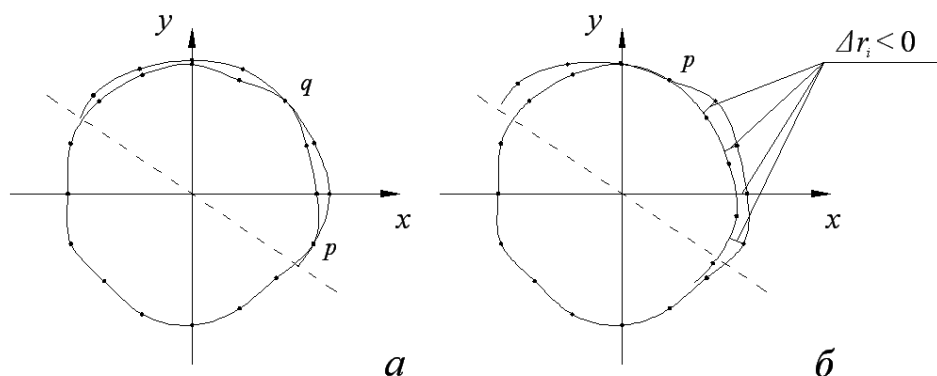


Рисунок 3.7 – К определению точек соприкосновения трубы и полумуфты. Точки с индексами p и q могут быть точками соприкосновения трубы и полумуфты (а).

Точка с индексом p не может быть точкой соприкосновения трубы и полумуфты (б)

Проведя описанную выше процедуру поиска точек соприкосновения для всех возможных вариантов индексов первой точки соприкосновения, т.е. для $p = 0, 1, \dots, n/2 - 1$, составим список возможных вариантов положения полумуфты относительно трубы, которые характеризуются индексами p и q точек соприкосновения. Для каждого из полученных вариантов рассчитаем суммарную величину радиального зазора между полумуфтой и трубой во всех рассматриваемых точках.

Величина радиального зазора Δr_{ipq} в районе i -й точки полумуфты при заданных p и q определяется следующим образом:

$$\Delta r_{ipq} = r_{mi} - r_{m+1} - \rho_{ip} \varphi_{qp} \frac{c_2 - c_1}{\sqrt{1+c_1^2} \sqrt{1+c_2^2}}. \quad (3.40)$$

Здесь величины c_1 и c_2 определяются соотношениями (3.37) и (3.38) соответственно. Суммарная величина радиального зазора между полумуфтой и трубой

во всех рассматриваемых точках Δr_c определяется путем суммирования значений Δr_{ipq} при $i = 0, 1, \dots, n/2 - 1$ (очевидно, что при $i = p$ и $i = q$ $\Delta r_{ipq} = 0$):

$$\Delta r_c = \sum_{i=0}^{n/2-1} \Delta r_{ipq}. \quad (3.41)$$

Сравнивая значения Δr_c , определим вариант с наименьшим суммарным зазором и соответствующие тому варианту значения p и q . Этот вариант положения полумуфты относительно трубы будем считать наиболее вероятным при данной угловой ориентации полумуфты. При известных окончательных значениях p и q легко определить величину радиального зазора во всех точках с помощью соотношения (3.40).

3.3 Выбор материалов и оборудования для проведения эксперимента

В работах [119, 154] показано, что одним из актуальных вопросов применения сварных муфт является оценка их силовой эффективности при совместной работе с дефектным участком трубопровода, когда на систему «труба-муфта» воздействует внутреннее давление среды.

При идеальной схеме работы этой конструкции на участке трубы с установленной муфтой при отсутствии зазора между ними получается максимальный силовой эффект по защите дефекта стенки трубы, определяемый по формуле

$$k_{yc} = \frac{\delta_T + \delta_M}{\delta_T} \quad (3.42)$$

где δ_T – толщина стенки трубы, м;

δ_M – толщина стенки муфты, м.

Неизбежные геометрические несовершенства при производстве труб и сварных муфт существенным образом снижают значение коэффициента k_{yc} , а без должного прижатия муфт к трубе при проведении ремонта какого-либо усиления дефекта не происходит вовсе, т.е. муфта не работает.

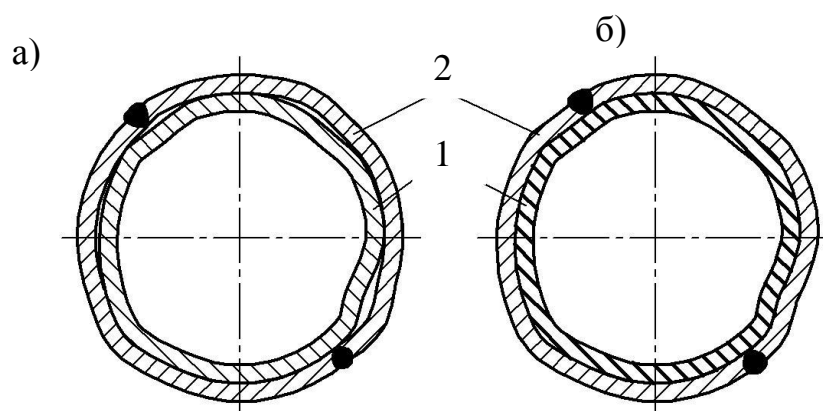
Чтобы повысить силовую эффективность муфт необходимо снизить значение радиального зазора.

Снижение зазора между муфтой и трубой можно обеспечить путем правильной часовой ориентации муфты на трубопроводе.

Цель выполненного физического моделирования - определение коэффициента усиления ремонтных муфт, установленных различными способами, а именно:

- с выбором оптимального положения на трубопроводе путем вращения полумуфт вокруг оси трубопровода (рисунок 3.8 а)

- с произвольным положением полумуфт (рисунок 3.8 б).



а – муфта, установленная произвольно; б – муфта, установленная с выбором оптимального положения

1 – труба; 2 - муфта

Рисунок 3.8 - Способ установки муфты на трубопровод

Экспериментальную часть работы проводили на специальном стенде (рисунок 3.9), включающем:

1. Ручной гидропресс (таблица 3.1, рисунок 3.9).

Таблица 3.1 - Технические характеристики прессы RP-50

Диапазон испытаний:	0 – 6 МПа, деление шкалы 0,1 МПа
Производительность:	45 мл/двойной ход
Подсоединение:	R 1/2"
Габариты (Д x Ш x В):	720 x 170 x 260 мм
Вес:	8 кг
Объем бака:	12 л
Производство:	Rothenberger, Германия

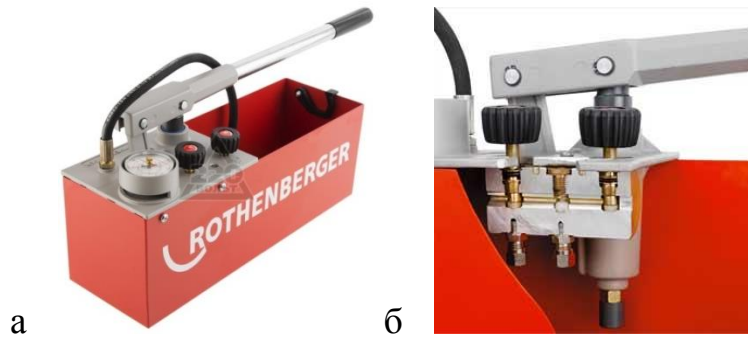


Рисунок 3.9 – Внешний вид гидропресса RP-50 а) и гидросистема пресса б)

2. Манометры для контроля давления среды в модели типа Swagelok PGI, диапазон измерения 0-100 bar, погрешность измерения не хуже $\pm 1,5\%$, класс точности 1,6.

3. Индикаторы измерения перемещений часового типа с ценой деления 0,01 мм по ГОСТ 577-68 (рисунок 3.10), при помощи которых регистрировались перемещения муфты в процессе работы.



Рисунок 3.10 – Индикатор часового типа ИЧ-10 0,01

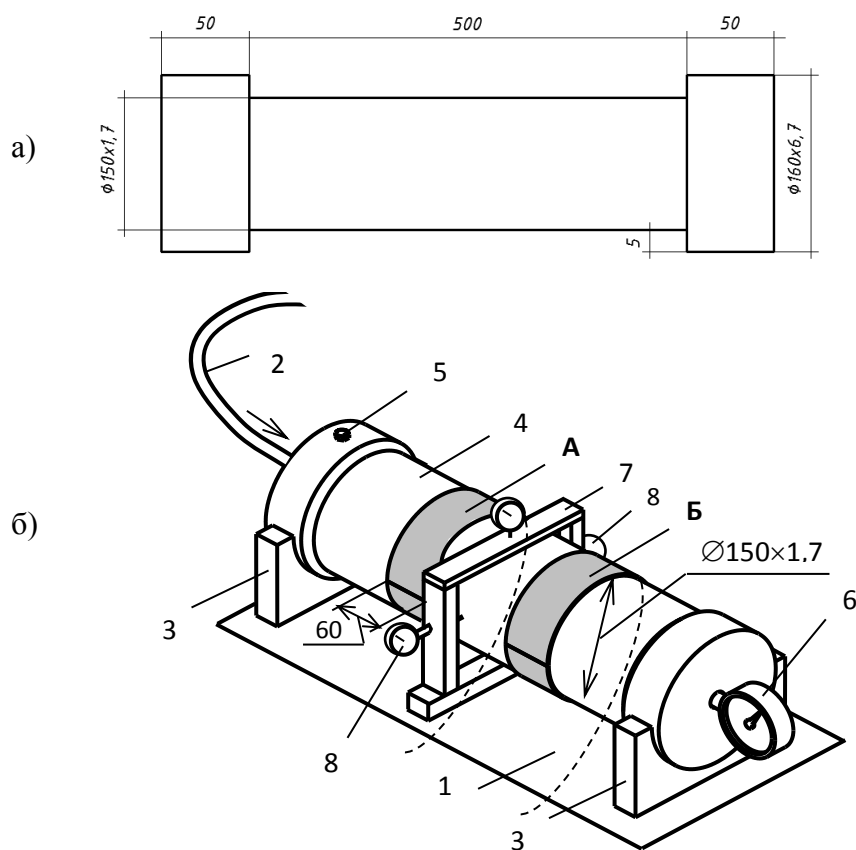
4. Оборудование для тензоизмерений: мультиканальная тензометрическая станция ZET 017-T8 и электротензорезисторы ТКФ01-2-200.

В качестве объекта исследования выбрана физическая модель трубопровода. Длина модели 600 мм, сечение рабочей части трубы $D_n \times \delta = 150 \times 1,7$ мм (D_n - наружный диаметр, δ - толщина стенки). Металл труб выполнен из стали класса прочности K52 (17Г1С) по ГОСТ/ОСТТУ 102-488-95.

Модель трубопровода выполнена из трубы бесшовной холоднодеформированной по ГОСТ 8734-75 (СТ СЭВ 1483-78) наружным диаметром 160 мм и толщиной стенки 6,7 мм. Центральная (рабочая) часть модели протяженностью 500 мм обтачивалась на токарном станке до достижения толщины стенки 1,7 мм (рисунок 3.11а). Муфты выполнены из аналогичной трубы, утоненной до толщины $\delta_m = 1,9$ мм, ширина муфты 60 мм.

Измерение толщины центральной части модели и заготовок для изготовления муфт показало, что разброс толщин изделий не превышает 0,03 мм и, в целом, математическое ожидание разброса значений соответствует номинальным размерам. Измерения выполнялись при помощи прибора А1209 (пр-во НПФ «АКС», г. Москва), имеющего дискретность показаний 0,01 мм и основную погрешность измерения не хуже 0,05 мм, минимальную толщину объекта контроля по стали не менее 0,7 мм.

К модели трубопровода приваривались торцевые заглушки. Модель размещалась на ложементах, установленных на опорной раме, и соединялась с нагнетательной линией гидропресса (рисунок 3.11б).



1 – опора; 2 – нагнетательная линия; 3 – ложемент; 4 – труба; 5 – пробка; 6 – манометр; 7 – рамка; 8 – индикатор часового типа.

Рисунок 3.11 – Трубный образец а) и установка б) для испытания сварных обжимных муфт: А – муфта установленная произвольно; Б – муфта установленная с выбором оптимального положения

Контроль деформаций муфты выполнялся при помощи индикаторов часового-

го типа, размещённых в одиннадцати сечениях рабочей части модели. А также тензорезисторов, размещенных в сечениях 3,6 и 9. В каждом сечении измерения выполнялись в трех точках по окружности модели (рисунок 3.12).

Кроме этого, перемещение стенки определяли при помощи индикаторов часового типа, закрепленных в измерительной рамке, перемещающейся вдоль трубы.

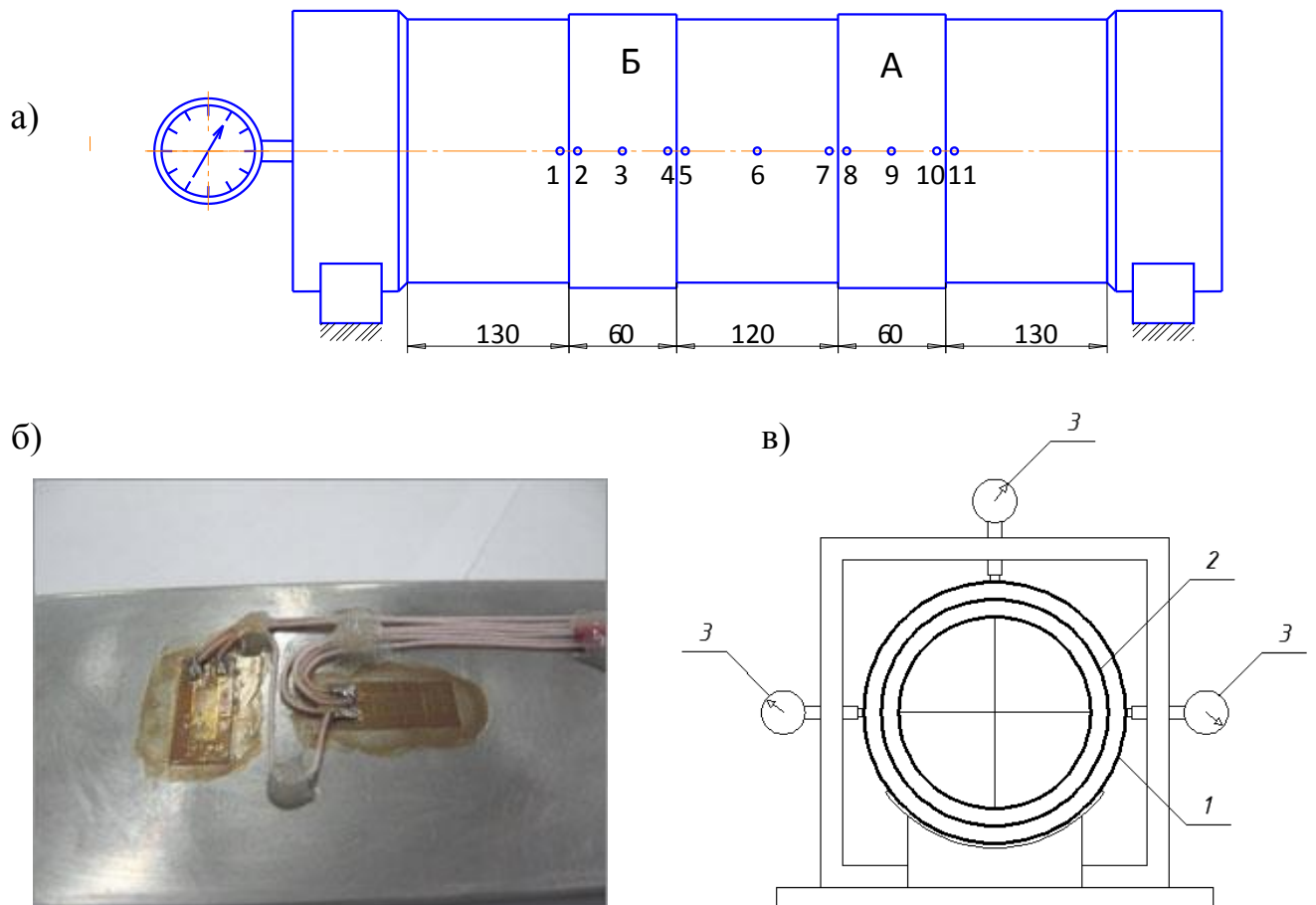


Рисунок 3.12 – Расположение точек измерения деформаций на модели а) внешний вид смонтированных электротензометров б) и конструкция рамки для измерения деформации муфты индикаторами часового типа в): 1 – муфта; 2 – модель трубы; 3 – индикаторы часового типа

Для исследований было изготовлено 12 полумуфт. В отличие от предыдущих исследований моделей стальных муфт, сборка муфт производилась при помощи натяжения муфты цепными натяжителями и последующей сваркой, моделируя, таким образом, реальную технологию производства работ на трассе с максимальным приближением.

3.4 Разработка методики проведения эксперимента

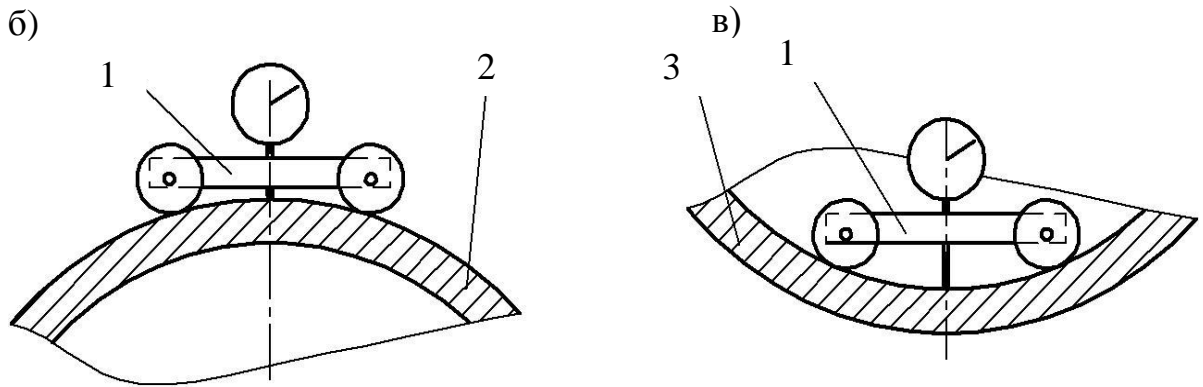
3.4.1 Подготовительные работы

1. Измерение кривизны полумуфт и сечения модели.

Измерение кривизны выполнялось при помощи специально разработанного устройства [106] (рисунок 3.13а). Измерялась кривизна сопрягаемых поверхностей конструкции «муфта-труба»: у модели трубопровода внешняя поверхность; у полумуфт – внутренняя (рисунок 3.13б, в). Устройство для измерения локального радиуса выполнено с возможностью перемещения упоров.



а)



а – трубопровода; б - муфты

1 – измеритель кривизны; 2 – трубопровод; 3 - муфта

Рисунок 3.13 – Внешний вид кривизномера а) и принцип измерения кривизны поверхности трубы б) и муфты в)

По известному номинальному диаметру поверхности модели трубы 150 мм рассчитывали длину базы (хорды) устройства в мм по формуле [106]

$$l = 8 \sqrt{\frac{D_H}{2}} \quad (3.43)$$

где D_H - номинальный диаметр изделия.

После расчета для известного диаметра модели выставляют на приборе расчетное значение базы (длину хорды) 70 мм, перемещая каждую из кареток вдоль шкалы корпуса относительно измерительной ножки. Локальный радиус сопрягаемых поверхностей измерялся в двадцати точках окружной поверхности, расположенных на равном расстоянии друг от друга около 23,5 мм. В качестве контролируемого параметра используют высоту сегмента h и длину стягиваемой хорды l .

Значение локального радиуса трубы и муфты вычисляли по формуле

$$R_i = \frac{l^2}{8h} \quad (3.44)$$

где R_i – локальный радиус кривизны поверхности в i -той точке;

l - расстояние между опорными элементами (70 мм);

h - высота сегмента, определяемая в процессе измерения.

Т.к. модель для испытаний изготавливалась с допусками не хуже 0,05 мм, зафиксировать отклонения диаметра не удалось. Модель была механически деформирована для имитирования локальных неравномерностей диаметра, присутствующих реальным трубам (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Результаты измерения локального радиуса модели трубопровода

Точка измерения	Сечение А			Сечение Б		
	База кривизномера l , мм	Высота сегмента h , мм	Расчетный локальный диаметр R , мм	База кривизномера l , мм	Высота сегмента h , мм	Расчетный локальный диаметр R , мм
1	70	8,17	74,9694	70	8,16	75,06127
2	70	8,45	72,48521	70	8,33	73,52941
3	70	8,2	74,69512	70	8,29	73,8842
4	70	8,14	75,2457	70	8,44	72,57109
5	70	8,07	75,89839	70	8,23	74,42284
6	70	8,23	74,42284	70	8,25	74,24242
7	70	8,03	76,27646	70	8,29	73,8842
8	70	8,14	75,2457	70	8,38	73,09069
9	70	8,17	74,9694	70	8,15	75,15337
10	70	8,2	74,69512	70	8,27	74,06288
11	70	8,29	73,8842	70	8,34	73,44125
12	70	8,02	76,37157	70	8,19	74,78632
13	70	8,14	75,2457	70	8,22	74,51338
14	70	8,06	75,99256	70	8,27	74,06288
15	70	8,15	75,15337	70	8,35	73,35329
16	70	8,16	75,06127	70	8,16	75,06127
17	70	8,22	74,51338	70	8,1	75,61728
18	70	8,21	74,60414	70	8,21	74,60414
19	70	8,28	73,97343	70	8,34	73,44125
20	70	8,22	74,51338	70	8,42	72,74347

Полученные данные обрабатывались при помощи специально разработанной в среде MS Excel программы (рисунок 3.14) [154].

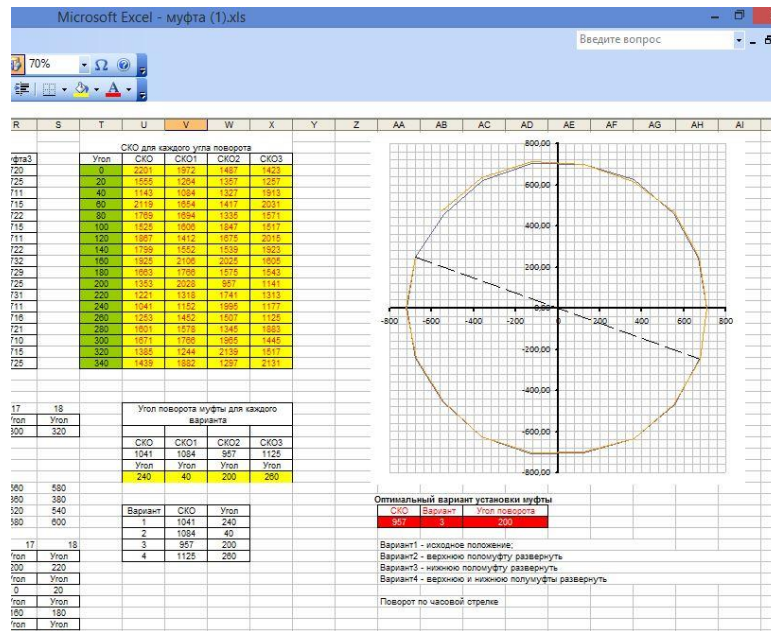


Рисунок 3.14 – Рабочее окно программного комплекса для выбора оптимального положения стальной обжимной муфты на трубопроводе

В качестве критериев выбора оптимального положения муфты на трубопроводе рассматривались два (таблица 3.3):

1. Среднеквадратичное отклонение радиусов кривизны муфты R_M и трубы $R_{тр}$, измеренных в различных окружных точках;
2. Среднеквадратичный радиальный зазор между внешней поверхностью стенки трубопровода и внутренней поверхностью стенки муфты, значение которого должно стремиться к минимуму.

Таблица 3.3. - Результаты расчета оптимальных углов расположения сварного шва муфты относительно вертикали модели трубопровода (6-12 ч)

Номер муфты	Оптимальный угол расположения сварного шва муфты по критерию 1, град		Оптимальный угол расположения сварного шва муфты по критерию 2, град	
	Для сечения А	Для сечения Б	Для сечения А	Для сечения Б
1	35/215	42/222	23/203	29/209
2	141/321	140/320	130/310	148/328
3	13/193	175/355	29/209	13/193
4	78/258	133/313	65/245	45/225
5	88/268	120/300	76/256	98/278
6	12/192	55/235	145/325	173/353

Режим испытаний – пошаговый подъем давления до значения $P=6,5$ МПа с шагом $0,5$ МПа и сброс до $P=0$ МПа. Определим радиальные смещения стенки

модели трубопровода при испытании для оценки возможности их измерения приборами часового типа.

Существуют три основные категории усилий, как результат действия внутренних поверхностных сил, действующих на границах некоторого элементарно малого фрагмента цилиндрической оболочки (трубы).

Первая категория - усилия, действующие в срединной поверхности (цепные или мембранные). Этим усилиям соответствуют деформации срединной поверхности ϵ_x , ϵ_y , γ (рисунок 3.15).

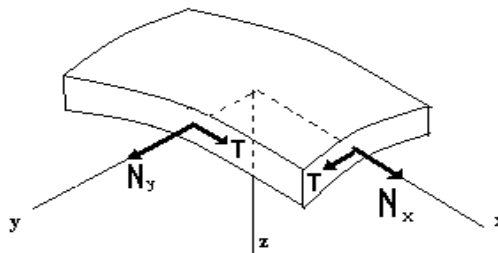


Рисунок 3.15 - Цепные усилия на границах фрагмента оболочки, соответствующие деформациям ϵ_x , ϵ_y , γ и цепным напряжениям σ_x , σ_y , τ .

Мембранные усилия можно записать через соответствующие цепные напряжения и толщину оболочки h :

$$N_x = \sigma_x \delta \quad N_y = \sigma_y \delta \quad T = \tau \delta \quad (3.45)$$

Вторая категория - напряжения изгиба, вызывающие соответствующие деформации ϵ_{xu} , ϵ_{yu} , γ_u и распределенные по линейному закону по толщине цилиндрической оболочки (рисунок 3.16).

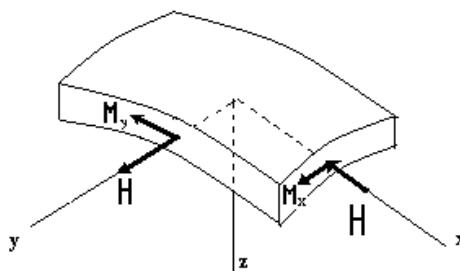


Рисунок 3.16 - Изгибающие и крутящие моменты, как результат приведения к срединной поверхности изгибающих напряжений σ_{xu} , σ_{yu} , τ_u , вызывающих деформации изгиба ϵ_{xu} , ϵ_{yu} , γ_u .

Главный вектор этих напряжений равен нулю, соответственно результат их действия - изгибающие осевые моменты M_x , M_y и крутящие моменты H :

$$M_x = \int_{-\frac{\delta}{2}}^{\frac{\delta}{2}} \sigma_{xu} \cdot z dz; \quad M_y = \int_{-\frac{\delta}{2}}^{\frac{\delta}{2}} \sigma_{yu} \cdot z dz; \quad H = \int_{-\frac{\delta}{2}}^{\frac{\delta}{2}} \tau_u \cdot z dz. \quad (3.46)$$

Третья категория – усилия связанные с поперечным сдвигом, характеризующие сдвиговыми напряжениями τ_{xz}, τ_{yz} и соответствующими им интегральными усилиями, которые называются поперечными или перерезывающими силами Q_x, Q_y , которые направлены по нормали к поверхности (рисунок 3.17).

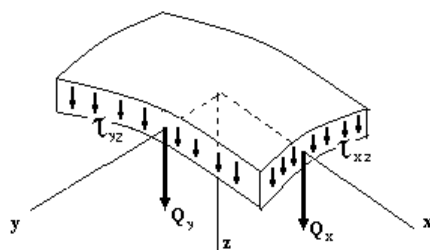


Рисунок 3.17 - Поперечные напряжения τ_{xz}, τ_{yz} и соответствующие им усилия Q_x, Q_y

Поперечные усилия определяются как:

$$Q_x = \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} \tau_{xz} dz; \quad Q_y = \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} \tau_{yz} dz. \quad (3.47)$$

Таким образом, соответствующие интегральные усилия (силы и моменты на единицу длины) заданы вышеприведенными выражениями (3.45)-(3.47).

Третья компонента напряжений (по толщине) в оболочках пренебрежимо мала, поэтому закон Гука используется в рамках плосконапряженного состояния:

$$\varepsilon_x = \frac{\sigma_x}{E} - \nu \frac{\sigma_y}{E} \quad \varepsilon_y = \frac{\sigma_y}{E} - \nu \frac{\sigma_x}{E} \quad \gamma = \frac{\tau}{G} = \frac{2(1+\nu)}{E} \tau \quad (3.48)$$

Выразив напряжения из (3.48), имеем:

$$\sigma_x = \frac{E}{1-\nu^2} (\varepsilon_x + \nu \varepsilon_y) \quad \sigma_y = \frac{E}{1-\nu^2} (\varepsilon_y + \nu \varepsilon_x) \quad \tau = G\gamma = \frac{E}{2(1+\nu)} \gamma \quad (3.49)$$

Связь мембранных усилий с перемещениями можно описать уравнениями:

$$\begin{aligned} N_x &= \frac{Eh}{1-\nu^2} \left\{ \frac{\partial u}{\partial x} - k_x w + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial x} \right)^2 + \nu \left[\frac{\partial v}{\partial y} - k_y w + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial y} \right)^2 \right] \right\} \\ N_y &= \frac{Eh}{1-\nu^2} \left\{ \frac{\partial v}{\partial y} - k_y w + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial y} \right)^2 + \nu \left[\frac{\partial u}{\partial x} - k_x w + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial x} \right)^2 \right] \right\} \\ T &= \frac{Eh}{2(1+\nu)} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial x} \frac{\partial w}{\partial y} \right) \end{aligned} \quad (3.50)$$

Формулы (3.49) и (3.46) после интегрирования приводят к выражениям для изгибающих и крутящих моментов:

$$\begin{aligned} M_x &= -\frac{Eh^3}{12(1-\nu^2)} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \nu \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) = -D \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \nu \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) \\ M_y &= -\frac{Eh^3}{12(1-\nu^2)} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \nu \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} \right) = -D \left(\frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \nu \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} \right) \\ H &= -\frac{Eh^3}{12(1+\nu)} \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} = -D(1-\nu) \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} \end{aligned} \quad (3.51)$$

где $D = \frac{Eh^3}{12(1-\nu^2)}$ - цилиндрическая жесткость.

Приведенные усилия позволяют составить уравнения движения оболочки, рассматривая ее элементарно малый элемент:

$$\rho h g_x - \rho h \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad \rho h g_y - \rho h \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \quad \rho h g_z - \rho h \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} \quad (3.52)$$

С учетом плотности поверхностных сил p_x , p_y , p_z , уравнение движения фрагмента оболочки в проекции на ось x можно представить в форме

$$\begin{aligned} \left(N_x + \frac{\partial N_x}{\partial x} dx \right) dy - N_x dy + Q_x \frac{\partial w}{\partial x} dy - \left(Q_x + \frac{\partial Q_x}{\partial x} dx \right) \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} dx \right) dy \\ + \left(T + \frac{\partial T}{\partial y} dy \right) dx - T dx + p_x dx dy + \rho h g_x dx dy = \rho h \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} dx dy \end{aligned} \quad (3.53)$$

Также можно написать уравнение и в проекции на ось y . После деления на площадь элементарного фрагмента ($dx dy$), получаем:

$$\begin{aligned} \rho h \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} &= \frac{\partial N_x}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y} - \frac{\partial}{\partial x} \left(Q_x \frac{\partial w}{\partial x} \right) + p_x + \rho h g_x \\ \rho h \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} &= \frac{\partial N_y}{\partial y} + \frac{\partial T}{\partial x} - \frac{\partial}{\partial x} \left(Q_y \frac{\partial w}{\partial y} \right) + p_y + \rho h g_y \end{aligned} \quad (3.54)$$

В проекции на ось z получим уравнение:

$$\rho h \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = \frac{\partial Q_x}{\partial x} + \frac{\partial Q_y}{\partial y} + k_x N_x + k_y N_y + \frac{\partial}{\partial x} \left(N_x \frac{\partial w}{\partial x} + T \frac{\partial w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(T \frac{\partial w}{\partial x} + N_y \frac{\partial w}{\partial y} \right) + p_z + \rho h g_z \quad (3.55)$$

Составим уравнение равновесия моментов, при этом с учетом тонкостенности оболочки собственным моментом инерции вращения пренебрегаем. Уравнение относительно оси y имеет вид:

$$\begin{aligned} \left(M_x + \frac{\partial M_x}{\partial x} dx \right) dy - M_x dy + \left(H + \frac{\partial H}{\partial y} dy \right) dx - H dx - p_z dx dy \frac{dx}{2} - \left(Q_x + \frac{\partial Q_x}{\partial x} dx \right) dy dx \\ - \frac{\partial Q_y}{\partial y} dy dx \frac{dx}{2} + \rho h g_z dx dy \frac{dx}{2} - \rho h \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} dx dy \frac{dx}{2} = 0 \end{aligned} \quad (3.56)$$

Такие же выражения можно записать в проекции на ось x . После предельного перехода имеем:

$$\begin{aligned}\frac{\partial M_x}{\partial x} + \frac{\partial H}{\partial y} - Q_x &= 0 \\ \frac{\partial H}{\partial x} + \frac{\partial M_y}{\partial y} - Q_y &= 0\end{aligned}\quad (3.57)$$

При использовании формул (3.51) в (3.57), поперечные усилия можно выразить следующим образом:

$$\begin{aligned}Q_x &= -D \frac{\partial}{\partial x} (\Delta w) \\ Q_y &= -D \frac{\partial}{\partial y} (\Delta w)\end{aligned}\quad (3.58)$$

Подстановка (3.57) в (3.55) исключает поперечные усилия из уравнения в проекции на ось z . При отсутствии сильного смятия, уравнения (3.54), (3.55) можно переписать следующим образом:

$$\begin{aligned}ph \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} &= \frac{\partial N_x}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y} + p_x + \rho h g_x \\ ph \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} &= \frac{\partial N_y}{\partial y} + \frac{\partial T}{\partial x} + p_y + \rho h g_y \\ ph \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} &= \frac{\partial M_x}{\partial x^2} + \frac{\partial M_y}{\partial y^2} + 2 \frac{\partial^2 H}{\partial x \partial y} + k_x N_x + k_y N_y + \frac{\partial}{\partial x} \left(N_x \frac{\partial w}{\partial x} + T \frac{\partial w}{\partial y} \right) \\ &\quad + \frac{\partial}{\partial y} \left(T \frac{\partial w}{\partial x} + N_y \frac{\partial w}{\partial y} \right) + p_z + \rho h g_z\end{aligned}\quad (3.59)$$

Система уравнений (3.50), (3.51), (3.59) замкнута и описывает движение оболочки при определенных нами начальных и граничных условиях.

Если перемещения срединной поверхности и их градиенты элементарно малы, все нелинейные члены имеют второй порядок малости и ими пренебрегают.

При этом уравнения для соответствующих деформаций имеют вид

$$\begin{aligned}\varepsilon_x^z &= \frac{\partial u}{\partial x} - k_x w - z \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} = \varepsilon_x + \varepsilon_{xu} \\ \varepsilon_y^z &= \frac{\partial v}{\partial y} - k_y w - z \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} = \varepsilon_y + \varepsilon_{yu} \\ \gamma^z &= \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} - 2z \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y} = \gamma + \gamma_u\end{aligned}\quad (3.60)$$

Выражая напряжения, которые соответствуют срединной поверхности¹ и изгибные напряжения² с использованием уравнений (3.49), (3.60) получим:

$$\begin{aligned}\sigma_x &= \frac{E}{1-\nu^2}(\varepsilon_x + \nu\varepsilon_y) = \frac{E}{(1-\nu^2)}\left[\frac{\partial u}{\partial x} - k_x w + \nu\left(\frac{\partial v}{\partial y} - k_y w\right)\right] \\ \sigma_y &= \frac{E}{1-\nu^2}(\varepsilon_y + \nu\varepsilon_x) = \frac{E}{(1-\nu^2)}\left[\frac{\partial v}{\partial y} - k_y w + \nu\left(\frac{\partial u}{\partial x} - k_x w\right)\right] \\ \tau &= G\gamma = \frac{E}{2(1+\nu)}\left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\right)\end{aligned}\quad (3.61)$$

$$\begin{aligned}\sigma_{xu} &= \frac{E}{1-\nu^2}(\varepsilon_{xu} + \nu\varepsilon_{yu}) = \frac{E}{(1-\nu^2)}\left[-z(1+\nu)\left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} - \frac{\partial^2 w}{\partial y^2}\right)\right] \\ \sigma_{yu} &= \frac{E}{1-\nu^2}(\varepsilon_{yu} + \nu\varepsilon_{xu}) = \frac{E}{(1-\nu^2)}\left[-z(1+\nu)\left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} - \frac{\partial^2 w}{\partial y^2}\right)\right] \\ \tau_u &= G\gamma_u = \frac{E}{(1+\nu)}\left(-z\frac{\partial^2 w}{\partial x\partial y}\right)\end{aligned}\quad (3.62)$$

С использованием (3.45) имеем:

$$\begin{aligned}N_x &= \sigma_x h = \frac{hE}{(1-\nu^2)}\left[\frac{\partial u}{\partial x} - k_x w + \nu\left(\frac{\partial v}{\partial y} - k_y w\right)\right] \\ N_y &= \sigma_y h = \frac{hE}{(1-\nu^2)}\left[\frac{\partial v}{\partial y} - k_y w + \nu\left(\frac{\partial u}{\partial x} - k_x w\right)\right] \\ T &= \tau h = \frac{E}{2(1+\nu)}\left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\right)\end{aligned}\quad (3.63)$$

Изгибающие моменты в соответствии с (3.46), (3.61) могут быть определены:

$$\begin{aligned}M_x &= \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} \sigma_{xu} \cdot z dz = \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} z^2 dz \cdot \frac{E}{(1-\nu^2)}\left[-(1+\nu)\left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2}\right)\right] = -\frac{h^3 E}{12(1-\nu)} \Delta w; \\ M_y &= \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} \sigma_{yu} \cdot z dz = \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} z^2 dz \cdot \frac{E}{(1-\nu^2)}\left[-(1+\nu)\left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2}\right)\right] = -\frac{h^3 E}{12(1-\nu)} \Delta w; \\ H &= \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} \tau_u \cdot z dz = \int_{-\frac{h}{2}}^{\frac{h}{2}} z^2 dz \cdot \frac{E}{(1+\nu)}\left(-\frac{\partial^2 w}{\partial x\partial y}\right) = -\frac{h^3 E}{12(1+\nu)} \frac{\partial^2 w}{\partial x\partial y}.\end{aligned}\quad (3.64)$$

Тогда для изгибающих моментов получим следующие выражения:

$$\begin{aligned}N_x &= \frac{hE}{(1-\nu^2)}\left[\frac{\partial u}{\partial x} - k_x w + \nu\left(\frac{\partial v}{\partial y} - k_y w\right)\right] \\ N_y &= \frac{hE}{(1-\nu^2)}\left[\frac{\partial v}{\partial y} - k_y w + \nu\left(\frac{\partial u}{\partial x} - k_x w\right)\right]\end{aligned}\quad (3.65)$$

¹ Считают, что такие напряжения постоянны по толщине оболочки

² Считают, что такие напряжения линейно распределены по толщине оболочки

$$T = \frac{E}{2(1+\nu)} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right)$$

$$M_x = M_y = -\frac{h^3 E}{12(1-\nu)} \Delta w$$

$$H = -\frac{h^3 E}{12(1-\nu)} \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial y}$$

Выражения движения можно записать как:

$$ph \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{\partial N_x}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y} + p_x + \rho h g_x$$

$$ph \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} = \frac{\partial N_y}{\partial y} + \frac{\partial T}{\partial x} + p_y + \rho h g_y \quad (3.66)$$

$$ph \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 M_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 M_y}{\partial y^2} + 2 \frac{\partial^2 H}{\partial x \partial y} + k_x N_x + k_y N_y + p_z + \rho h g_z$$

Таким образом, при элементарно малых перемещениях движение оболочки описывается уравнениями (3.65), (3.66), а поперечные силы Q_x , Q_y по формулам (3.58).

При расчете радиальных перемещений цилиндрической оболочки, модель рассматривается как равновесная система с отсутствием массовых сил. Единственным ненулевым перемещением будет радиальное перемещение w . При этом

$$p_x = p_y = 0; \quad p_z = -P_0; \quad g_x = g_y = g_z = 0; \quad k_x = 1/R_0; \quad k_y = 0. \quad (3.67)$$

где R_0 - радиус срединной поверхности.

Из уравнений для изгибающих моментов (3.65) получим:

$$N_x = -\frac{hE}{(1-\nu^2)} \frac{w}{R_0}; \quad N_y = -\frac{h\nu E}{(1-\nu^2)} \frac{w}{R_0}; \quad T = 0; \quad M_x = M_y = H = 0 \quad (3.68)$$

Выражения (3.66) можно привести к виду:

$$\frac{1}{R_0} N_x + P_0 = 0 \quad \text{или} \quad -\frac{hE}{1-\nu^2} \frac{w}{R_0^2} - P_0 = 0. \quad (3.69)$$

Из выражения 3.69 находим единственную неизвестную величину - радиальное перемещение:

$$w = -\frac{(1-\nu^2) P_0 R_0^2}{E h}. \quad (3.70)$$

Аналогичная задача может быть решена при помощи формулы, предложенной Ламе [50]:

$$w = -\frac{2r_1 r_2^2}{E(r_2^2 - r_1^2)} P_0, \quad (3.71)$$

где r_1 и r_2 - внутренний и наружный радиусы ненагруженной трубы, м.

Анализ полученных формул позволяет заключить, что радиальные перемещения трубы пропорциональны кольцевым напряжениям (и, как следствие, внутреннему давлению в модели), а также обратно пропорциональны толщине стенки модели.

Расчет показывает, что формулы (3.70) и (3.71) дают очень близкие результаты. Так, при исходных данных, соответствующих геометрическим и механическим характеристикам модели, получим значение радиального перемещения трубы, усиленной муфтой $w=0,515$ мм и $w=0,489$ мм, соответственно по формулам (3.70) и (3.71) при давлении 6,5 МПа. Считаем полученный результат приемлемым, т.к. вариации показаний перемещения, связанные с неточным знанием E и ν , могут составить порядка 10% [7].

3.4.2 Порядок проведения испытаний

Испытания выполняют в три этапа:

1 этап испытаний с произвольным расположением муфты относительно модели трубопровода.

2 этап испытаний с расположением муфты на модели с обеспечением выполнения критерия 1.

3 этап испытаний с расположением муфты на модели с обеспечением выполнения критерия 2.

Последовательность проведения экспериментальных исследований на каждом этапе исследований состоит в следующем.

1. Настройка измерительной аппаратуры на нулевые показания (корректировка показаний приборов часового типа и тензорезисторов).

2. Пошаговое повышение давление до величины 6,5 МПа с шагом 0,5 МПа.

3. Фиксирование на каждом шаге нагружения величин радиальных перемещений трубы и муфты, а также напряжений (деформаций), регистрируемых тензometрами в точках контроля (рисунок 3.12).

4. Повторение испытаний со сменой положения измерительной рамки и этапов испытания.

3.5 Обсуждение результатов эксперимента

Известно, что экспериментальные значения коэффициентов усиления k_{yc} муфт могут быть определены по формуле [119]

$$k_{yc} = \frac{\Delta r_0}{\Delta r_1} \quad (3.72)$$

Из указанной формулы следует, что чем ниже радиальное смещение трубы под муфтой Δr_1 относительно перемещения без муфты Δr_0 , тем выше ее эффективность, выражаемая значением k_{yc} . Однако в этом случае необходимо знать перемещение трубы под муфтой, что определить сложно.

Очевидно, что в условиях геометрических несовершенств муфт и труб и наличия зазора между сопрягаемыми поверхностями коэффициент усиления будет непостоянен и будет увеличиваться после закрытия зазора.

Предлагается новая формула для определения коэффициента усиления муфты, которая учитывает наличие возможных зазоров между сопрягаемыми поверхностями муфты и трубы:

$$k_{yc} = \frac{(\delta_m + \delta_m)w_{факт}}{\delta_m w_{расч}} \quad (3.73)$$

где $w_{факт}$ - фактическое (измеренное) радиальное перемещение наружной поверхности муфты, мм;

$w_{расч}$ – расчетное значение радиального перемещения наружной поверхности муфты, мм.

Для анализа полученных результатов необходимо:

1. Построить графики изменения величины радиального перемещения (кольцевых напряжений) муфты от шага измерения. На основании графиков будут определены точки излома кривой, характеризующие момент начала работы муфты.

2. Построить гистограммы, характеризующие коэффициент усиления муфты (при давлении 6,5 МПа), давление начала работы муфты, среднеквадратичное отклонение расчетного и измеренного значений радиальных перемещений (коль-

цевых напряжений) муфты в зависимости от номера муфты, сечения установки (А или Б), а также варианта установки муфты (произвольное, по критерию 1 или 2).

3. Построить графики изменения коэффициента усиления, рассчитанного по формуле (3.73) и давления начала работы муфты от величины начального зазора между муфтой и моделью трубы.

На основании анализа перечисленных зависимостей делается вывод о рациональности применения критериев 1 и 2 при ремонте трубопроводов стальными неприварными муфтами.

В результате проведения эксперимента в соответствии с методикой, изложенной в разделе 3.4, получены зависимости изменения фактического радиального перемещения муфты при испытании модели трубы. На рисунке 3.18 представлены графики для муфты №1, установленной с оптимизацией положения, а также произвольно.

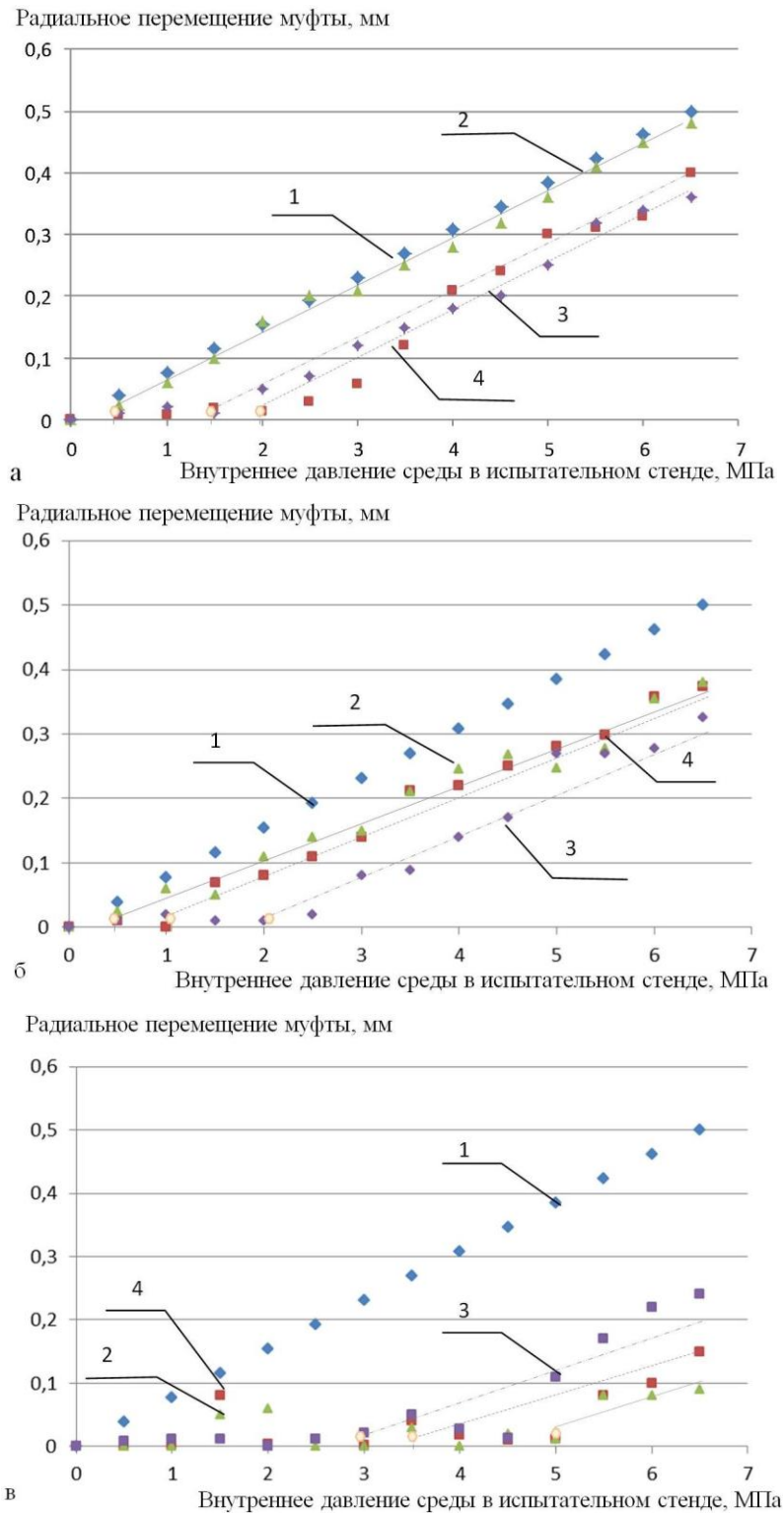
Предварительный анализ результатов испытаний позволяет заключить:

1. Коэффициент усиления сварной муфты, имеющей зазоры относительно поверхности трубы – величина переменная и зависящая от давления в трубе;

2. Точка излома графика на рисунке 3.18, соответствует началу работы муфты (страгивание радиального перемещения муфты) и свидетельствует о закрывании зазора. При этом, чем меньше начальный зазор муфты, тем раньше она включается в работу и наоборот.

3. Муфта, установленная в соответствии с критерием 2 (с минимальным зазором), демонстрирует незначительно лучшие результаты работы, относительно муфты, установленной по критерию 1 и намного лучшие результаты, относительно муфты установленной произвольно.

4. Муфта работает неодинаково по своей окружности: имеет место разброс значений коэффициента усиления, следовательно, необходим подбор положения муфты относительно дефекта с целью его расположения в зоне с максимальным коэффициентом усиления.



1 – расчетная идеализированная зависимость; 2,3,4 – измеренные значения радиального перемещения муфты, соответственно, на 12, 3 и 9 час в почасовой ориентации модели; \diamond - точка излома графика: а – муфта ориентирована в соответствии с критерием 2; б – в соответствии с критерием 1; в – ориентирована произвольно.

Рисунок 3.18 – Зависимость радиального перемещения наружной поверхности (w) муфты №1 от внутреннего давления (P) в модели

Для обоснованной оценки эффективности выполним расчет среднего квадратичного отклонения показаний перемещений муфты относительно расчетных эталонных значений по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (w_i - w_{i_{расч}})^2} \quad (3.74)$$

где w_i , $w_{i_{расч}}$ – фактическое радиальное перемещение стенки муфты и расчетное значение на i -том шаге нагружения, соответственно, мм

Обобщенные результаты испытаний расчетов представлены в таблице 3.4 и на рисунках 3.19-3.20. В таблице 3.4 среднее давление начала работы муфты определялось как среднее давление, при котором происходит устойчивая тенденция перелома графика на рисунке 3.18.

Таблица 3.4 – Результаты испытаний образцов муфт, установленных различным способом

Номер муфты	при установке муфты по критерию 1		при установке муфты по критерию 2		СКО σ при установке муфты произвольно	
	СКО σ , мм	Среднее давление начала работы муфты, МПа	СКО σ , мм	Среднее давление начала работы муфты, МПа	СКО σ , мм	Среднее давление начала работы муфты, МПа
1	0,109	1,45	0,080	1,24	0,239	3,9
2	0,118	1,64	0,102	1,12	0,201	3,45
3	0,102	1,25	0,074	1,07	0,378	4,84
4	0,098	1,17	0,081	1,15	0,154	1,97
5	0,145	1,87	0,094	1,2	0,289	4,57
6	0,113	1,24	0,079	0,94	0,174	1,43

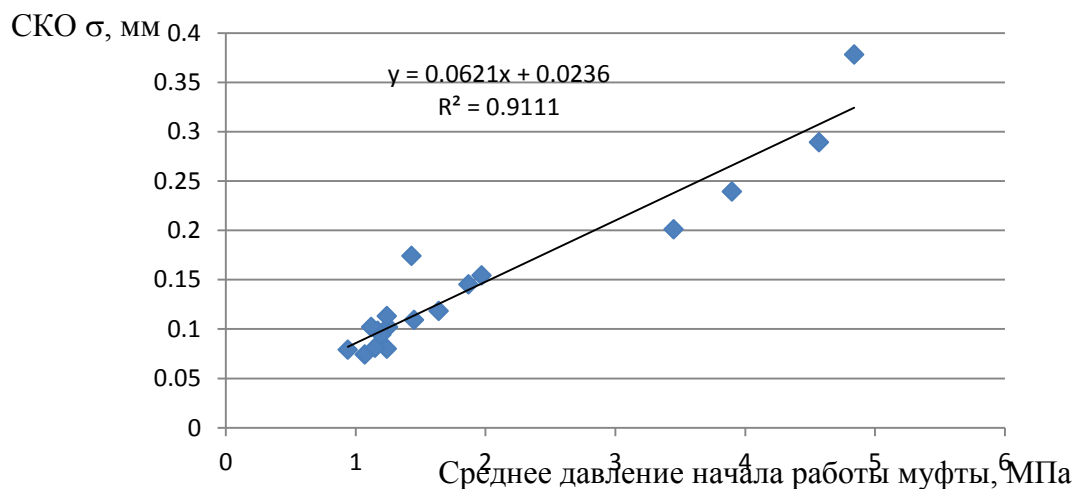


Рисунок 3.19 – График зависимости среднеквадратичного отклонения расчетных и фактических значений радиального смещения муфты от среднего давления начала работы муфты

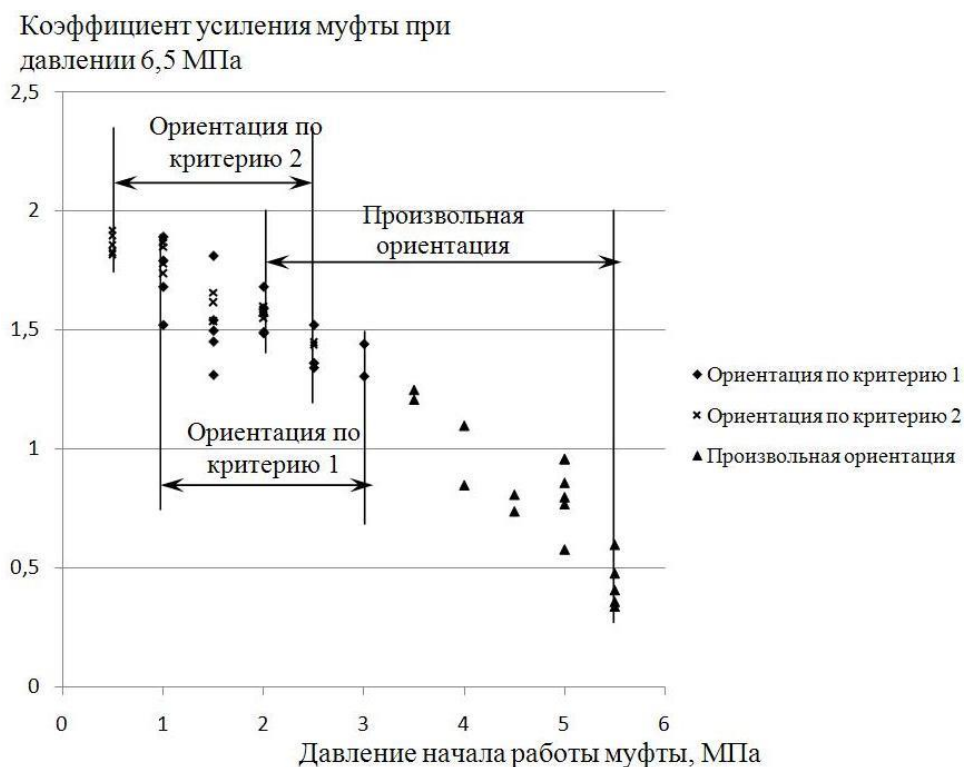


Рисунок 3.20 – Экспериментальная зависимость рассчитанного по формуле (3.73) коэффициента усиления муфты от давления начала работы муфты

Таким образом, на основании приведенных результатов экспериментального исследования можно заключить, что критерий установки муфты 2, связанный с минимизацией радиального зазора между сопрягаемыми поверхностями муфты и трубы, обеспечивает наибольший коэффициент усиления муфты при максимальных давлениях испытательной среды и наименьшее давление, при котором муфта включается в работу.

3.6 Выводы по главе 3

1. Показано, что на основании результатов измерения радиусов кривизны в ряде точек на наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты может быть определена форма поперечных сечений указанных поверхностей. Получены соотношения для определения координат точек, в которых проводились измерения радиусов кривизны и координат промежуточных точек поперечных сечений, расположенных между точками измерения радиусов кривизны.

2. Разработан оригинальный способ поиска точек соприкосновения поперечных сечений несовершенной наружной поверхности трубы и несовершенной внутренней поверхности полумуфты. Получены уравнения для определения величины зазора между наружной поверхностью трубы и внутренней поверхностью муфты в точках с разными угловыми координатами при заданном угловом положении муфты относительно трубы (соотношение (3.40)).

3. Предложена последовательность действий, необходимых для оптимизации углового положения муфты с учетом несовершенства формы сопрягаемых поверхностей трубы и муфты, а также с учетом углового положения дефекта. Указанная последовательность действий основана на сравнении величин зазоров между муфтой и трубой при разных угловых положениях муфты относительно трубы.

4. Предложены критерии оптимизации положения муфты на трубопроводе с учетом геометрических несовершенств сопрягаемых поверхностей:

- минимизация среднеквадратичного отклонения радиусов кривизны муфты R_m и трубы $R_{тр}$, измеренных в различных окружных точках;

- минимизация среднеквадратичного радиального зазора между внешней поверхностью стенки трубопровода и внутренней поверхностью стенки муфты.

5. Разработана методика экспериментальных исследований эффективности работы ремонтной сварной муфты при различных способах ее ориентации на поверхности модели трубопровода.

6. Предложен новый коэффициент, характеризующий эффективность работы сварной муфты, имеющей зазоры относительно поверхности трубы. Предложенный коэффициент - величина переменная, зависящая от давления в модели трубы.

7. Обнаружена точка излома графика «коэффициент усиления – давление в трубе», соответствующая началу работы муфты (страгивание радиального перемещения муфты) и свидетельствующая о закрывании зазора. При этом, чем меньше начальный зазор муфты, тем раньше муфта включается в работу, и наоборот.

8. Результаты испытаний показали, что муфта, установленная в соответствии с критерием 2 (с минимальным зазором), демонстрирует лучшие результаты работы ($k_y=1,4\dots 1,9$, $P_n=0,5\dots 2,5$ МПа), относительно муфты, установленной по критерию 1 ($k_y=1,3\dots 1,8$, $P_n=1\dots 3$ МПа) и намного лучшие результаты относительно муфты установленной произвольно ($k_y=0,3\dots 1,5$, $P_n=2\dots 5,5$ МПа).

9. Муфты, установленные с оптимизацией положения относительно поверхности трубы по предложенным критериям, демонстрируют более стабильные параметры, характеризующие их эффективность. Муфты, установленные произвольно, имеют больший разброс параметров эффективности.

10. Экспериментально установлено, что муфта работает неодинаково по своей окружности: имеет место разброс значений коэффициента усиления, следовательно, необходим подбор положения муфты относительно дефекта, с целью его расположения в зоне с максимальным коэффициентом усиления.

ГЛАВА 4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ СВАРНЫМИ ОБЖИМНЫМИ МУФТАМИ

В первой главе диссертации показано, что в настоящее время ремонт трубопроводов при помощи муфт осуществляется на основании данных дефектоскопии трубы и принятия решения о возможности такого ремонта. При этом муфта ставится произвольно, что не гарантирует минимизацию напряжений в дефектной стенке трубы до допустимых значений при последующем вводе трубопровода в эксплуатацию и повышении давления среды. В настоящей главе предлагается усовершенствовать методику ремонта трубопроводов стальными обжимными муфтами, реализовав следующую последовательность действий:

1. Дефектоскопия обнаруженных дефектов стенок трубопроводов с установлением размеров дефектов.
2. Оценка изгибных и касательных напряжений в стенке трубопровода.
3. Оценка возможности и целесообразности ремонта трубопровода при помощи сварных муфт.
4. Исследование области металла вблизи дефекта с целью определения границ поверхности трубы с необратимо измененными физико-механическими свойствами.
5. Расчет разрушающего давления трубы с обнаруженным дефектом/дефектами.
6. Выбор подходящего экземпляра полумуфт из числа имеющихся в наличии и определение такого их положения, при котором обеспечивается недопущение критических напряжений в дефектной области, включающей область металла с измененными свойствами.

4.1 Методы оценки размеров дефектов металла трубопроводов

Известно, что типов дефектов, способных развиваться на поверхности металла трубопроводов, существует большое множество [33, 48, 123, 125], однако, исходя из статистики разрушений, наибольшую угрозу целостности магистральных под-

земных нефтегазопроводов несут: трещиноподобные дефекты (включая стресс-коррозионные дефекты) и коррозия. Дефекты сварных швов и дефекты геометрии труб в данном случае не рассматриваем, т.к. ремонт таких дефектов не выполняется с применением обжимных муфт без приварки полумуфт к поверхности трубы.

Методы оценки размеров коррозионных дефектов не вызывают вопросов и достаточно подробно описаны в нормативной и научно-технической литературе [15, 16, 123, 140], поэтому в настоящем разделе приведем только рекомендации по оценке трещиноподобных дефектов.

В качестве требований к методу (или методам) оценки размеров трещин предъявим следующий набор требований:

- точность измерения глубины трещины при измерении дефекта с относительной глубиной более 20% от толщины стенки должна составлять не хуже $\pm 0,5$ мм.

- реализация при помощи серийно выпускаемого, относительно недорогого оборудования;

- возможность реализации в полевых условиях, в т.ч. с применением автономного питания;

- высокая скорость проведения контроля (не более 10-15 мин на один дефект), включая проведение подготовительных работ, настройку прибора и работ по интерпретации данных;

Методы контроля трещиноподобных дефектов подразделяются на методы *локализации* трещин и методы *оценки их глубины* [64].

К методам локализации трещин относятся:

Акустикоэмиссионный метод, основанный на определении местоположения источника акустических сигналов. Такие сигналы (колебания) характеризуют процесс микробоъемных разрушений металла, т.е. развитие трещины [24].

Магнитопорошковый метод основан на визуализации магнитных полей рассеяния, создаваемого трещиной. Метод реализуют созданием с помощью постоянных магнитов магнитного поля, ориентированного перпендикулярно предполагаемым дефектам, и нанесением на поверхность объекта контроля магнитного порошка или суспензий [23, 126].

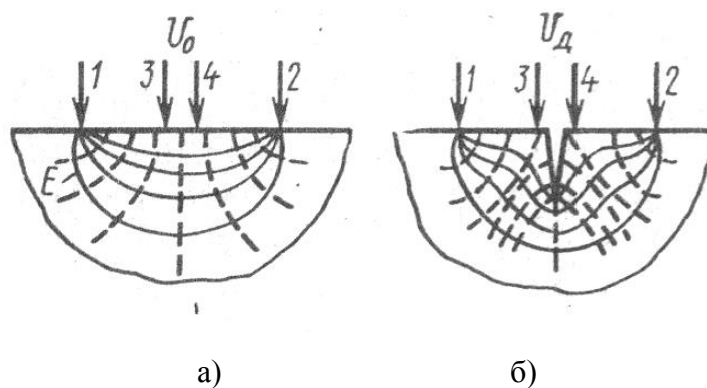
В *радиационном методе* используют различные виды ионизирующих излучений, пропускаемых через объект контроля. Для неразрушающего контроля металла труб обычно применяют два вида излучения: рентгеновское и гамма-излучение [25].

Среди перечисленных методов только метод акустической эмиссии позволяет идентифицировать развитие трещины, два других только определяют местоположение уже сформированной трещины.

Однако при помощи перечисленных методов можно определить только линейные размеры дефекта (ширину и длины трещины и колонии трещин), однако методы не способны определить глубину дефекта, поэтому рассмотрим группу методов оценки размеров.

Электропотенциальный метод основан на регистрации распределения электрического потенциала по поверхности объекта контроля. На рисунке 4.1 показаны картины электрического поля в электропроводящей пластине при отсутствии и наличии в ней трещины. С помощью электродов 1 и 2, называемых токовыми и установленных по разные стороны трещины к пластине, подводится электрический ток. Потенциальными электродами 3 и 4 снимают показания, по которым судят о наличии и глубине трещины [93, 159].

Вектор плотности тока J в пластине определяется вектором напряженности электрического поля E и совпадает с ним по направлению: $J = \sigma E$, где σ - удельное электрическое сопротивление материала пластины.



а) – отсутствие; б) - наличие трещины

Рисунок – 4.1. Картины электрического поля в электропроводящем объекте контроля

Распределение плотности тока в пластине можно найти, решив краевую задачу, описываемую уравнениями Максвелла и граничными условиями. На практике для упрощения используют информативный параметр контроля - относительную разность напряжений, которая позволяет исключить влияние тока и удельной электрической проводимости объекта контроля на результаты измерений:

$$U^* = \frac{U_d - U_0}{U_0}. \quad (4.1)$$

где U_d - напряжение при наличии дефекта, U_0 - напряжение без дефекта.

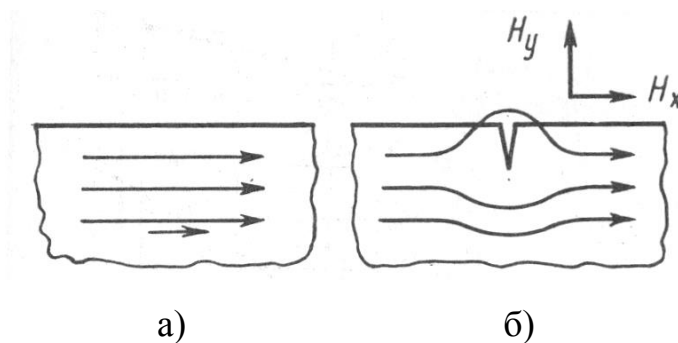
Тогда глубину трещины h можно определить по приближенной формуле:

$$h \approx \frac{\Delta}{2} U^*, \quad (4.2)$$

где Δ - расстояние между потенциальными электродами.

К достоинствам метода следует отнести простую интерпретацию полученных данных и высокую точность измерения (при соблюдении определенных условий измерения). К недостаткам – необходимость применения для его реализации дорогостоящего прецизионного оборудования, а также влияние на показания измерения чистоты поверхности объекта контроля (далее - ОК), плотности контакта на электродах, температуры контроля, напряженного состояния ОК и др.

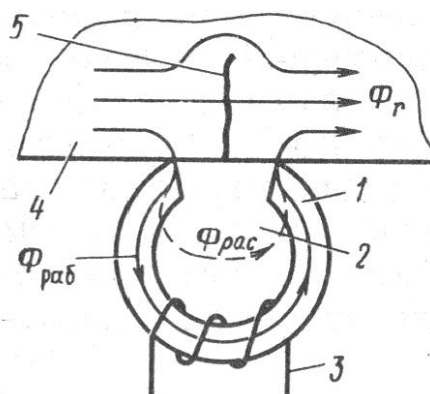
Магнитный индукционный метод основан на искажении магнитных параметров при наличии неоднородности (трещины) в объекте (рисунок 4.2) [27]. В результате магнитный поток огибает трещину и возникает его градиент в объеме ОК.



а – отсутствие; б - наличие трещины; H_y , H_x – соответственно вертикальная и горизонтальная составляющие напряженности магнитного поля в ОК [12]

Рисунок – 4.2. Картины магнитного поля в объекте контроля

Рассмотрим применение метода с использованием магнитной индукционной головки (рисунок 4.3), представляющей собой кольцевой магнитопровод 1 с зазором 2. На магнитопроводе размещена катушка 3.



1 – магнитопровод; 2 – зазор; 3 – катушка; 4 – объект контроля; 5 трещина

Рисунок 4.3 – Проведение магнитного контроля с помощью индукционной головки [19]

Контроль осуществляется путем перемещения магнитопровода вблизи объекта контроля 4, причем участок зазора соприкасается с поверхностью предварительно намагниченного ОК.

Магнитный поток Φ_r в ОК, встречая трещину 5, частично огибает ее, а частично проходит по магнитопроводу. Часть этого потока $\Phi_{раб}$ проходит через сердечник и может создавать ЭДС в катушке, другая же часть создает поток рассеяния $\Phi_{рас}$.

Достоинства метода – простота конструкции преобразователя, незначительное влияние на показания метода свойств поверхности ОК и напряженного состояния. Недостаток – недостаточная чувствительность метода, а также необходимость постоянно перемещать преобразователь по поверхности контроля.

Вихретоковый контроль основан на анализе взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, создаваемых в ОК этим полем. В качестве источника электромагнитного поля чаще всего используется индуктивная катушка с синусоидальным током, называемая вихретоковым преобразователем (рисунок 4.4) [26, 53].

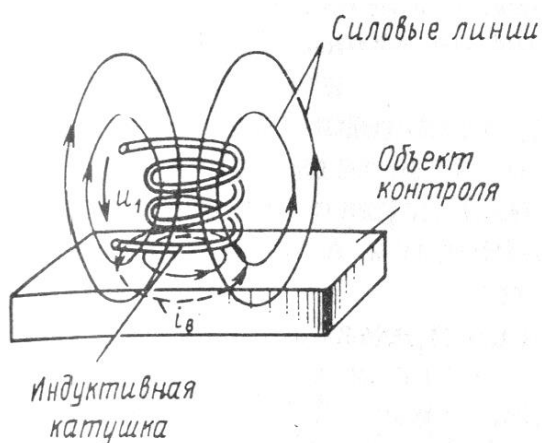


Рисунок 4.4 – Схема взаимодействия вихретокового преобразователя с ОК

При перемещении вихретокового преобразователя над ОК, имеющем трещину, изменяется поле вихревых токов, которое фиксируется преобразователем.

Достоинства метода вихревых токов – возможность измерений через слой немагнитного материала (в т.ч. воздуха), стабильность показаний при изменении температуры, влажности, состояния поверхности. Серийно выпускается ряд приборов подобного класса, имеющих возможность автономной работы в полевых условиях. Точность оценки глубины трещины соответствует предъявляемым требованиям. Недостатки – необходимость перемещения преобразователя по поверхности ОК (сканирования) и небольшая разрешающая способность метода (практически трудно различить трещины с разницей глубин менее 10%), а также сложность при сканировании колонии трещин.

Ультразвуковой метод контроля основан на явлении отражения ультразвуковых волн от вершины трещины. Ультразвуковые колебания посылают в ОК с помощью пьезоэлектрического преобразователя (ПЭП), положение которого настраивают таким образом, чтобы акустическая ось преобразователя совпадала с вершиной трещины (или искусственного концентратора напряжений), соответственно отраженный сигнал будет иметь максимальную амплитуду [30, 35, 41].

На рисунке 4.5 изображена диаграмма направленности наклонного преобразователя. Очевидно, что максимальной интенсивностью ПЭП обладает при угле $50,5^\circ$. При снижении или увеличении угла наблюдается снижение интенсивности излучения ультразвуковых колебаний.

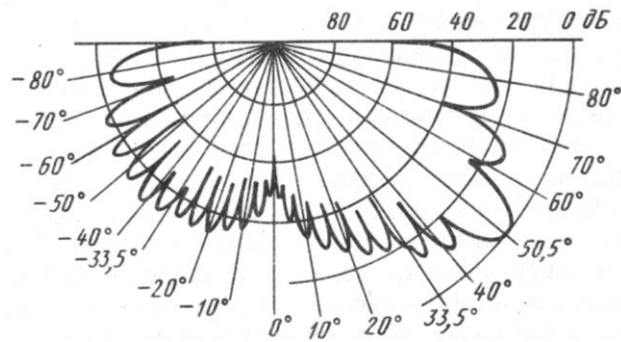


Рисунок 4.5 – Диаграмма направленности поперечных волн наклонного преобразователя при частоте 2,5 МГц [8]

При развитии трещины точка отражения смещается от акустической оси и амплитуда отраженного сигнала уменьшается.

Контроль обычно выполняют, используя эхо-метод [68, 145, 148].

К достоинствам метода относятся:

- широкая распространенность УЗ аппаратуры;
- наличие аттестованных специалистов и метрологического обеспечения;
- отсутствие необходимости перемещения преобразователя по ОК;
- высокая скорость и удовлетворительная точность контроля;
- способность работать в условиях контроля колоний трещин;
- отсутствие влияния на показания метода напряженного состояния ОК, температуры.

К недостаткам следует отнести необходимость применения контактной жидкости, обеспечение постоянного контакта обоих преобразователей с поверхностью ОК, выбора оптимального типа ПЭП и получения зависимости изменения амплитуды от глубины трещины, используемой в дальнейшем при оценке глубины трещины. Сложно обеспечить точность контроля традиционным эхо-методом глубины трещины лучше 1,0 мм. Для повышения точности необходимо применять преобразователи на фазированных решетках (ФР) [4, 66, 122, 138]. Но в этом случае увеличивается стоимость оборудования для УЗ контроля примерно на один порядок.

В настоящее время широкое распространение получили следующие серийные ручные переносные приборы УЗК с использованием ФР: OmniScan MX2 и Omniscan SX (рисунок 4.6) (Olimpus-Panametrics, Япония-США), EPOCH 1000 (Olimpus-

Panametrics, Япония-США), Rapidscan-2 (Англия), TD-Scan (Technology Design, Англия), «Phasor XS» (GE-Krautkammer, США-Германия), УСД-60ФР (НПЦ «Кропус», Россия), А1550 «IntroVisor» (ООО «Акустические контрольные системы, Россия).

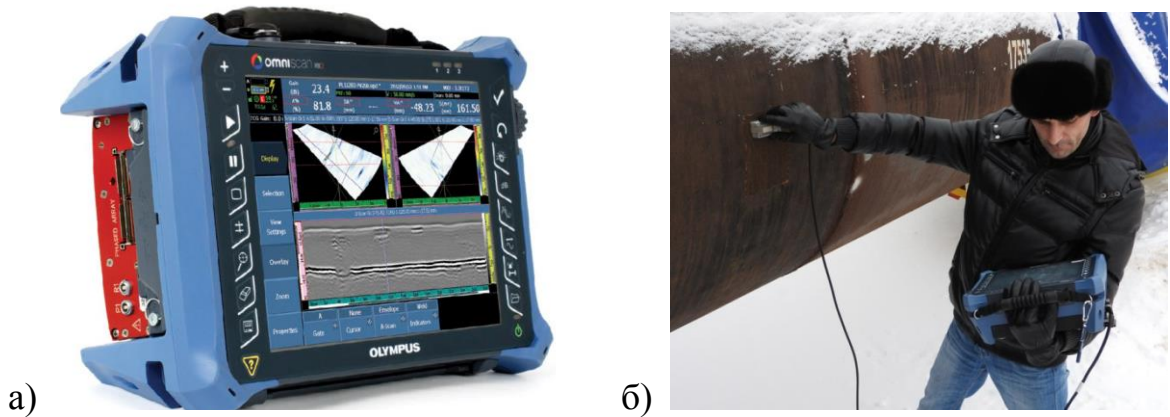


Рисунок 4.6 – Ручной портативный дефектоскоп Omniscan MX2, пр-во Olympus-Panametrics: а – внешний вид; б – процесс сканирования трубы Ду1420

Таким образом, анализ показал, что для оценки глубины трещины наиболее целесообразным является применение комплекса методов, состоящего из ультразвукового методов и вихретокового неразрушающего контроля. Сочетание данных методов контроля позволяет выполнить все предъявляемые требования при оценке глубины трещиноподобных дефектов. Кроме этого, методы основаны на различных физических принципах, что повышает достоверность контроля. Порядок настройки приборов для проведения контроля выполняется в соответствии с инструкциями по эксплуатации приборов и требованиями нормативных документов. Для настройки наиболее рационально применять образцы с трещинами, идентичными по характеристикам тем, которые сформированы в эксплуатационных условиях, такие образцы изготавливаются с применением имитационных воздействий, в результате которых происходит рост трещины [110].

4.2 Оценка изгибных и касательных напряжений в месте установки ремонтной муфты

Для решения задачи оценки механических напряжений необходимо осуществить выбор метода, соответствующего следующим критериям:

1. Неразрушающий характер контроля.
2. Возможность оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) без знания начального напряженного состояния трубопровода.
3. Оперативность проведения контроля.
4. Автономность оборудования, возможность работы в полевых условиях.
5. Удовлетворительная чувствительность метода применительно к данному объекту контроля.
6. Наличие сертифицированного оборудования, апробированность методик контроля касательных и изгибных (продольных, фибровых) напряжений.
7. Возможность оценки продольных (главным образом, изгибных) и касательных напряжений в трубопроводе.

Поиск метода, соответствующего вышеприведенным критериям, среди таких методов, как магнитные, акустические, механические, оптические, рентгеновские, тепловые, электрические [21, 22, 31, 34, 37, 53, 56, 59, 69, 70, 72, 120, 149, 158, 175], показал, что наиболее подходящим для проведения контроля НДС является магнитный метод, основанный на проведении измерения коэрцитивной силы. Анализ работ, выполненных Р.В. Агинеи, И.Н. Андроновым, А.Ю. Александров, М.М. Бердник, Г.В. Бидой, Э.С. Горкуновым, А.П. Ничипуруком, В.Ф. Новиковым, В.Ф. Мужичким, Б.Е. Поповым, М.Н. Щербининым и др., показал, что существуют апробированные методики для трубных сталей, которые можно использовать для решения задачи оценки НДС стенок труб.

Для реализации коэрцитиметрического метода при оценке НДС трубопроводов необходима аппаратура, позволяющая производить измерения коэрцитивной силы в диапазоне $1 \div 60$ А/см с основной погрешностью не более 5%.

Примером такого прибора является коэрцитиметр КМ-445.1 - переносной прибор общего применения для работы в лабораторных и производственных условиях, предназначенный для измерения коэрцитивной силы изделий из ферромагнитных материалов (рисунок 4.7). Различные его модификации позволяют проводить измерения с питанием от сети 220 В или от автономного источника пи-

тания напряжением 12 В. Прибор выпускается фирмой «Микроакустика» и зарегистрирован в Реестре Системы сертификации средств измерений.

Работа коэрцитиметра основана на перемагничивании по предельной петле гистерезиса участка объекта контроля, замыкающего полюса преобразователя коэрцитиметра измерения значения тока в размагничивающей катушке преобразователя в момент равенства нулю магнитного потока в магнитопроводе. В качестве нуля-индикатора магнитного потока в магнитопроводе используется датчик Холла. Измеренное значение размагничивающего тока пересчитывается в электронном блоке в значение коэрцитивной силы, которое индицируется на дисплее.



1 – электронный блок; 2 – датчик – преобразователь коэрцитиметра;

Рисунок 4.7 - Общий вид коэрцитиметра КМ-445.1

Одной из наиболее удачной методикой для перехода от измеренных значений коэрцитивной силы к величине действующих напряжений в стенке трубопроводов большого диаметра является методика, описанная в работе Ю.В. Александра, М.М. Бердник [9, 109].

Согласно этим работам, оценить характер напряженного состояния можно по величине ΔH_c :

$$\Delta H_c = \frac{H_{c1} \parallel - H_{c2} \parallel}{H_{c2\perp}} \cdot 100\% \quad (4.3)$$

где $H_{c1} \parallel$ - большее из двух значений, измеренных в поперечном направлении к оси трубопровода, А/м;

$H_{c2} \parallel$ - меньшее из двух значений, измеренных в поперечном направлении к оси трубопровода, А/м.

В случае если $\Delta H_c \parallel < 50\%$, расчеты будут осуществляться в предположении, что действие касательных напряжений не существенно, и направление одной из главных осей совпадает с направлением оси трубопровода.

В случае если $\Delta H_c \perp < 10\%$ для дальнейших расчетов за коэрцитивную силу в продольном направлении предлагается считать среднее арифметическое двух полученных значений, которое определяется по выражению

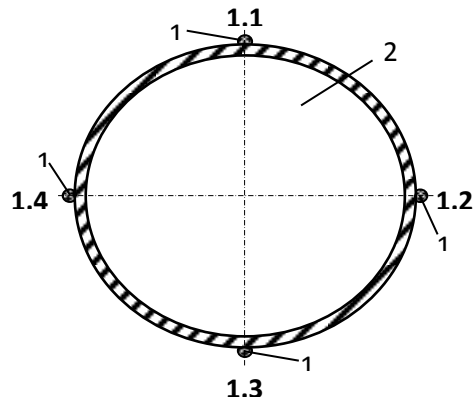
$$H_{c\perp} = \frac{H_{c1\perp} + H_{c2\perp}}{2} \quad (4.4)$$

Для случая, когда величина отклонения двух измерений коэрцитивной силы $\Delta H_c \parallel > 10\%$, для дальнейших расчетов за величину коэрцитивной силы в продольном направлении предлагается принимать меньшее из двух значений. Это связано с тем, что меньшему значению коэрцитивной силы соответствует большая величина растягивающих деформаций. Таким образом, выбрав меньшее значение коэрцитивной силы, мы получаем ошибку в безопасную сторону.

Если в точке контроля имеет место сжимающие напряжения (отрицательные деформации), то выбрав меньшее из двух показаний коэрцитиметра, мы искусственно занижим величину деформации. Это допустимо, поскольку известно, что сжимающие напряжения менее опасны по сравнению с растягивающими.

При этом указанной ошибки можно избежать, произвести сравнение большего из двух значений коэрцитивной силы ($H_{c1 \parallel}$) с нулевым значением (значение коэрцитивной силы на ненагруженном материале H_{c0}).

Для определения H_{c0} необходимо провести только оценочный расчет по величине максимальных деформаций или определить величину H_{c0} , рассматривая совокупность взаимосвязанных точек одного сечения. Такими точками являются точки, лежащие на противоположных образующих. Согласно рисунку 4.8. это пары точек 1.1, 1.3 и 1.2, 1.4 (часовая ориентация 12ч., 6ч. и 3ч., 9ч.)



1 – точка приборного контроля и ее номер (первая цифра – номер контрольного сечения; вторая цифра – номер точки в контрольном сечении);
2 – объект контроля.

Рисунок 4.8 - Схема положения точек приборного контроля для оценки уровня напряжений в стенках трубы [9]

Определение величины N_{c0} возможно лишь по тем сечениям, в которых наблюдается изгиб. Например, в результате изгиба в вертикальной плоскости деформации в осевом направлении точек 1.1 и 1.3 будут различны. Так для изгиба, вызванного собственным весом трубопровода эти деформации можно записать следующим образом:

$$\varepsilon_{1.1} \parallel = \varepsilon \parallel - \varepsilon_{изг \parallel} \quad (4.5)$$

$$\varepsilon_{1.3} \parallel = \varepsilon \parallel - \varepsilon_{изг \parallel} \quad (4.6)$$

где $\varepsilon_{1.1} \parallel$ и $\varepsilon_{1.3} \parallel$ - общая продольная деформация соответствующей точки;

$\varepsilon \parallel$ - составляющая продольной деформации, вызванная внутренним давлением, температурными воздействиями и прочими нагрузками, оказывающими одинаковое воздействие на все точки контроля;

$\varepsilon_{изг \parallel}$ - деформации, вызванные изгибом оси трубопровода в вертикальной плоскости.

При этом, если изгиб вызван пучением, то в точке 1.1 будет наблюдаться растяжение, то есть деформации будут суммироваться, а в точке 1.3 – сжатие, деформация изгиба, будет иметь отрицательное значение.

Аналогичные выражения можно записать для точек 1.2 и 1.4.

С другой стороны деформации в этих точках можно записать через значения коэрцитивной силы

$$\varepsilon_i \parallel = \frac{H_{c0} - H_{ci} \parallel}{k} \quad (4.7)$$

где $\varepsilon_i \parallel$ - полная деформация соответствующей точки (i);

$H_{ci} \parallel$ - значение коэрцитивной силы материала, измеренной в точке i в осевом направлении;

k – коэффициент пропорциональности.

Таким образом, можно записать систему четырех уравнений с четырьмя неизвестными:

$$\begin{cases} \varepsilon \parallel - \varepsilon_{изг \parallel} = \frac{H_{c0} - H_{c1} \parallel}{k} \\ \varepsilon \parallel + \varepsilon_{изг \parallel} = \frac{H_{c0} - H_{c3} \parallel}{k} \\ \varepsilon \parallel - \varepsilon_{изг \perp} = \frac{H_{c0} - H_{c2} \parallel}{k} \\ \varepsilon \parallel + \varepsilon_{изг \perp} = \frac{H_{c0} - H_{c4} \parallel}{k} \end{cases} \quad (4.8)$$

Решая эту систему, можно определить значение H_{c0} и далее определить компоненты деформации. Для определения коэффициента пропорциональности можно пользоваться графиками, полученными при испытании материала (рисунок 4.9).

По главным деформациям могут быть вычислены значения главных напряжений, которые определяются по выражениям, соответствующим обратной форме закона Гука:

$$\sigma_1 = \frac{E\varepsilon_x}{1+\mu} + \frac{E \cdot \mu(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3)}{(1+\mu)(1-2\mu)} \quad (4.9)$$

$$\sigma_2 = \frac{E\varepsilon_2}{1+\mu} + \frac{E \cdot \mu(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3)}{(1+\mu)(1-2\mu)} \quad (4.10)$$

$$\sigma_3 = \frac{E\varepsilon_3}{1+\mu} + \frac{E \cdot \mu(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3)}{(1+\mu)(1-2\mu)} \quad (4.11)$$

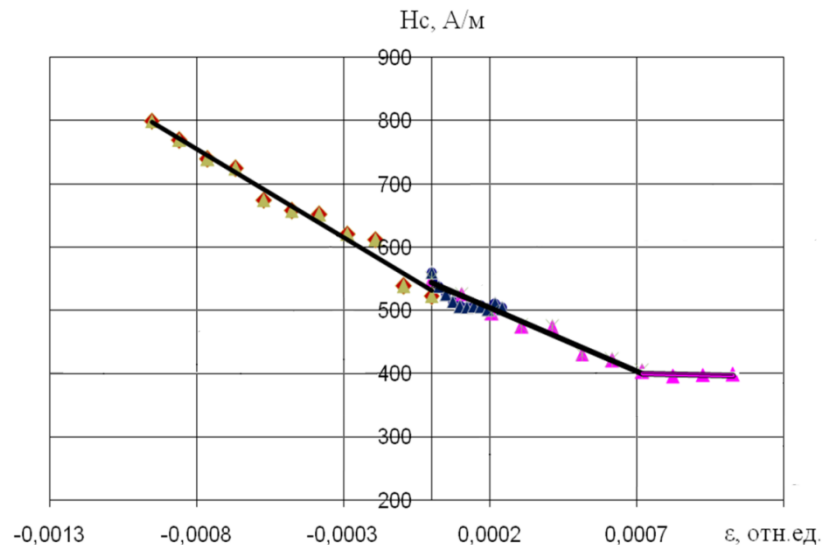


Рисунок 4.9 – Изменение коэрцитивной силы металла от величины деформаций в металле [9]

Оценку касательных напряжений в трубопроводе целесообразно проводить по патенту № 2514072 Способ определения касательных напряжений в стальных трубопроводах.

Согласно [92], на трубопроводе определяют сечение, в котором необходимо провести определение касательных напряжений, отмечают три контрольные точки. Вследствие того, что касательные напряжения теоретически одинаковы по сечению трубопровода, то напряжения, определяемые в контрольных точках, должны быть также равны с учетом погрешности.

В каждой из контрольных точек необходимо дважды измерять коэрцитивную силу металла трубопровода ориентируя датчик коэрцитиметра вдоль оси трубопровода, ориентируя магнитный поток, создаваемый датчиком коэрцитиметра, во взаимно противоположные стороны. Первое измерение выполняют таким образом, чтобы магнитный поток был направлен по ходу газа, второе – в противоположном направлении. Рассчитывают модуль разности показаний коэрцитивной силы между двумя указанными измерениями и определяют значение касательных напряжений в трубопроводе по графикам, предварительно полученным на модельных трубных образцах при испытании с созданием в металле касательных напряжений крутящим моментом (рисунок 4.10).

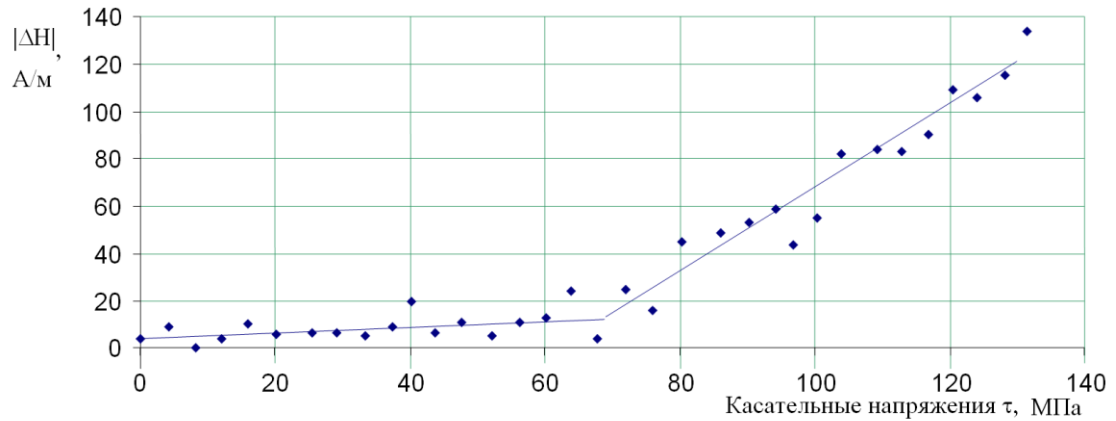


Рисунок 4.10 – Изменение коэрцитивной силы металла от величины касательных напряжений [92]

4.3 Разработка критериев обоснования границ областей металла трубопроводов с измененными физико-механическими свойствами

Исследование свойств металла аварийно разрушившихся труб показывает, что механические свойства металла в очаге разрушения отличаются от внеочаговой зоны. Изменение свойств связывают с протеканием процессов старения [6, 32, 46, 57, 58, 73, 162, 172], обусловленных термодинамической неравновесностью исходного состояния и постепенным приближением структуры к равновесному состоянию в условиях остаточной диффузионной подвижности атомов. При нормальных условиях основные структурные составляющие сталей: перлит, частицы карбонитридов, зерна феррита - достаточно стабильны. Единственным неравновесным элементом в структуре трубной стали является неравновесный (пересыщенный) твердый раствор углеродов кристаллической решетке железа (феррита).

Пересыщенный твердый раствор углерода в феррите с течением времени распадается с выделением частиц карбидов. В трубных (мелкозернистых) сталях углерод уходит на границы зерен и в металле труб образуются зернограницные карбиды [73]. Соответственно, происходит упрочнение границ зерен с одновременным снижением прочности зерен феррита. При этом, эти изменения нельзя зафиксировать оценкой механических характеристик в макрообъеме, например,

испытаниями на статическое растяжение. Процесс старения интенсифицируется с увеличением механических напряжений и температуры.

Наиболее подходящим для оценки свойств стали в микрообъеме является метод определения твердости с малой нагрузкой (ТМН) [3], базирующийся на применении современных ультразвуковых твердомеров.

Метод обладает следующими достоинствами:

1. Реализуется при помощи простых в использовании, серийно выпускаемых, распространенных приборов.

2. Квазинеразрушающий характер контроля. На поверхности металла остается малозаметное углубление от индентора, не влияющее на дальнейшую работу трубы.

3. Приемлемая скорость измерения: одно измерение выполняется за 1-2 сек. Для статистически значимого количества измерений (более 50) потребуется не более 2-3 мин.

К недостаткам метода необходимо отнести следующее:

1. Требования к опыту и квалификации оператора.
2. Требования к качеству подготовки поверхности.
3. Ограниченный температурный диапазон измерений .
4. Параметры ТМН зависят от напряжений и деформаций в металле [67, 135], поэтому нецелесообразно проводить оценку работоспособности труб по ТМН на напряженном металле

Критерии работоспособности металла на основании многократного тестирования ТМН для трубных сталей разрабатывались и приведены в работах Кузьбожева А.С., Смирнова О.В., Агинеи Р.В., Михалева А.Ю., Александрова Ю.В., Соловья В.О.

Площадь отпечатка индентора прибора (с регулируемым усилием 10 - 15 Н) для диапазонов твердости, соответствующих твердости исследуемых сталей, составляет около 25 мкм^2 (рисунок 4.11). Структура низколегированных сталей, наиболее распространенных в нефтегазовой отрасли, характеризуется 8-9 баллом зерна [11], что соответствует площади $2,5 - 5 \text{ мкм}^2$ [28].

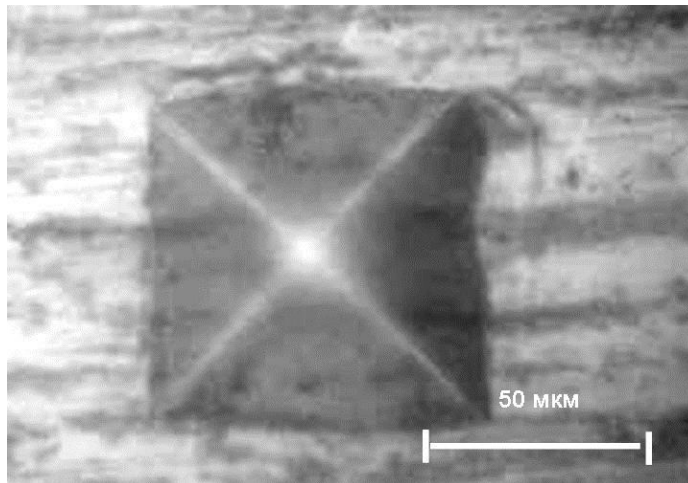


Рисунок 4.11 - Фотография отпечатка индентора датчика ультразвукового измерителя твердости (усилие 10 Н) на поверхности шлифа из стали марки 17Г1С

Таким образом, одно измерение ТМН фиксирует значение твердости в среднем 5-10 зерен, что при достаточном количестве измерений позволит фиксировать процессы карбидного уплотнения достаточно достоверно, следовательно, и идентифицировать изменения микроструктуры стали, возникающие в результате протекания в ней процессов старения.

Для определения критериев работоспособности металла по данным ТМН совместно с сотрудниками кафедры ПЭМГ УГТУ филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были проведены испытания на промышленном стенде. В качестве объекта испытания принималась труба, которая в течение 30 лет проработала в составе магистрального газопровода. При испытании труба подвергалась циклическому воздействию внутреннего давления воды, что приводило к накоплению поврежденности металла.

Диаметр трубы 1420, толщина стенки - 16,7 мм, длина - 11,34 м. Марка стали - 09Г2ФБ. На внешней поверхности трубы имелись коррозионные поражения в виде сетки продольных трещин длиной 150 ÷ 1100 мм, шириной 150 ÷ 11250 мм и глубиной 0,5 ÷ 0,7 мм. Тип трубы - прямошовная электросварная с двумя продольными сварными швами (рисунок 4.12).

Гидравлическая система стенда обеспечивала циклическое изменение давления в режиме $0 - P_{\text{раб}} - 0$, где $P_{\text{раб}} = 7,4$ МПа.



Рисунок 4.12 – Внешний вид стенда, изготовленного для проведения исследования

Для проведения измерения ТМН выбраны 3 зоны. Зона 1 расположена на удалении в 52 мм от продольного сварного шва, рядом с зоной контроля присутствует сетка мелких трещин длиной 2-3 мм. Зона 2 и зона 3 расположены на бездефектных участках, причем зона 2 на расстоянии 373 мм от сварного шва, а зона 3 в непосредственной близости с продольным сварным швом, в области термического влияния.

Для проведения измерения ТМН использовался прибор МЕТ-У1А, с основной погрешностью измерения по шкале Бринелля не более 2% [74].

В ходе проведения испытания на стенде было создано 8500 циклов нагружения $0 - P_{\text{раб}} - 0$. Измерения ТМН проводили пошагово в следующем порядке: исходное состояние (до начала нагружений), 1350 циклов, 2331 цикл, 6000 циклов, 7500 циклов и 8500 циклов. Измерения ТМН выполняли в количестве 100 раз, перемещая от измерения к измерению индентор прибора в пределах контрольной зоны.

Пользуясь [130], определим временной эквивалент произведенному количеству циклов нагружения стенда. Для этого необходимо определить эквивалент испытаний (коэффициент пересчета результатов испытаний):

$$\mathcal{E}_{\text{исп}} = \frac{P_{\text{экспл}}}{P_{\text{исп}}} \quad (4.12)$$

где $P_{\text{исп}}$ – повреждаемость блока нагрузок, повторяющегося в испытаниях:

$$P_{\text{исп}} = P_{\text{max}}^m \quad (4.13)$$

где m – показатель степени кривой усталостной долговечности (согласно [130] принимают $m=4$);

$P_{\text{экспл}}$ – повреждаемость реальных нагрузок, соответствующих одному году эксплуатации:

$$P_{\text{экспл}} = \sum_i N_i (\sqrt{P_{\text{max}i}(P_{\text{max}i} - P_{\text{min}i})})^m \quad (4.14)$$

где i – количество выделенных полных циклов;

N_i – количество полных циклов с одинаковыми $P_{\text{max}i}$ и $P_{\text{min}i}$;

$P_{\text{max}i}$ и $P_{\text{min}i}$ – максимальные и минимальные величины давления.

Далее определим количество приложенных блоков $N_{\text{бисп}}$, которое совпадает с количеством циклов.

Назначение числа блоков программы $N_{\text{бисп}}$, которое необходимо воспроизвести в испытаниях, и соответствующее требуемому времени эксплуатации $N_{\text{экспл}}$, выраженному в годах определяется по соотношению:

$$N_{\text{бисп}} = \varepsilon_{\text{исп}} \cdot N_{\text{экспл}} \cdot k_{\text{зап}} \quad (4.15)$$

где $k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса:

$$k_{\text{зап}} = k_{\text{нагр}} \cdot k_{\text{техн}} \cdot k_{\text{рс}}, \quad (4.16)$$

где $k_{\text{нагр}}$ – коэффициент запаса, учитывающий неточность определения нагрузок и воспроизведения их в испытаниях, влияние агрессивности среды, изменений температуры и другие неучтенные факторы, например, длительность действия нагрузок;

$k_{\text{техн}}$ – коэффициент запаса, учитывающий неточность соблюдения технологии изготовления и монтажа, влияние остаточных напряжений и качества поверхности температуры и другие неучтенные факторы, например, непровары в сварных швах;

$k_{\text{рс}}$ – коэффициент запаса на рассеяние усталостной долговечности. Зависит от числа $n_{\text{нэ}}$ испытанных натуральных элементов.

Значения экспериментально полученной долговечности подвергаются статистической обработке по формуле

$$N_{\text{бисп}} = e^{\frac{\ln(N_1) + \ln(N_2) + \ln(N_3)}{3}} \quad (4.17)$$

Длительность эксплуатации определяется из выражения:

$$N_{\text{экспл}} = \frac{N_{\text{бисп}}}{\varepsilon_{\text{исп}} \cdot k_{\text{зап}}} \quad (4.18)$$

Произведя расчет для изготовленного стенда и принятых условий испытаний, установлено, что 8500 циклов соответствует длительности эксплуатации в течение 15,32 года, таким образом 1 году эксплуатации соответствует 554,8 цикла нагружения $\theta - P_{\text{раб}} - 0$.

Для каждого массива результатов ТМН определяли следующие стандартные статистические характеристики: стандартное отклонение (СО), дисперсия выборки, эксцесс рассеяния и коэффициент асимметрии (рисунок 4.13).

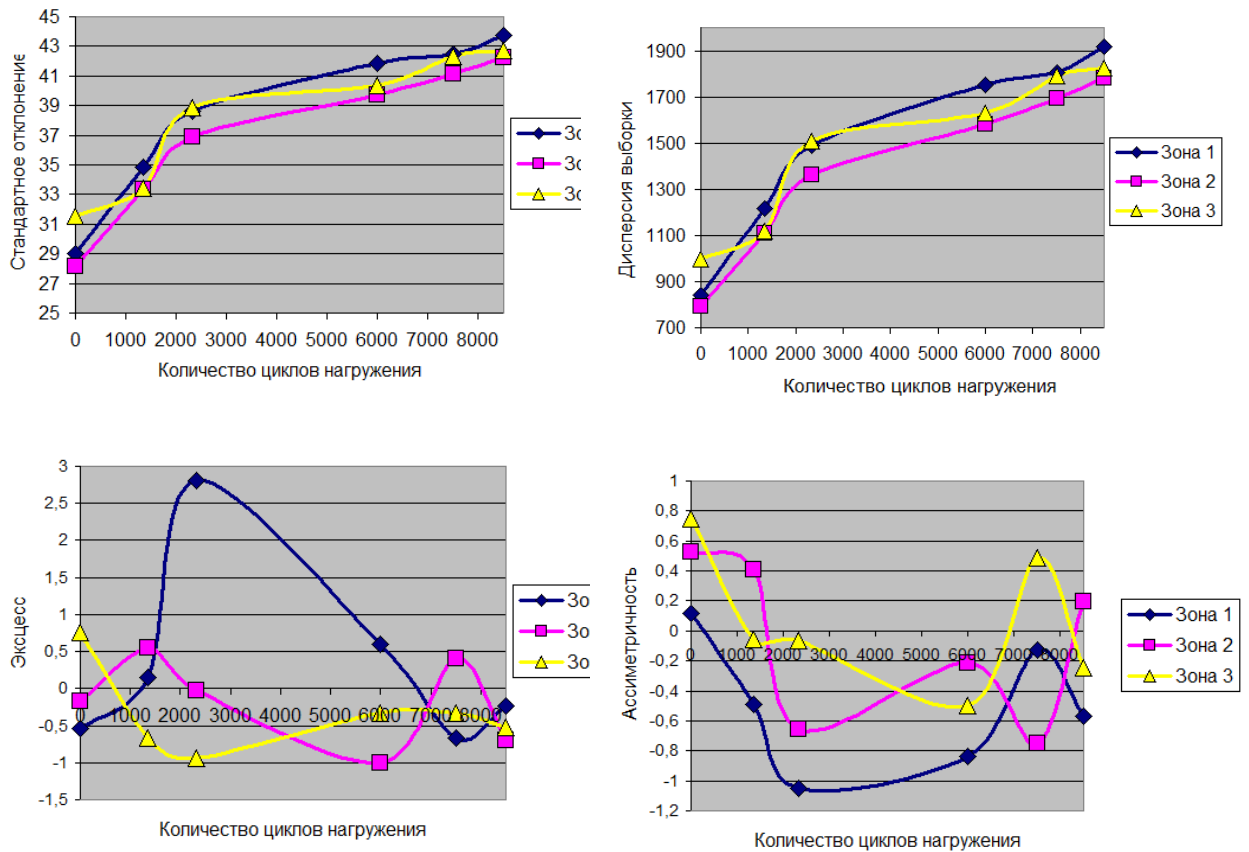


Рисунок 4.13 – Графики зависимостей изменения дисперсии стандартного отклонения, выборки, эксцесса и асимметричности измеренных значений твердости с малой нагрузкой от количества циклов нагружения стенда

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

1. Установлено, что металл трубопровода имел изначально повышенный разброс значений твердости с дисперсией 800-1000 НВ², что свидетельствует о наличии начальной поврежденности металла в процессе эксплуатации в составе

газопровода. Наибольшее начальное значение дисперсии соответствует зоне расположенной в области продольного сварного шва.

2. Отмечена тенденция увеличения дисперсии показаний ТМН (СО) с ростом количества циклов испытания, т.е. времени эксплуатации трубопровода, что подтверждает возможность тестирования поврежденности металла трубопроводов методом ТМН и определения ресурса работоспособности металла труб. Коэффициент линейной корреляции более 0,95 в соответствии со шкалой Чеддока указывает на функциональную прямую связь между указанными параметрами. В данном эксперименте существенного влияния дефектной области и продольных сварных швов на результаты измерения не обнаружено.

3. На основании проведенных исследований и анализа результатов работ, проведенных другими авторами, в качестве критерия оценки работоспособности металла, требующего ремонт при помощи муфт предлагаются следующие:

- значения дисперсии ТМН, полученные с применением твердомеров с усилием вдавливания 10Н на трубах из сталей класса прочности К52 (17ГС, 17Г1С, 13ГС-У, 08ГБЮ), К54 (13Г2АФ), К55 (13Г1С-У), К56 (09ГБЮ, 12Г2СБ, 09Г2ФБ), К58 (13Г1СБ-У), К60 (10Г2ФБЮ, 10Г2ФБ) свыше 1200 НВ².

- устойчивое снижение дисперсии ТМН при увеличении напряжений (деформаций) в металле.

4.4 Разработка последовательности действий, необходимых для оптимизации углового положения муфты с учетом углового положения дефекта

При разработке последовательности действий, необходимых для оптимизации углового положения муфты на трубопроводе с учетом углового положения дефекта, подлежащего ремонту, будем исходить из следующих предположений:

1. Эффективность работы муфты повышается при уменьшении среднего радиального зазора между трубой и муфтой (т.е. суммы радиальных зазоров в точ-

ках, равномерно распределенных по окружности трубы, деленной на количество точек).

2. Эффективность работы муфты повышается при уменьшении среднего радиального зазора между трубой и муфтой в районе дефекта, подлежащего ремонту.

3. Края (места сварки) полумуфт должны быть расположены на определенном расстоянии от дефекта, подлежащего ремонту.

В основе предлагаемой последовательности действий лежит рассмотренный в предыдущем разделе метод расчета величины зазора между муфтой и трубой при заданном угловом положении муфты.

Пусть известны результаты расчета радиального зазора Δr_{im} в точках, характеризующихся угловыми координатами β_i (i – номер точки, $i = 0, 1, \dots, n - 1$, n – общее количество точек) при угловом положении муфты, которое характеризуется индексом m точки трубы, соответствующей точке муфты с индексом 0. Пусть β_δ – угловая координата дефекта, подлежащего ремонту, β_κ – угловая координата края полумуфты, ближайшего к дефекту, $\Delta\beta_\kappa$ – минимально допустимое угловое отклонение дефекта от краев полумуфт, $\Delta\beta_\delta$ – угловое отклонение от дефекта до края области, в которой производится расчет зазора в районе дефекта (рисунок 4.14).

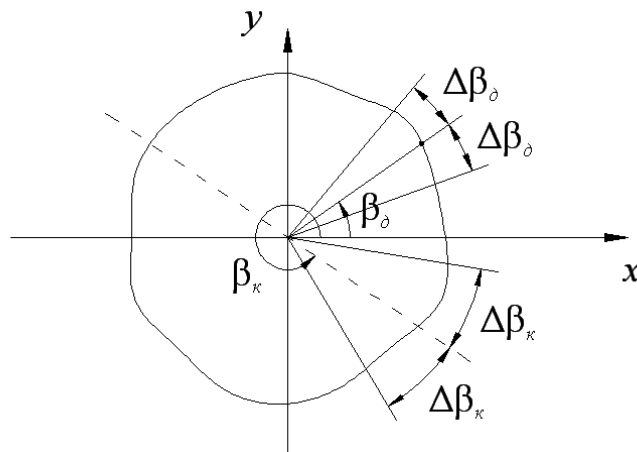


Рисунок 4.14 – К задаче оптимизации углового положения муфты с учетом углового положения дефекта

Средний радиальный зазор Δr_{cm} при данном m определяется следующим образом:

$$\Delta r_{cm} = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} \Delta r_{im} . \quad (4.19)$$

При определении среднего радиального зазора в районе дефекта $\Delta r_{\partial m}$ при данном m суммирование производится по всем точкам с угловыми координатами, попадающими в диапазон от $\beta_{\partial} - \Delta\beta_{\partial}$ до $\beta_{\partial} + \Delta\beta_{\partial}$ (количество таких точек n_{∂}):

$$\Delta r_{\partial m} = \frac{1}{n_{\partial}} \sum_{\beta_i \in [\beta_{\partial} \pm \Delta\beta_{\partial}]} \Delta r_{im} . \quad (4.20)$$

Произведем расчет величин Δr_{cm} и $\Delta r_{\partial m}$ при всех значениях m , для которых выполняется условие

$$|\beta_{\partial} - \beta_x| > \Delta\beta_x \quad (4.21)$$

Проведем анализ полученного набора значений Δr_{cm} и $\Delta r_{\partial m}$. Каждому набору значений поставим в соответствие число f_m , которое определяется следующим образом:

$$f_m = (1 - g) \Delta r_{cm} + g \Delta r_{\partial m} \quad (4.22)$$

Здесь g – весовой коэффициент, влияющий на приоритетность первого или второго из представленных выше предположений, g может принимать значения от 0 до 1 включительно. При $g = 0$ на результат оптимизации влияют только значения зазора, усредненного по всем точкам на окружности трубы, а значения среднего зазора в районе дефекта не учитываются. При $g = 1$, наоборот, на результат оптимизации влияют только значения среднего зазора в районе дефекта, а значения зазора, усредненного по всем точкам на окружности трубы, не учитываются. При $0 < g < 1$ в оптимизации участвуют оба критерия. При выбранном значении g определим значение m , соответствующее минимальному значению f_m . Это значение угловой ориентации будем считать оптимальным в рамках используемого подхода при данном g .

Весовой коэффициент g , влияющий на приоритетность первого или второго предположения, может быть определен в процессе соответствующих экспериментальных исследований.

4.5 Обоснование возможности ремонта дефекта при расчетной величине зазора в области дефекта

Для определения эффективности работы муфты обычно используется коэффициент усиления k_y , который определяется следующим образом [119]:

$$k_y = \frac{P}{P - P_k} \quad (4.23)$$

где P – внутреннее давление в трубопроводе, Па;

P_k – контактное давление между трубой и муфтой, Па; $P > P_k$.

Однако прямое использование соотношения (4.23) для оценки эффективности работы муфты в реальных условиях (при неидеальной форме поперечных сечений трубопровода и муфты) затруднено тем, что контактное давление P_k неодинаково в точках с разными линейными координатами. Это давление зависит от положения и протяженности участков соприкосновения трубопровода и муфты. Расчет контактного давления в каждом конкретном случае может проводиться численными методами с применением программных комплексов, в которых реализуется вычисление напряженно-деформированного состояния с использованием метода конечных элементов. При этом необходимые исходные данные для расчета (координаты точек поперечных сечений трубопровода и муфты) определяются согласно способам, рассмотренным в разделах 1 и 2. Для приближенной количественной оценки влияния оптимизации положения муфты на эффективность ее работы может быть использован известный подход, разработанный для расчета напряжений в трубопроводе и муфте при наличии равномерного радиального зазора. При наличии неравномерного зазора этот подход может использоваться, с одной стороны, для оценки давления, при котором закрывается зазор в точках с разными угловыми координатами, а с другой стороны, для определения коэффициента усиления муфты при полностью закрытом зазоре.

При использовании указанного подхода предполагается, что деформация трубопровода в окружном направлении ε связана с величиной радиального зазора Δr и наружным диаметром трубопровода D_n следующим соотношением:

$$\varepsilon = \frac{2\Delta r}{D_H} \quad (4.24)$$

С другой стороны, для определения величины ε может быть использовано следующее соотношение:

$$\varepsilon = \frac{\sigma_k - \mu\sigma_n}{E} \quad (4.25)$$

где σ_k и σ_n - соответственно кольцевые и продольные механические напряжения,
 μ - коэффициент Пуассона,
 E - модуль упругости стали.

Кольцевые механические напряжения σ_k прямо пропорциональны внутреннему давлению в трубопроводе P :

$$\sigma_k = \frac{PD_B}{2\delta_T} \quad (4.26)$$

где D_B - внутренний диаметр трубопровода, мм
 δ_m - толщина стенки трубопровода, мм.

Продольные механические напряжения σ_n связаны с кольцевыми механическими напряжениями σ_k следующим образом:

$$\sigma_n = \mu\sigma_k \quad (4.27)$$

На основании соотношений (4.24) и (4.25) с учетом (4.26) и (4.27) может быть получено уравнение для определения внутреннего давления $P_{\Delta r}$, при котором исчезнет зазор Δr между муфтой и трубопроводом:

$$P_{\Delta r} = \frac{4\Delta \cdot \delta_T \cdot E}{(1-\mu^2) \cdot D_H \cdot (D_H - 2\delta_T)}, \quad (4.28)$$

где Δ - величина радиального зазора, мм;
 E - модуль упругости материала трубы, МПа;
 μ - коэффициент Пуассона;
 D_H - наружный диаметр трубы, мм.

Кольцевые напряжения в трубопроводе σ_{km} и в муфте σ_{km} при давлении $P > P_{\Delta r}$, определяются следующим образом [119]:

$$\sigma_{km} = \frac{2\Delta r E}{(1-\mu^2) \cdot D_H} + \frac{(P - P_{\Delta r}) \cdot D_H}{2(\delta_m - \delta_M)}, \quad (4.29)$$

$$\sigma_{\text{КМ}} = \frac{(P - P_{\Delta r}) \cdot D_{\text{н}}}{2(\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{М}})} \quad (4.30)$$

Таким образом, зная величину радиального зазора в точке с заданной угловой координатой можно оценить давление, необходимое для закрытия зазора по формуле (4.28). При этом давление закрытия зазора должно быть много меньше давления разрушения трубы с имеющимся дефектом без учета работы муфты:

$$P_{\Delta r} \ll P_p, \quad (4.31)$$

где P_p – давление разрушения трубы с дефектом, МПа.

Расчет разрушающего давления для участка трубопровода, имеющего дефекты, проводится по известным методикам [123, 140, 142, 147]. Для решения этой задачи могут применяться численные методы расчета, например, реализованные на методах конечных элементов (ANSYS и др.).

В качестве наиболее простого примера рассмотрим методику оценки давления разрушения коррозионных дефектов [140].

Согласно методике [140] предварительно участок газопровода, имеющего протяженную зону с коррозионными дефектами, разбивают на части (отрезки трубы) протяженностью в продольном направлении не менее $5,0\sqrt{D_{\text{н}}t}$ с перекрытием $2,5\sqrt{D_{\text{н}}t}$, как показано на рисунке 4.15.

Для каждой части строят серию осевых линий проекции, разнесенных по окружности трубы на расстояние $\pi\sqrt{D_{\text{н}}t}$, что соответствует значению плоского угла $360\sqrt{\frac{t}{D_{\text{н}}}}$ (в градусах).

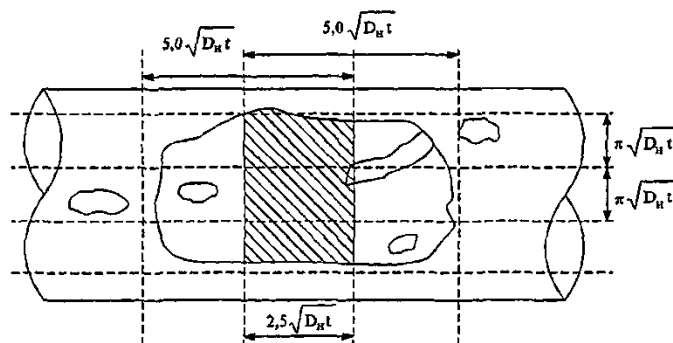


Рисунок 4.15 - Разбиение участка газопровода для учета взаимодействия групповых дефектов

На каждую линию проекции, называемую текущей, следует проецировать дефекты, лежащие на расстоянии меньшем или равном $\pi\sqrt{D_H t}$ и расположенные выше или ниже текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части.

Если проекции двух или более дефектов на текущую линию проекции пересекаются, то их объединяют в один дефект, длина которого равна длине общей проекции, а глубина соответствует максимальной глубине дефекта, вошедшего в объединение.

При объединении внутреннего и внешнего дефектов стенки трубы глубину объединенного дефекта принимают равной сумме глубин этих дефектов.

Для зон, где потеря металла вследствие сплошной коррозии меньше 5 % от номинальной толщины стенки t , допускается использовать локальные размеры толщины стенки трубы t_i и глубины дефекта d_i .

Разрушающее давление p_i для каждого отдельного i -го дефекта из N дефектов, находящихся на текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части вне взаимосвязи с другими дефектами, вычисляют по формуле

$$p_i = \frac{2t\sigma_{\text{вп}}\left(1 - \frac{d_i}{t}\right)}{(D_H - t)\left(1 - \frac{d_i}{tQ_i}\right)}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (4.32)$$

где

$$Q_i = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_i}{\sqrt{D_H t}}\right)^2}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (4.33)$$

Для учета взаимодействия последовательно пронумерованных дефектов составляют всевозможные комбинации объединения дефектов по следующим правилам:

- если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно двум, учитывают все пары последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (первый и второй, второй и третий, третий и четвертый и т.д.);

- если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно трем, то кроме учитываемых на предыдущем шаге пар дефектов учитывают все тройки

последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (с первого по третий, со второго по четвертый, с третьего по пятый и т.д.);

- если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно четырем, то кроме учитываемых на предыдущем шаге пар и троек дефектов учитывают все наборы из четырех последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (с первого по четвертый, со второго по пятый, с третьего по шестой и т.д.);

- процесс учета взаимодействующих дефектов продолжают до тех пор, пока не будут учтены все наборы последовательно расположенных дефектов из общего их числа, последним из которых является набор дефектов с первого по N -й. Общее число учитываемых наборов должно составлять сумму $1 + 2 + 3 + \dots + N$.

Общую длину дефекта l_{nm} , состоящего из дефектов с номера n по номер m (см. рисунок 4.15) вычисляют по формуле

$$l_{nm} = l_m + \sum_{i=n}^{m-1} (l_i + s_i), \quad n, m = 1, \dots, N. \quad (4.34)$$

Глубину объединенного дефекта d_{nm} , называемую эффективной, вычисляют по формуле

$$d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^m d_i l_i}{l_{nm}}. \quad (4.35)$$

Разрушающее давление для каждого объединенного дефекта вычисляют по формуле

$$p_{nm} = \frac{2t\sigma_{\text{вп}}\left(1 - \frac{d_{nm}}{t}\right)}{(D_{\text{н}} - t)\left(1 - \frac{d_{nm}}{tQ_{nm}}\right)} \quad (4.36)$$

где

$$Q_{nm} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{nm}}{\sqrt{D_{\text{н}}t}}\right)^2} \quad (4.37)$$

За разрушающее давление p_p для текущей линии проекции, в пределах рассматриваемой части принимают минимальное его значение из всех рассчитанных

для одиночных дефектов и рассчитанных для всех групп объединенных дефектов, то есть

$$p_p = \min (p_1, p_2, \dots, p_N, p_{nm}). \quad (4.38)$$

4.6 Последовательность операций при ремонте магистральных трубопроводов стальными обжимными муфтами

В настоящем разделе приведена последовательность действий, выполняемая при назначении методов ремонта трубопроводов. Визуально разработанная последовательность может быть представлена в виде алгоритма (рисунок 4.1б), в алгоритме учитываются:

- характеристики дефекта (см. раздел 4.1);
- напряжения в металле трубопровода (см. раздел 4.2);
- изменение механических свойств металла трубы вблизи дефекта (см. раздел 4.3);
- зазоры между муфтой и трубой в зоне дефекта и давление закрывания зазора (см. раздел 4.4);
- давление разрушения трубы с данным дефектом, которое должно быть много больше давления, при котором закрывается зазор (см. раздел 4.5).

На первом этапе по результатам технического диагностирования трубопроводов проводят отбраковку дефектных участков и выбор способа их ремонта. Результаты должны содержать информацию о размерах дефектов (длина, ширина, глубина) с учетом погрешности измерений, а также их расположения на трубе и конфигурации.

Выбор технологии ремонта дефектного участка трубопровода осуществляют по условиям ремонтпригодности труб в зависимости от:

- типа и размеров дефектов;
- суммарной площади дефектного участка;
- расположения дефектов относительно сварных соединений и других дефектов.

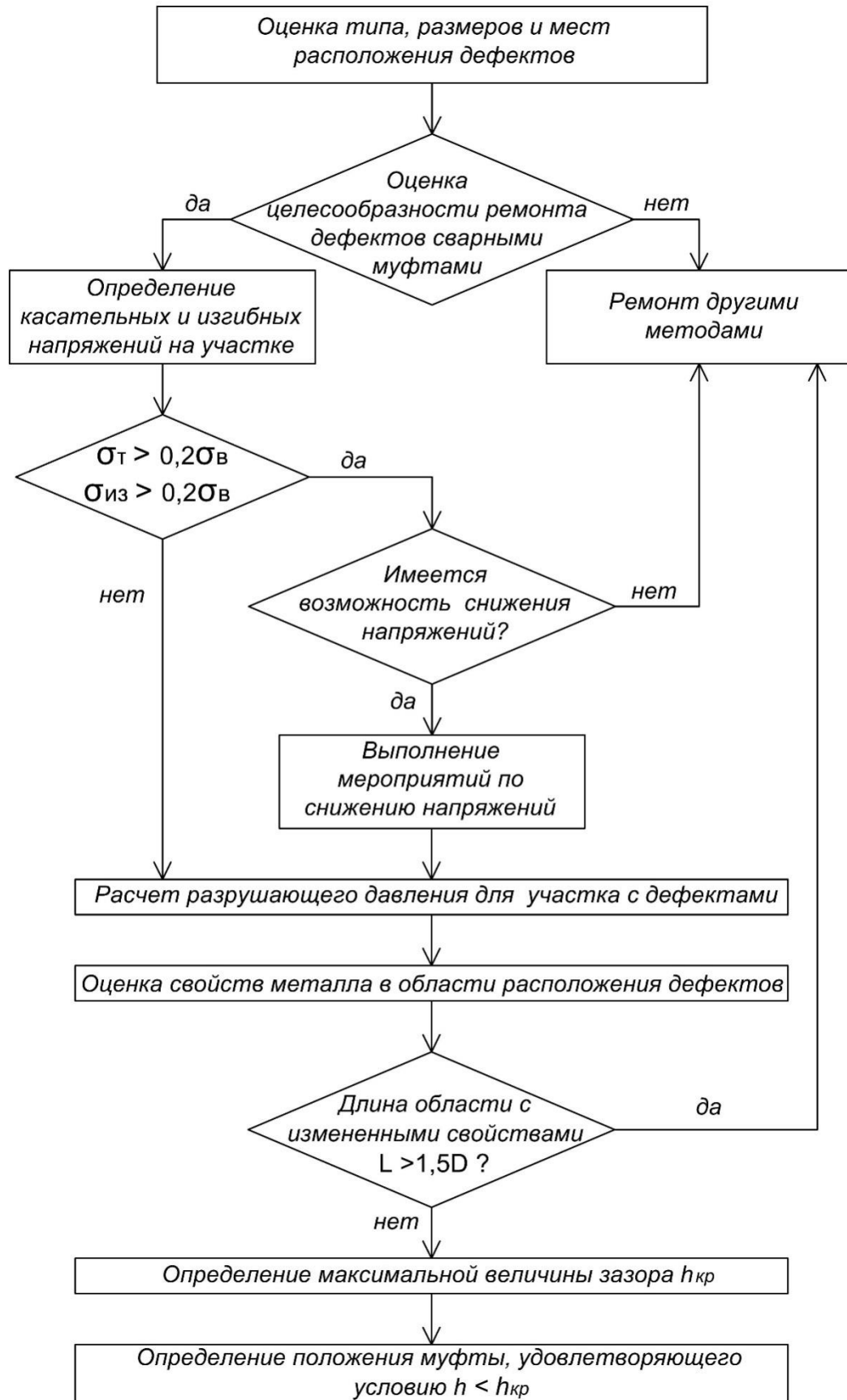


Рисунок 4.16 – Алгоритм реализации метода ремонта трубопровода с применением стальных обжимных муфт

Для оценки целесообразности ремонта дефектов сварными муфтами проверяют условия ремонтпригодности трубы, в которых исходными данными являются:

- категория трубопровода;
- параметры трубы;
- механические свойства металла трубы;
- тип(ы) дефектов;
- фактические размеры дефектов.

Условия ремонтпригодности выполняются, если расчетные значения размеров дефектов не превышают допустимых размеров.

Выбор технологии ремонта начинают с проверки условий взаимодействия дефектов [167]. По результатам проверки для каждой дефектной трубы формируют перечень одиночных и объединенных дефектов. На основании исходных данных и данных о размерах дефектов определяют относительную глубину дефекта, остаточную толщину стенки трубы, характерный размер и т.д. На следующем этапе проверяют условие ремонтпригодности трубы для шлифовки. Для труб с коррозионными дефектами при невыполнении условия ремонтпригодности трубы для шлифовки проверяют условие ремонтпригодности трубы для наплавки. Для труб с трещиноподобными дефектами условия ремонтпригодности для наплавки не проверяют, а рассматривают условия ремонтпригодности трубы для муфты, при невыполнении которых назначают ремонт заменой катушки.

На втором этапе работы, в случае если обнаруженные типы дефектов допускают ремонт обжимной муфтой, выполняют оценку изгибных и касательных напряжений в трубопроводе [92, 109].

Непроектное положение трубопровода, как правило, приводит к возникновению неоднородности распределения напряжений конструкционного происхождения в сечении трубы. Одним из возможных способов устранения изгиба и возвращения надземных трубопроводов в нормативное состояние может служить вскрытие участка трубопровода на большую длину, чем это требуется при ремонте дефекта и спрямление участка трубопровода. При этом важно добиться сниже-

ние напряжений до уровня менее $0,2 \sigma_v$ только на участке установки муфты (для металла трубы класса прочности К60, это напряжение составляет порядка 120 МПа). На удалении от муфты для оценки прочности трубопровода применяют общие подходы, например, изложенные в [136].

На третьем этапе ремонта определяют возможные изменения функциональных свойств металла вблизи дефекта для определения длины муфты с целью перекрытием муфты всего дефектного участка. В качестве критериев изменения функциональных свойств металла применяют критерии, предложенные в разделе 4.3 настоящей работы. Измерения выполняют в контрольных точках, расположенных в радиальном и осевом направлении по отношению к дефекту. Первую точку назначают на расстоянии 100 мм от границы дефекта. Шаг между последующими контрольными точками – 100 мм.

Оценку механических свойств проводят при условии отсутствия значительных напряжений в металле труб, которые могут исказить результаты исследования. Для проверки второго критерия (раздел 4.3), рекомендуется выполнить измерение МН при двух различных величинах напряженного состояния трубы.

В случае, если длина области металла трубы с измененными свойствами не превышает величину $L \geq 1,5D$ возможен ремонт трубопровода с применением обжимных муфт. В противном случае в качестве метода ремонта дефектного участка выбирается вырезка с заменой катушки.

На четвертом этапе выполняют подбор полумуфт для ремонта участка трубопровода, а также их ориентации на трубопроводе с целью обеспечения минимального зазора между трубой и муфтой в зоне дефекта. Такой подбор может быть осуществлен при помощи специального программного обеспечения (см. главу 5). В результате подбора устанавливают:

- номера полумуфт из числа имеющихся, применение которых наиболее целесообразно;
- положение полумуфты на трубе (прямое или обратное);
- часовая ориентация продольных сварных швов муфты относительно вертикали;

- величина максимального зазора между муфтой и трубой в дефектной области, включая область с измененными механическими свойствами.

На пятом этапе ремонта рассчитывают давление разрушения трубопровода с выявленным дефектом, а также давление закрывания зазора. Ремонт муфтой рекомендуется при превышении давления разрушения трубы с дефектом давления закрывания в три раза. Если условие не удовлетворяется, проводят повторный выбор полумуфт из большего числа или применяют другие методы ремонта.

Изложенные в настоящей главе подходы обладают новизной, изобретательским уровнем и промышленной применимостью и оформлены в виде заявки на изобретение (Приложение Ж).

4.7 Выводы по главе 4

1. Анализ показал, что оценка коррозионных дефектов не вызывает затруднений, а для оценки глубины трещиноподобного дефекта наиболее целесообразным является применение комплекса методов, состоящего из ультразвукового методов и вихретокового неразрушающего контроля. Методы основаны на различных физических принципах, что повышает достоверность контроля.

2. Поиск метода контроля НДС, показал, что наиболее подходящим для проведения контроля НДС является магнитный метод, основанный на проведении измерения коэрцитивной силы. Для его реализации метода разработаны апробированные методики для трубных сталей, которые можно использовать для решения задачи оценки НДС стенок труб.

3. Для неразрушающей оценки изменения функциональных свойств металла в микрообъеме предложено применение метода определения твердости с малой нагрузкой, базирующегося на применении современных ультразвуковых твердомеров. Критерием метода является дисперсия показаний прибора, рассчитываемая по результатам многократных измерений.

4. Разработана последовательность действий, необходимых для оптимизации углового положения муфты с учетом углового положения дефекта.
5. В качестве критерия применимости стальных обжимных муфт для ремонта трубопроводов при наличии зазора предложено применять условие многократного превышения давлением разрушения дефекта давления закрытия зазора, что гарантирует необходимое снижение механических напряжений в дефекте.
6. Разработан алгоритм реализации метода ремонта трубопровода с применением стальных обжимных муфт, учитывающий механические напряжения в стенке трубы, изменение функциональных свойств металла вокруг дефекта, зазора между муфтой и трубопроводом, а также параметры дефекта, в результате которого обеспечивается необходимый коэффициент усиления муфты при ремонте.

ГЛАВА 5 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ВНЕДРЕНИЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА ТРУБ ОБЖИМНЫМИ МУФТАМИ

5.1 Разработка программного комплекса для выбора и оптимального позиционирования полумуфт при ремонте дефектов

В главе 3 настоящей диссертации была показана возможность создания программного обеспечения (далее ПО) для решения задачи правильного выбора оптимального угла установки полумуфт для эффективного ремонта дефектов трубопроводов в соответствии с разработанными критериями.

В общем случае, для решения практических задач, а именно в условиях, когда: 1) Муфта состоит из двух полумуфт; 2) Полумуфты могут быть соединены между собой в любом сочетании, в т. ч. с поворотом полумуфты относительно направления движения продукта на 180° - имеется некоторый «склад» полумуфт из которого необходимо выбрать наилучшие полумуфты для ремонта конкретного дефекта.

Исходя из вышесказанного, ПО должно решать следующие задачи:

1. Определение углового положения муфты, при котором обеспечивается наилучшее соответствие наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты.

2. Определение углового положения муфты, при котором обеспечивается наилучшее соответствие наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты в районе дефекта с заданным угловым положением.

3. Определение положения полумуфт (каждая из полумуфт может быть развернута на 180°), при котором обеспечивается наилучшее соответствие наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты, в том числе в районе дефекта.

4. Выбор наиболее подходящих для данного участка трубопровода полумуфт из имеющихся в наличии.

5.1.1 Описание программного обеспечения для определения оптимального углового положения муфты на трубопроводе

Исходя из перечисленных задач разработано ПО, предназначенное для автоматизированного выбора полумуфт, наиболее подходящих по своим геометрическим характеристикам к рассматриваемому участку трубопровода, а также для определения углового положения области стыковки (сварки) полумуфт, при котором достигается наилучшее соответствие наружной поверхности трубопровода в месте ремонта и внутренней поверхности муфты с учетом геометрических несовершенств сопрягаемых поверхностей.

Исходными данными для расчетов служат:

1. Наружный диаметр трубопровода.
2. Значения радиусов кривизны наружной поверхности трубопровода в точках, равномерно распределенных по окружности трубопровода (рассматривается поперечное сечение трубопровода в районе ремонтируемого дефекта).
3. Данные об имеющихся в наличии полумуфтах. Для каждой полумуфты задается условное наименование и значения радиусов кривизны внутренней поверхности в точках, расположенных на окружности полумуфты с тем же шагом (по угловой координате или по длине дуги), что и на поверхности трубопровода.
4. Данные о дефекте: угловое положение дефекта, минимально допустимое угловое отклонение дефекта от краев полумуфт, угловое отклонение от дефекта до края области, в которой производится расчет параметров в районе дефекта.

Предусмотрено два независимых варианта расчетов:

1. Оптимизация положения муфты путем сравнения радиусов кривизны наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты.
2. Оптимизация положения муфты путем определения зазора между наружной поверхностью трубопровода и внутренней поверхностью муфты.

5.1.2 Интерфейс программного обеспечения

Общий вид главного окна ПО в режиме отображения радиусов кривизны и в режиме отображения формы поперечных сечений наружной поверхности трубо-

провода и внутренней поверхности муфты представлен на рисунках 5.1 и 5.2 соответственно. В левой части главного окна расположена основная панель инструментов и вкладки «Данные» и «Сообщения». В правой части главного окна расположена панель диаграмм. На диаграммах синяя линия соответствует трубопроводу, а красная линия – муфте.

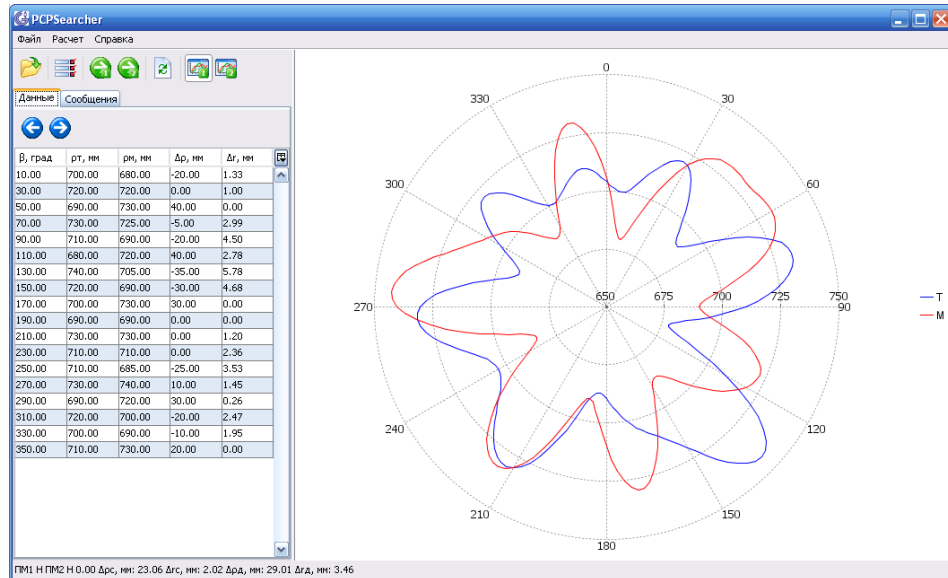


Рисунок 5.1 – Главное окно ПО для определения оптимального углового положения муфты в режиме отображения радиусов кривизны наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты

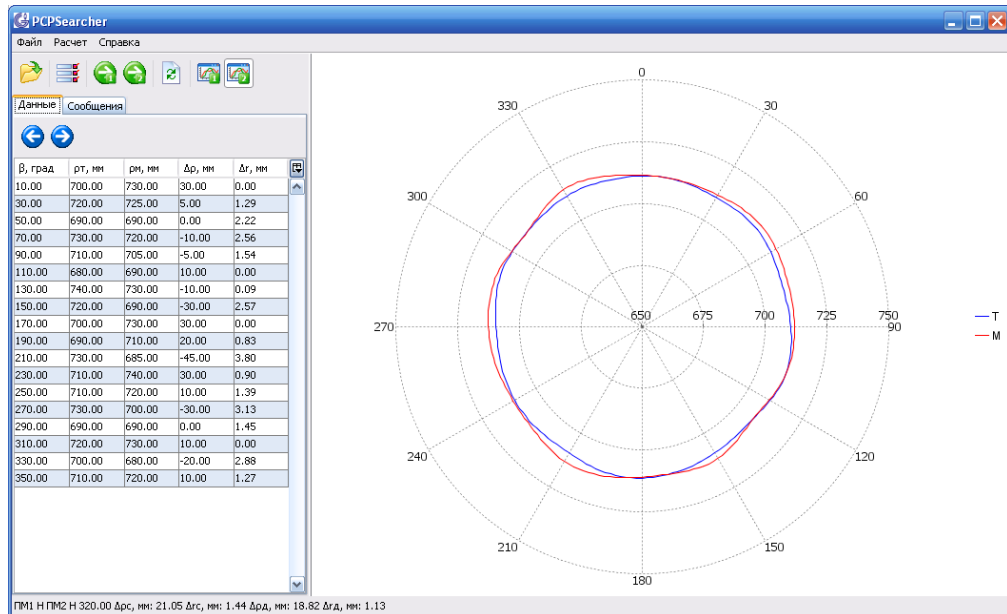


Рисунок 5.2 – Главное окно ПО для определения оптимального углового положения муфты в режиме отображения формы поперечных сечений наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты

Назначение кнопок основной панели инструментов представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Кнопки основной панели инструментов

Кнопка	Действие
	Открыть файл с исходными данными
	Открыть окно редактирования параметров
	Оптимизация по значениям радиусов кривизны
	Оптимизация по значениям зазора между муфтой и трубопроводом
	Обновление диаграммы
	Выбор режима отображения радиусов кривизны
	Выбор режима отображения формы поперечных сечений

В верхней части вкладки «Данные» (рисунок 5.3а) расположена панель инструментов с кнопками, назначение которых представлено в таблице 5.2. Основную площадь вкладки «Данные» занимает таблица с исходными данными и результатами расчетов. В этой таблице представлены угловые координаты точек измерения радиусов кривизны на трубопроводе (столбец 1), значения радиусов кривизны наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты (столбцы 2 и 3 соответственно), значения разности радиуса кривизны муфты и радиуса кривизны трубы в точках, расположенных друг напротив друга при данном угловом положении муфты (столбец 4), расчетная величина зазора между наружной поверхностью трубопровода и внутренней поверхностью муфты (столбец 5).

В верхней части вкладки «Сообщения» (рисунок 5.3б) расположена панель инструментов с одной кнопкой, назначение которой представлено в таблице 5.3. Основную площадь вкладки «Сообщения» занимает текстовое поле, в которое выводятся результаты действий, выполняемых при работе с программой.

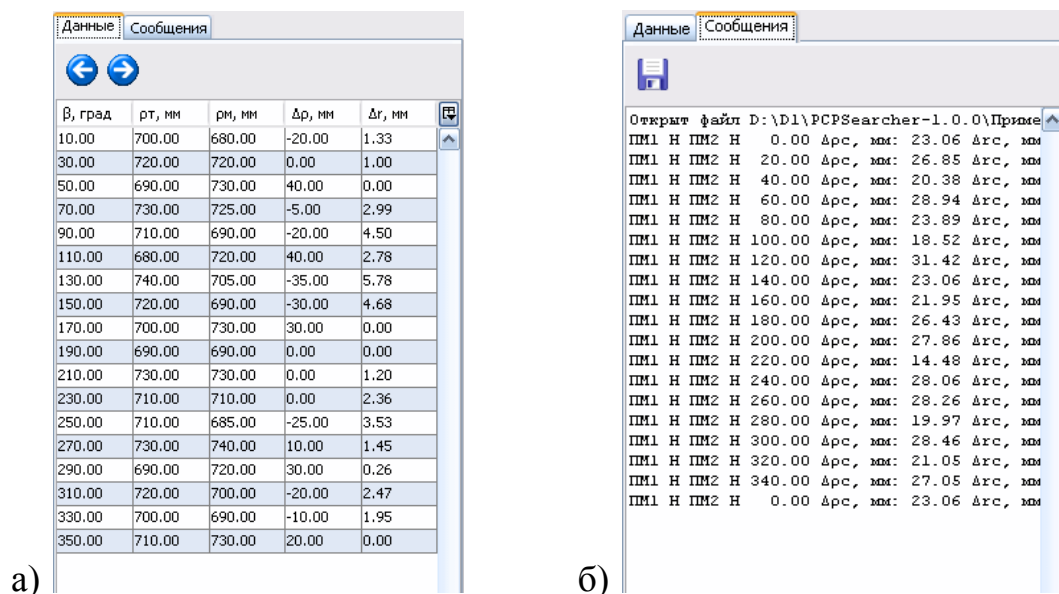


Рисунок 5.3 – Вкладка «Данные» (а) и «Сообщения» (б)

Таблица 5.2 – Кнопки панели инструментов вкладки «Данные»

Кнопка	Действие
	Поворот муфты против часовой стрелки
	Поворот муфты по часовой стрелке

Таблица 5.3 – Кнопка панели инструментов вкладки «Сообщения»

Кнопка	Действие
	Сохранить сообщения

При нажатии соответствующей кнопки на основной панели инструментов происходит открытие диалогового окна «Параметры». В этом окне имеются три вкладки: «Общие параметры» (рисунок 5.4 а), «Муфта» (рисунок 5.4 б), «Диаграммы» (рисунок 5.4 в).

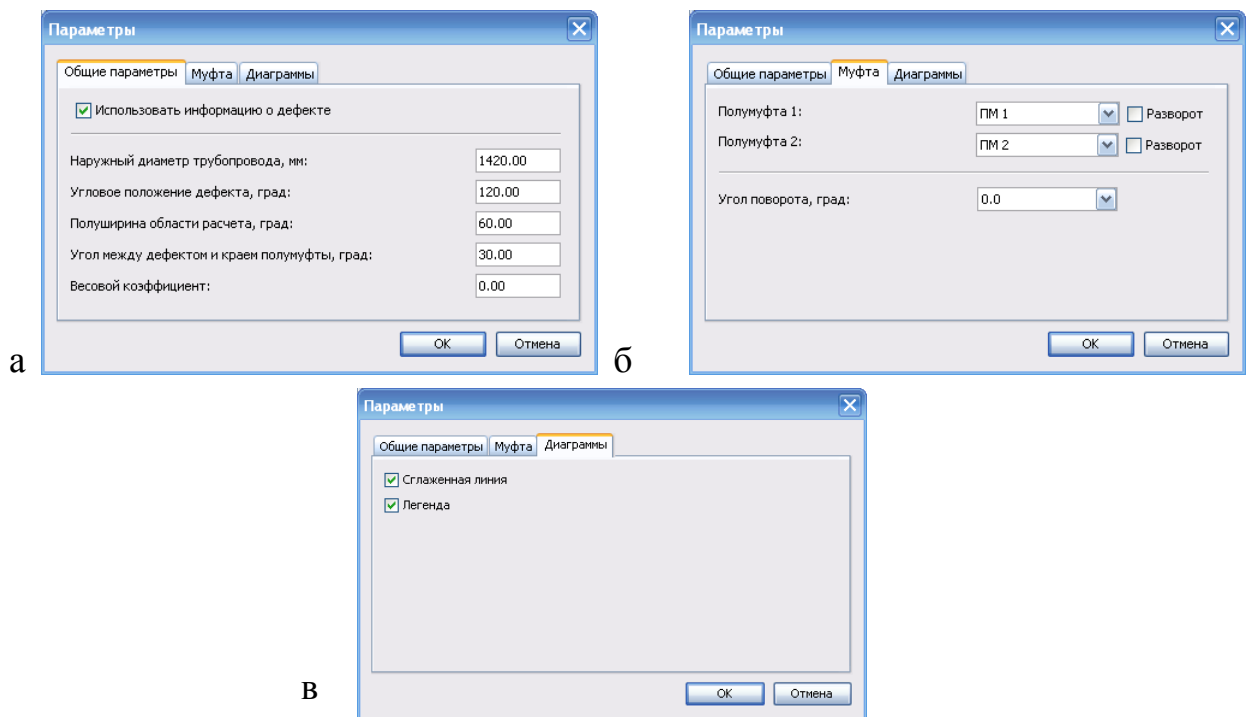


Рисунок 5.4 – Окно «Параметры» с открытыми вкладками: а - «Общие параметры»; б - «Муфта»; в - «Диаграммы»

На вкладке «Общие параметры» может быть введен наружный диаметр трубопровода, информация о дефекте (угловое положение дефекта, угловое отклонение от дефекта до края области, в которой производится расчет параметров в районе дефекта, минимально допустимое угловое отклонение дефекта от краев полумуфт), а также весовой коэффициент, который используется при оптимизации положения муфты с учетом данных о дефекте. Кроме того, имеется возможность указать, должна ли использоваться информация о дефекте при проведении оптимизации положения муфты.

Вкладка «Муфта» используется для ручного указания параметров используемой муфты. Имеется возможность выбора первой и второй полумуфт из списка полумуфт, данные о которых имеются в текущем файле. Может быть произведен разворот каждой из полумуфт на 180° . Кроме этого, может быть выбран один из возможных вариантов угловой ориентации муфты относительно трубопровода.

Вкладка «Диаграммы» используется для управления отображением информации на диаграммах. Предусмотрено отключение отображения легенды и изменение типа линий, с помощью которых изображаются зависимости радиусов кривизны от угловой координаты и форма поперечных сечений трубопровода и муфты. В качестве примера на рисунках 5.5 и 5.6 представлены изображения зависимостей радиусов кривизны от угловой координаты и формы поперечных сечений трубопровода и муфты при использовании сглаженной линии и без сглаживания.

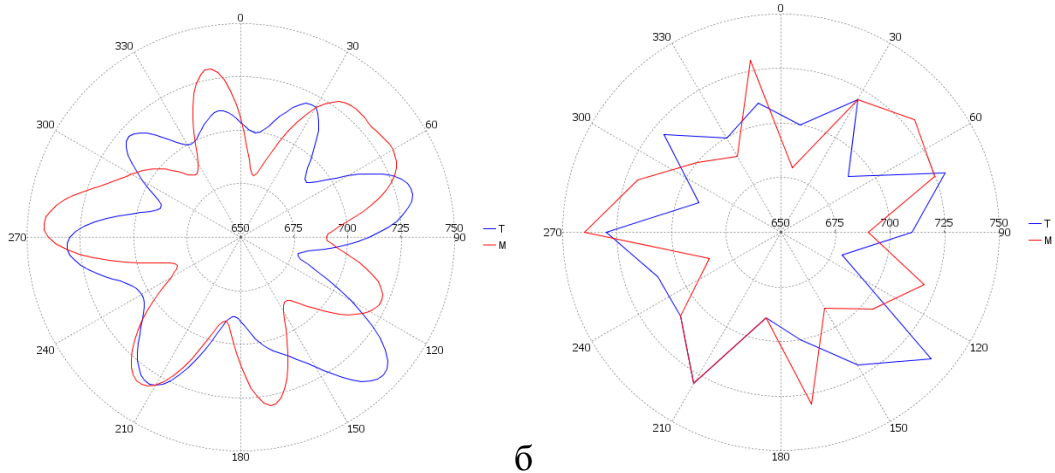


Рисунок 5.5 – Зависимости радиусов кривизны от угловой координаты при использовании сглаженной линии (а) и без сглаживания (б)

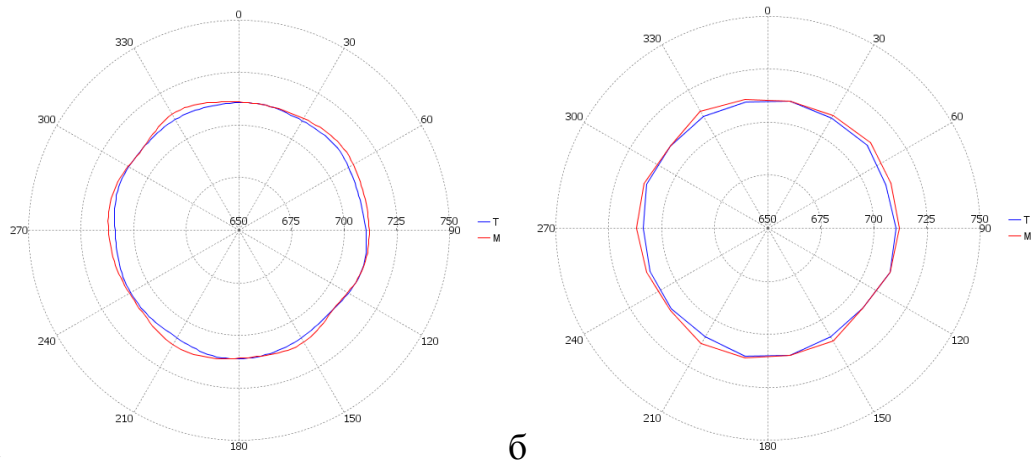


Рисунок 5.6 – Изображения формы поперечных сечений трубопровода и муфты при использовании сглаженной линии (а) и без сглаживания (б)

Границы диапазона отображения и цена деления радиальной оси диаграмм могут быть изменены в окне «Параметры диаграммы» (рисунок 5.7), которое открывается путем выбора пункта «Параметры» в контекстном меню соответствующей диаграммы.

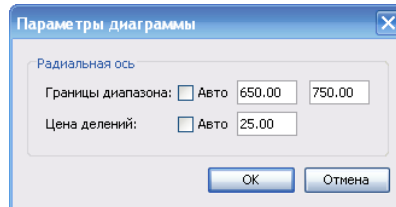


Рисунок 5.7 – Окно «Параметры диаграммы»

При выборе режима «Авто» границы диапазона либо цена деления определяются автоматически исходя из значений величин, отображаемых на диаграмме.

5.1.3 Работа с программным обеспечением

Работа с ПО начинается с загрузки данных о трубопроводе и полумуфтах. Предусмотрена возможность загрузки данных из файла, имеющего формат Microsoft Excel, который должен иметь строго определенную структуру. При попытке загрузки файла с другой структурой корректная работа ПО будет невозможна. Файл с данными должен иметь формат Microsoft Excel 2003 (*.xls) или Microsoft Excel 2007 (*.xlsx). На первом листе документа должна быть размещена следующая информация (рисунок 5.8):

1. В ячейке A1 – наружный диаметр трубопровода в мм. В примере на рисунке 5.8 наружный диаметр равен 1420 мм.

2. В ячейке A2 и ниже в столбце A – угловые координаты точек измерения радиусов кривизны в угловых градусах. Шаг между точками измерения $\Delta\beta$ должен быть постоянным, первая и последняя точки должны иметь угловые координаты $0^\circ + \Delta\beta/2$ и $360^\circ - \Delta\beta/2$. Количество точек измерения должно быть четным. В примере на рисунке 5.8 $\Delta\beta = 20^\circ$, угловая координата первой точки 10° , последней точки 350° , количество точек измерения 18.

3. В ячейке B2 и ниже в столбце B – радиусы кривизны наружной поверхности трубопровода в мм в точках с соответствующими угловыми координатами.

4. В ячейках C1, D1, E1 и т.д. – условные наименования имеющихся в наличии полумуфт. В примере на рисунке 5.8 наименования полумуфт ПМ1, ПМ2, ПМ3, ПМ4.

5. В ячейках C2 и ниже, D2 и ниже, E2 и ниже и т.д. - радиусы кривизны внутренней поверхности полумуфт в мм в точках с соответствующими угловыми координатами (из столбца A). Количество заполненных цифрами ячеек в столбцах C, D, E и т.д. должно быть в 2 раза меньше, чем в столбце B.

6. Полумуфт должно быть не меньше, чем две.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1		1420		ПМ1	ПМ2	ПМ3	ПМ4			
2		10	700	680	690	720	725			
3		30	720	720	730	705	715			
4		50	690	730	710	710	700			
5		70	730	725	685	700	685			
6		90	710	690	740	720	715			
7		110	680	720	720	695	710			
8		130	740	705	700	730	725			
9		150	720	690	690	715	725			
10		170	700	730	730	710	690			
11		190	690							
12		210	730							
13		230	710							
14		250	710							
15		270	730							
16		290	690							
17		310	720							
18		330	700							
19		350	710							
20										
21										
22										
23										

Рисунок 5.8 – Пример файла с исходными данными

Для загрузки данных из файла используется соответствующая кнопка основной панели инструментов. При нажатии на эту кнопку открывается стандартное диалоговое окно выбора файлов, позволяющее открывать файлы с расширениями «xls» или «xlsx». Если выбран файл с корректными данными, то после его открытия будет заполнена таблица на вкладке «Данные» и построены диаграммы зависимости радиусов кривизны от угловой координаты. При открытии нового файла автоматически конструируется муфта, состоящая из первой и второй по порядку полумуфт (столбцы C и D в файле с исходными данными) без разворота на 180°. Угловое положение муфты относительно трубопровода устанавливается равным нулю. Пользователь может изменить конфигурацию муфты (выбрать дру-

гие полумуфты, развернуть полумуфты на 180°) или изменить угловое положение муфты с помощью элементов управления на вкладке «Муфта» окна «Параметры». Кроме того, изменение углового положения муфты может быть проведено с помощью кнопок «Поворот муфты против часовой стрелки» и «Поворот муфты по часовой стрелке» на панели инструментов вкладки «Данные». При этом поворот осуществляется на угол $\Delta\beta$ (шаг между точками измерения радиусов кривизны). После открытия нового файла, нажатия кнопки «ОК» окна «Параметры» или поворота муфты с помощью кнопок на панели инструментов вкладки «Данные» производится расчет среднеквадратичного отклонения радиусов кривизны муфты и трубопровода Δr_c и среднего зазора между муфтой и трубопроводом Δr_c . Если включен режим «Использовать информацию о дефекте» (вкладка «Общие параметры» окна «Параметры»), то дополнительно рассчитываются среднеквадратичное отклонение радиусов кривизны муфты и трубопровода в районе дефекта Δr_δ и средний зазор между муфтой и трубопроводом в районе дефекта Δr_δ . Результаты расчета выводятся в текстовое поле на вкладке «Сообщения» и отображаются в строке состояния (например, рисунки 5.1 и 5.2). Перед результатами расчетов выводится информация о текущей конфигурации муфты. Например, символы «ПМ1 Н ПМ2 Р 40.00» означают, что в качестве первой полумуфты используется полумуфта с условным наименованием ПМ1, первая полумуфта не развернута на 180° (символ «Н»), в качестве второй полумуфты используется полумуфта с условным наименованием ПМ2, вторая полумуфта развернута на 180° (символ «Р»), угол поворота муфты относительно трубопровода равен 40° .

При нажатии кнопки «Оптимизация по значениям радиусов кривизны» выполняется автоматический перебор всех возможных конфигураций муфты (различные варианты полумуфт, разворот полумуфт на 180° , изменение угла поворота муфты относительно трубопровода). При каждом варианте конфигурации муфты вычисляется значение Δr_c и, при необходимости, значение Δr_δ . На основании анализа значений Δr_c и Δr_δ определяется конфигурация муфты, при которой обеспечивается минимизация величин Δr_c и Δr_δ . Параметры этой муфты устанавливаются.

ливаются в качестве текущих. Производится обновление диаграммы и таблицы на вкладке «Данные» в соответствии с найденными параметрами муфты.

При нажатии кнопки «Оптимизация по значениям зазора между муфтой и трубопроводом» выполняется автоматический перебор всех возможных конфигураций муфты (различные варианты полумуфт, разворот полумуфт на 180° , изменение угла поворота муфты относительно трубопровода). При каждом варианте конфигурации муфты вычисляется значение Δr_c и, при необходимости, значение Δr_d . На основании анализа значений Δr_c и Δr_d определяется конфигурация муфты, при которой обеспечивается минимизация величин Δr_c и Δr_d . Параметры этой муфты устанавливаются в качестве текущих. Производится обновление диаграммы и таблицы на вкладке «Данные» в соответствии с найденными параметрами муфты.

Результаты расчетов, отображаемые в текстовом поле на вкладке «Сообщения», могут быть сохранены в текстовый файл. Для сохранения используется кнопка «Сохранить сообщения» на панели инструментов вкладки «Сообщения». При нажатии этой кнопки открывается стандартное диалоговое окно сохранения файла. Для сохранения сообщений необходимо указать каталог и имя файла и нажать кнопку «Сохранить».

5.1.4 Пример расчета величины зазора между муфтой и трубопроводом

Рассмотрим пример расчета величины зазора между муфтой и трубопроводом с наружным диаметром 1420 мм. Исходные данные для расчета (угловые координаты точек измерения радиусов кривизны β , радиусы кривизны трубопровода ρ_m , радиусы кривизны муфты ρ_{μ}) представлены в таблице 5.4. Расчет зазора в каждой точке измерения радиусов кривизны Δr и среднего зазора Δr_c будем производить при разных угловых положениях муфты относительно трубопровода β_m . Результаты расчетов представлены в таблице 5.5. Изображения формы поперечных сечений наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты при рассматриваемых значениях β_m представлены на рисунках 5.9 – 5.11.

Таблица 5.4 – Исходные данные для расчета зазора между муфтой и трубопроводом

$\beta, ^\circ$	$\rho_m, \text{мм}$	$\rho_m, \text{мм}$
10	700	680
30	720	720
50	690	730
70	730	725
90	710	690
110	680	720
130	740	705
150	720	690
170	700	730
190	690	690
210	730	730
230	710	710
250	710	685
270	730	740
290	690	720
310	720	700
330	700	690
350	710	730

Таблица 5.5 – Результаты расчета зазора между муфтой и трубопроводом при различных угловых положениях муфты относительно трубопровода

$\beta, ^\circ$	$\Delta r, \text{мм}$					
	$\beta_m = 0^\circ$	$\beta_m = 60^\circ$	$\beta_m = 120^\circ$	$\beta_m = 180^\circ$	$\beta_m = 240^\circ$	$\beta_m = 300^\circ$
10	1,33	3,18	3,49	0,02	3,59	1,64
30	1,00	4,39	1,98	0,00	3,80	5,01
50	0,00	1,56	1,85	0,75	0,00	3,70
70	2,99	3,97	4,76	3,58	1,88	5,56
90	4,50	1,68	3,67	0,31	0,00	4,12
110	2,78	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00
130	5,78	3,77	3,52	4,38	4,12	2,12
150	4,68	5,18	1,88	4,05	1,04	0,42
170	0,00	2,46	0,00	0,28	0,00	0,00
190	0,00	1,93	1,00	0,47	1,09	0,62
210	1,20	3,27	5,49	0,90	3,37	0,24
230	2,36	0,00	4,59	0,00	1,07	0,78
250	3,53	0,11	4,88	1,23	2,62	2,61
270	1,45	0,00	4,78	4,02	1,98	3,55
290	0,26	0,11	0,00	1,71	0,00	0,00
310	2,47	2,55	0,96	2,98	2,19	1,59
330	1,95	0,00	0,00	2,24	3,97	0,00
350	0,00	1,40	2,14	0,00	3,53	0,18
$\Delta r_c, \text{мм}$	2,02	1,98	2,50	1,50	1,92	1,79

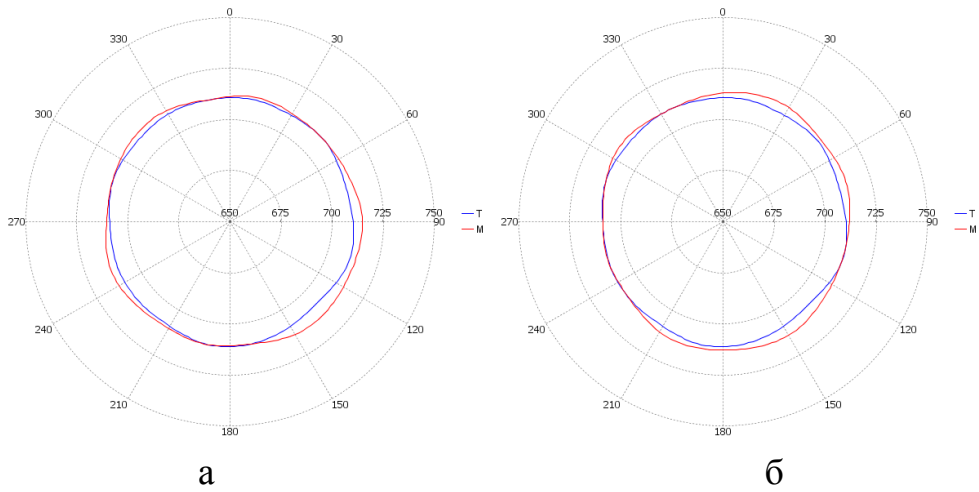


Рисунок 5.9 – Изображения формы поперечных сечений трубопровода и муфты при $\beta_M = 0^\circ$ (а) и $\beta_M = 60^\circ$ (б)

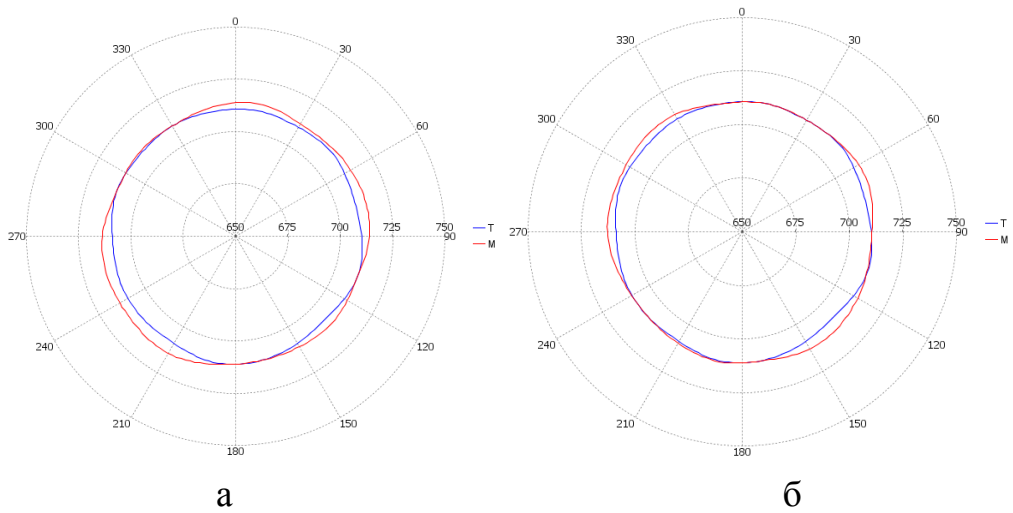


Рисунок 5.10 – Изображения формы поперечных сечений трубопровода и муфты при $\beta_M = 120^\circ$ (а) и $\beta_M = 180^\circ$ (б)

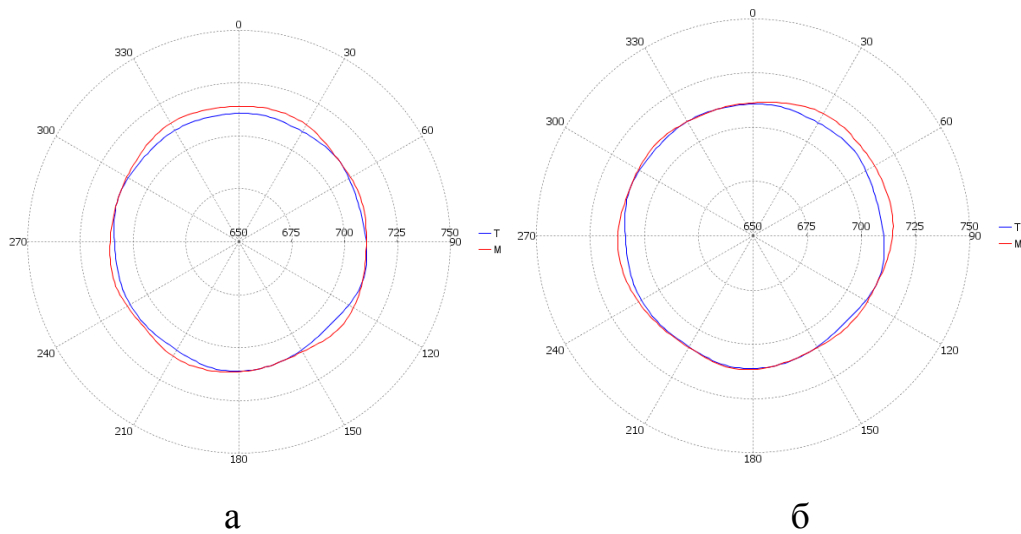


Рисунок 5.11 – Изображения формы поперечных сечений трубопровода и муфты при $\beta_M = 240^\circ$ (а) и $\beta_M = 300^\circ$ (б)

Величина зазора может существенно изменяться при изменении углового положения муфты относительно трубопровода. Например, при $\beta_m = 240^\circ$ максимальная величина зазора составляет 4,12 мм, а при $\beta_m = 0^\circ$ максимальная величина зазора составляет 5,78 мм. Среднее значение зазора изменяется от 1,50 мм при $\beta_m = 180^\circ$ до 2,50 мм при $\beta_m = 120^\circ$ (таблица 5.5). При каждом угловом положении муфты имеются как минимум 4 точки, в которых зазор равен нулю. Эти точки представляют собой точки соприкосновения трубопровода и полумуфт.

5.1.5 Пример определения оптимального углового положения муфты на трубопроводе

Рассмотрим пример определения оптимального углового положения муфты на трубопроводе с наружным диаметром 1420 мм.

Параметры трубопровода (угловые координаты точек измерения радиусов кривизны β , радиусы кривизны трубопровода ρ_m) представлены в таблице 5.6. Параметры полумуфт (условные наименования полумуфт, угловые координаты точек измерения радиусов кривизны β , радиусы кривизны полумуфт ρ_m) представлены в таблице 5.7. Параметры, используемые при учете углового положения дефекта, представлены в таблице 5.8.

Рассматриваются два варианта углового положения дефекта.

Таблица 5.6 – Параметры трубопровода

$\beta, ^\circ$	$\rho_m, \text{мм}$	$\beta, ^\circ$	$\rho_m, \text{мм}$
10	700	190	690
30	720	210	730
50	690	230	710
70	730	250	710
90	710	270	730
110	680	290	690
130	740	310	720
150	720	330	700
170	700	350	710

Таблица 5.7 – Параметры полумуфт

$\beta, ^\circ$	$\rho_m, \text{мм}$			
	ПМ1	ПМ2	ПМ3	ПМ4
10	680	690	720	725
30	720	730	705	715
50	730	710	710	700
70	725	685	700	685
90	690	740	720	715
110	720	720	695	710
130	705	700	730	725
150	690	690	715	725
170	730	730	710	690

Таблица 5.8 – Параметры, используемые при учете углового положения дефекта

	Вариант 1	Вариант 2
Угловое положение дефекта $\beta_\delta, ^\circ$	120	240
Полуширина области расчета $\Delta\beta_\delta, ^\circ$	60	
Угол между дефектом и краем полумуфты $\Delta\beta_k, ^\circ$	30	
Весовой коэффициент g	0,5	

Результаты оптимизации с использованием двух способов: (первый способ – оптимизация по значениям радиусов кривизны (критерий 1), второй способ – оптимизация по значениям зазора между муфтой и трубопроводом (критерий 2)) представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Результаты оптимизации

Вариант	Способ	Полумуфта 1		Полумуфта 2		$\beta_m, ^\circ$	$\Delta\rho_c, \text{мм}$	$\Delta r_c, \text{мм}$	$\Delta\rho_\delta, \text{мм}$	$\Delta r_\delta, \text{мм}$
		Наименование	Разворот	Наименование	Разворот					
1	1	ПМ2	Нет	ПМ3	Да	40	2,36	0,42	2,04	0,29
	2	ПМ2	Нет	ПМ3	Да	40	2,36	0,42	2,04	0,29
2	1	ПМ3	Нет	ПМ4	Нет	300	9,79	2,94	9,13	1,30
	2	ПМ1	Да	ПМ4	Нет	300	14,14	1,01	9,13	1,05

Графики зависимости радиусов кривизны от угловой координаты и изображения формы поперечных сечений наружной поверхности трубопровода и внутренней поверхности муфты по результатам оптимизации представлены на рисунках 5.12 – 5.14.

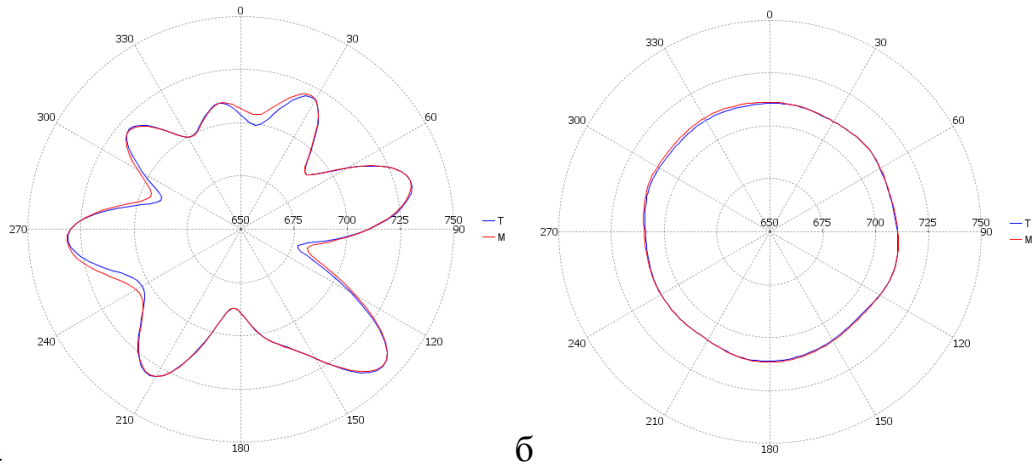


Рисунок 5.12 – Графики зависимости радиусов кривизны от угловой координаты (а) и изображения формы поперечных сечений трубопровода и муфты (б) по результатам оптимизации (вариант 1, способы 1 и 2)

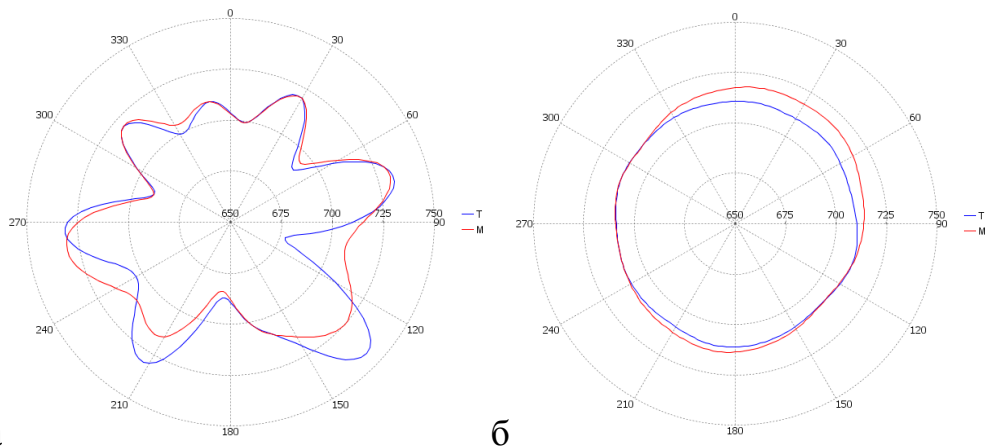


Рисунок 5.13 – Графики зависимости радиусов кривизны от угловой координаты (а) и изображения формы поперечных сечений трубопровода и муфты (б) по результатам оптимизации (вариант 2, способ 1)

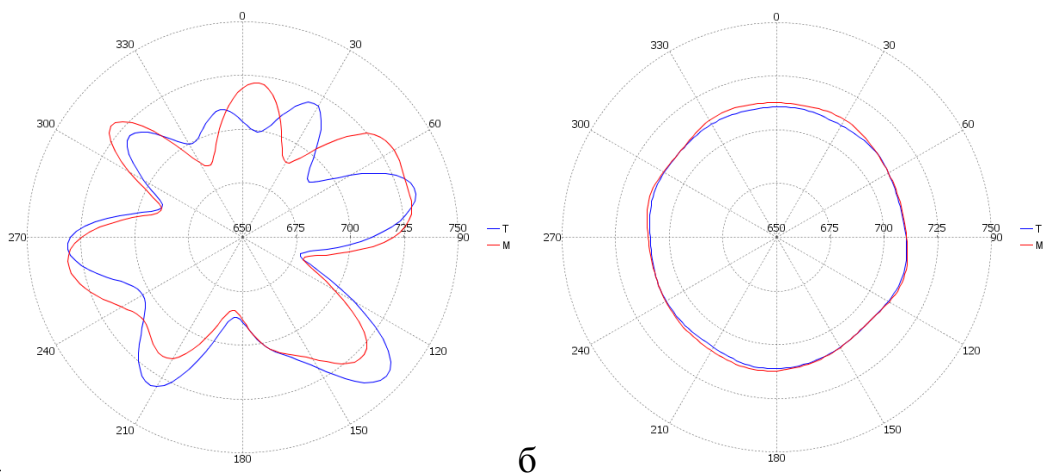


Рисунок 5.14 – Графики зависимости радиусов кривизны от угловой координаты (а) и изображения формы поперечных сечений трубопровода и муфты (б) по результатам оптимизации (вариант 2, способ 2)

При первом варианте углового положения дефекта результаты оптимизации с использованием способов 1 и 2 совпадают. Это обусловлено тем, что среди имеющихся в наличии полумуфт имеется вариант, радиусы кривизны которого при определенном повороте практически совпадают с радиусами кривизны трубопровода. При втором варианте углового положения дефекта использовать такой вариант муфты не позволяет ограничение углового расстояния между дефектом и краями стыкующихся полумуфт. Поэтому используются другие конфигурации полумуфт. В этом случае результаты оптимизации с использованием способов 1 и 2 не совпадают. В результате оптимизации по радиусам кривизны (критерий 1) предлагается конфигурация полумуфт с существенной величиной зазора между муфтой и трубой (максимальный зазор 8,33 мм, средний зазор 2,94 мм). По результатам оптимизации по зазору (критерий 2) максимальный зазор составляет 3,14 мм, средний зазор 1,01 мм.

Следует отметить, что точность определения формы поперечных сечений трубопровода и муфты зависит от количества точек измерения радиусов кривизны и точности измерения радиусов кривизны. В дальнейшем возможно проведение специальных исследований, направленных на установление характера этих зависимостей и определение требований к количеству точек измерения радиусов кривизны и точности измерения радиусов кривизны, которые необходимы для обеспечения заданного уровня точности определения формы поперечных сечений.

5.2. Разработка регламента ремонта дефектов нефтегазопроductопроводов стальными обжимными муфтами (Стандарт организации ООО «ГазЭнергоСервис»)

На основании методики, изложенной в главе 4 настоящей диссертационной работы, в рамках действующей системы менеджмента в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9001-2015 разработан и введен в действие нормативно-технический документ «Регламент ремонта дефектов нефтегазопроductопроводов стальными обжимными муфтами» (Стандарт ООО «ГазЭнергоСервис» - далее

Общество, введен 09.01.2017 г.) (Приложение И). Ниже изложены ключевые положения стандарта организации (далее – СТО).

Область применения

1.1 Стандарт устанавливает порядок производства ремонта нефтегазопроводов стальными обжимными муфтами.

1.2 Требования стандарта распространяются на работников отдела ремонта объектов транспорта нефти и газа и иных работников Общества, выполняющих работы по диагностическому обследованию методами неразрушающего контроля.

Нормативные ссылки

Стандарт разработан в соответствии с нормативными документами:

- ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Системы менеджмента качества. Требования;
- ISO 9001:2015 Системы менеджмента качества. Требования;
- ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
- СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05-06-85*;
- СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов;
- СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов;
- СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы;
- СТО Газпром 2-2.3-310-2009 Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования;
- СТО Газпром 9001-2012 Системы менеджмента качества. Требования;
- СТО Газпром 18000.1-001-2014. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью ОАО «Газпром». Основные положения;
- СТО Газпром 2-2.3-522-2010;
- РД 23.040.00-КТН-090-07;
- РД 153-39.4-067-04;

- Временной инструкцией по технологиям ремонта сварными муфтами дефектов труб и сварных соединений газопроводов»;

- Методика по организации и проведению сбора исходных данных для строительства и реконструкции объектов ОАО «Газпром», утвержденная 02.07.2013г. Заместителем Председателя Правления В.А. Маркеловым;

- ИСМ-ДП 01 Руководство интегрированной системы менеджмента;

- ИСМ-ДП 04 Управление внутренней документацией;

- ИСМ-ДП 05 Управление записями;

- ИСМ-ДП 08 План качества. Виды контроля. Взаимодействие с потребителем (заказчиком);

- ИСМ-ДП 11 Управление несоответствующей продукцией;

- ИСМ-И 03 Инструкция о порядке разработки задания на производство работ;

- ИСМ-И 06 Сохранность и поставка продукции заказчику;

- ИСМ-СИ 01 Управление средствами измерений и испытательным оборудованием;

- ИСМ-СМОТ 01 Управление безопасностью труда. Методика идентификации опасностей и управление рисками;

- ИСМ-СМОТ 02 Положение о порядке проведения работ с повышенной опасностью;

- ИСМ-СМОТ 07 Инструкция о действиях работников по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве;

- ИСМ-СМОТ 08 Инструкция о порядке организации обучения и проверки знаний по охране труда и промышленной безопасности работников ООО «ГазЭнергоСервис»;

- Положение об отделе ремонта объектов транспорта нефти и газа;

- Положение о техническом руководителе ремонтных работ;

Примечание – при пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом.

Ответственность

Ответственными за выполнение требований стандарта являются:

- отдел ремонтных технологий объектов транспорта нефти и газа в лице начальника отдела;

- технический руководитель, подготавливающий совместно с заказчиком Техническое задание, Программу проведения работ и задание на выполнение работ ответственному руководителю работ;

- при выполнении полевых работ, назначенный по представлению начальника отдела, ответственный руководитель работ (прораб) или работник, выполняющий его обязанности.

Внесение изменений в ИСМ-ТД 01 осуществляет отдела ремонтных технологий в соответствии с требованиями ИСМ-ДП 04.

Порядок проведения ремонтных работ с применением стальных обжимных муфт

Работы по ремонту трубопроводов нефти и газа стальными обжимными не-приварными муфтами состоят из нескольких этапов.

Первый этап – организационный. Начинается с получения технического задания (технических условий) на проведение ремонтных работ от Заказчика. На основании полученного задания производится расчет стоимости работ, составление смет, подготовка и подписание договора у Заказчика.

После подписания договора начинается организационно-технический этап, в процессе которого происходит взаимодействие с организацией, эксплуатирующей объект контроля. Совместно с ее представителями проводятся работы по сбору исходных данных, предоставление разрешительной документации, составление и утверждение Программы проведения работ, оформление и получение допускной документации на опасный производственный объект для проведения работ.

Технический этап заключается непосредственно в проведении ремонта, выполняется согласно техническому заданию на проведение работ. Процедура выполнения диагностических работ регламентируется разделами Программы проведения работ и технологическими (операционными) картами, разрабатываемыми и

утверждаемыми в установленном порядке. Окончанием этапа является составление и подписание технического акта о выполненных работах.

Технический этап состоит из нескольких видов работ, подробно описываемых в главе 4 диссертации, включающих:

1. Вскрытие дефектного участка трубопровода, снятие изоляционного (защитного) покрытия, подготовка поверхности трубопровода для проведения диагностики и ремонта.

2. Верификация дефекта. Оценка его фактических размеров методами неразрушающего контроля.

3. Определение ремонтпригодности труб и назначение метода ремонта. Для определения ремонтпригодности труб в процессе их отбраковки и выбора технологии ремонта приказом (распоряжением) нефтегазотранспортного общества назначается комиссия, включающая представителей эксплуатирующей организации, организации, выполняющей обследование труб, а также представителей территориальных подразделений, осуществляющей контроль и надзор за эксплуатацией объектов транспорта нефти и газа. Условие ремонтпригодности выполняется, если фактические значения размеров дефекта не превышают допустимых размеров [143, 144]. При этом размер дефектной области устанавливают как максимальные линейные размеры поверхности металла трубы с измененными физико-механическими свойствами. Оценку физико-механических свойств проводят с применением методов многократного измерения твердости с малой нагрузкой на индентор (5-15Н), коэрцитиметрии, и также оценкой химического состава стали [1, 9, 55, 67, 72, 109, 132, 134].

4. Оценка напряженно-деформированного состояния стенки металла трубы в месте установки муфты выполняется в соответствии с СТО ООО «Газпром трансгаз Ухта» МР 1209-05 «Методика оценки механических напряжений в технологических трубопроводах компрессорных станций по коэрцитивной силе материала».

5. Снижение изгибных и касательных напряжений (при необходимости) в месте установки муфты путем спрямления ремонтируемого участка [69].

6. Подбор оптимальных полумуфт из имеющихся и выбор их положения при ремонте дефектов. Для решения задачи используется программный комплекс для выбора и оптимального позиционирования полумуфт при ремонте дефектов с учетом размеров дефектной области и ее местоположения.

7. Установка полумуфт на трубопровод в соответствии с положениями СТО Газпром 2-2.3-522-2010, РД 23.040.00-КТН-090-07, РД 153-39.4-067-04, «Временной инструкцией по технологиям ремонта сварными муфтами дефектов труб и сварных соединений газопроводов».

Контроль производства ремонтных работ

На всех стадиях проведения ремонтных работ производится:

- входной контроль на стадии организационного и организационно-технического этапа;
- периодический контроль на стадии технического этапа (диагностические и ремонтные работы);
- выходной контроль (по окончании ремонтных работ).

Входной контроль.

При входном контроле проверяется готовность полевых бригад (партий) к выполнению поставленных задач по проведению диагностических и ремонтных работ.

Входной контроль предусматривает проверку:

- наличия задания на выполнение диагностических работ (форма 18/1-20);
- полноты и соответствия заданию необходимых исходных данных;
- полноты и соответствия заданию Программы проведения работ (форма 18/1-08);
- исправности приборов, инструментов и техники;
- проводится актуализация реестра имеющихся на складе полумуфт, выполняются контроль кривизны полумуфт с занесением в паспорт;
- наличия требуемых документов по охране труда и промышленной безопасности при работе в охранной зоне действующих магистральных трубопроводов.

По результатам входного контроля составляется Акт (форма 18/1-09), который согласовывается с начальником отдела ремонтных технологий.

Периодический контроль.

Периодический контроль выполнения диагностических работ проводится в соответствии с планом, разрабатываемым начальником отдела, осуществляется начальником отдела, главными специалистами и начальниками лабораторий.

По результатам проверки составляются акты периодического контроля, которые хранятся в отделе.

Периодический контроль предусматривает проверку:

- соответствия выполненных работ заданию на выполнение работ и Программе проведения работ;
- правильности использования проектной, исполнительной, приемосдаточной, пусконаладочной, технической документации, материалов предыдущих обследований объекта и смежных участков (далее – технических материалов) организации, эксплуатирующей трубопроводы;
- соблюдения требований государственных и отраслевых стандартов и технических условий, Правил устройства электроустановок (ПУЭ), СП, СНиП, технических регламентов и других руководящих материалов федерального и ведомственного значения;
- правильности выполнения работ в соответствии с требованиями действующей НД;
- правильности оформления материалов по результатам проведения работ.

Выходной контроль.

После выполнения ремонта проверяют качество сварных швов, которыми соединены полумуфты УЗ и радиографическим методом НК в соответствии с НТД [29, 126, 146].

По окончании выполнения технического этапа ремонтных работ или его промежуточных подэтапов проводится приемка полевых материалов, оформляемая актом выполненных работ. Разработанная отчетная техническая документация по выполненным работам на объектах МТ подписывается исполнителями, ответственным руководителем работ, начальником отдела, главным специалистом, затем, после нормоконтроля – техническим руководителем работ, главным инже-

нером филиала ООО «ГазЭнергоСервис». Отчетная техническая документация по проведенным работам отправляется заказчику с передаточным документом и актом сдачи-приемки технической документации (ИСМ-И 06, ИСМ-И 07).

5.3. Разработка новой конструкции муфты для ремонта нефтегазопроводов

В первой главе рассмотрены конструкции муфт для ремонта нефтегазопроводов. Как было установлено, наиболее распространенной конструкцией муфты является стальная обжимная муфта, эффективность которой, в первую очередь, зависит от зазора между муфтой и ремонтируемым участком трубопровода.

Для обеспечения оптимального прижатия муфты к трубопроводу была разработана новая конструкция муфты.

Рассмотрим более подробно недостатки существующих конструкций.

Известна муфта для ремонта трубопровода, состоящая из двух полумуфт, перед установкой которых для исключения зазора между муфтой и трубой их внутренняя поверхность и наружная поверхность ремонтируемого участка трубопровода обмазывается при помощи кисти композитными материалами, затем полумуфты, прижимаются к трубе с усилием и сваривают продольным швом [152].

Недостатком данного устройства является то, что в процессе выполнения продольного сварного шва, композит в месте выполнения сварного шва выгорает, и эффективность муфтовой конструкции снижается вследствие появления зазоров между муфтой и трубой.

Известна негерметичная сварная стальная муфта, принятая нами в качестве прототипа [141]. Муфта состоит из двух идентичных, устанавливаемых на дефектный участок трубопровода полумуфт, продольные торцевые кромки которых соединены стыковыми сварными швами с применением подкладных пластин.

Недостатком данной муфты является низкая эффективность ремонта вследствие наличия существенных зазоров между внешней поверхностью трубы и

внутренней поверхностью муфты, обусловленных имеющимися отклонениями от номинального размера сопрягаемых поверхностей полумуфт и трубопровода.

Например, наружный диаметр трубы 1220 мм согласно [153] может изменяться в пределах ± 3 мм, соответственно, при изготовлении муфт из труб с аналогичным отклонением от номинального диаметра, зазор между муфтой и трубой может составлять до 6 мм.

Для обжима полумуфт на трубопроводе используют специальные обжимные устройства и по месту регулируют окружную длину полумуфт.



Рисунок 5.15 – Рабочие моменты установки стальной приварной муфты: а – прихватка полумуфт; б – обжим полумуфт цепными натяжителями; в – монтажные «прихватки»

Задачей разрабатываемой новой конструкции муфты является сокращение зазоров между муфтой и ремонтируемым дефектным участком трубопровода.

Поставленная задача в устройстве муфты для ремонта трубопровода, включающей две установленные на трубопровод и сваренные между собой с применением подкладных пластин полумуфты, решается тем, что на наружной поверхности полумуфт выполнены несквозные продольные канавки, завариваемые после установки и сварки полумуфт.

Муфта для ремонта трубопровода показана на рисунке 5.16 а, б, в.

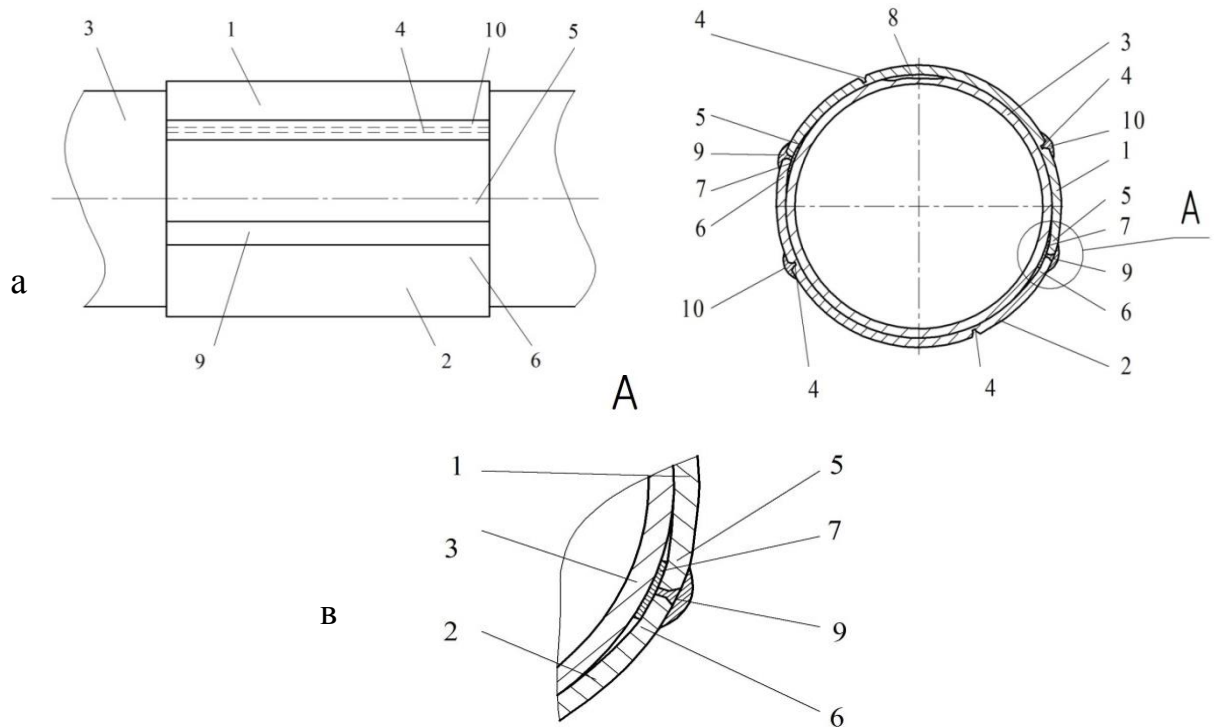


Рисунок 5.16 – Конструкция разработанной муфты для ремонта трубопроводов: а - вид сбоку двух полумуфт, б - фрагмент поперечного сечения отремонтированной трубы с установленными полумуфтами, в - фрагмент узла стыковки полумуфт

Муфта состоит из двух полумуфт: верхней 1 и нижней 2, установленных на трубопровод 3, при этом на наружной поверхности полумуфт выполнены несквозные продольные канавки 4, а под продольными кромками полумуфт 5 и 6 размещены подкладные пластины 7.

Монтаж муфты производится следующим образом. На участок трубопровода 3, имеющий дефект 8, устанавливают верхнюю полумуфту 1 с подкладными пластинами 7, затем ставят нижнюю полумуфту 2. Полумуфты имеют продольные канавки 4, которые снижают жесткость муфтовой конструкции и позволяют добиться более плотного прилегания полумуфт к трубе при их последующем обжатии. Фиксируют полумуфты на трубопроводе, обжимают обе полумуфты обжимным устройством (на рисунках не показано) для плотного прилегания сопрягаемых поверхностей муфты и трубы, после чего выполняют сварное соединение 9 с обеих сторон трубопровода 3 и заварку продольных канавок 4 полумуфт 1 и 2 сварным швом 10. На разработанную конструкцию муфты получен патент на полезную модель РФ №158170 [105] (Приложение Ж).

Новая конструкция муфты использовалась при ремонте магистрального нефтепровода МН «Ухта-Ярославль» на участке «Синдор-Микунь» 235 км Ухтинского РНУ. Данные результаты оформлены Актом внедрения научных результатов (Приложение К).

5.4. Внедрение разработанных технологий при ремонте магистрального конденсатопровода «Вуктыл – Сосногорский газоперерабатывающий завод»

5.4.1 Описание объекта ремонта

ООО «Газпром переработка» эксплуатирует две нитки продуктопровода, доставляющие с Вуктыльского газоконденсатного месторождения на Сосногорский ГПЗ газовый конденсат для переработки (рисунок 5.17). Газовый конденсат – смесь жидких углеводородов, выделяющаяся из природных газов при эксплуатации газоконденсатных залежей в результате снижения пластовых давлений (ниже давления начала конденсации) и температуры [13].

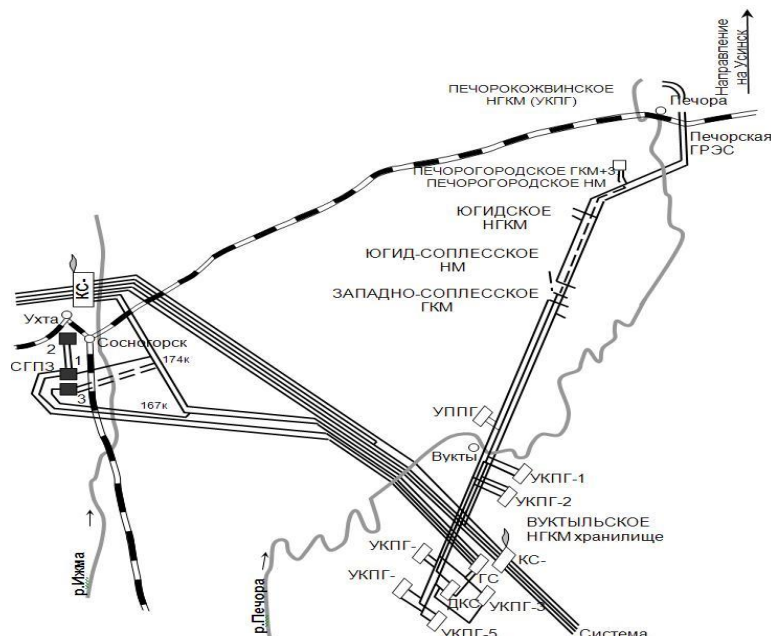


Рисунок 5.17 - План расположения производственных объектов добычи и переработки ООО «Газпром переработка»

Защита от почвенной коррозии осуществляется изоляционным покрытием (преимущественно битумно-резиновой мастикой МБР-65, армированной стекло-

холстом ВВ-К, и, частично, полимерной лентой) и 22 станциями катодной защиты (СКЗ). Электрохимическая коррозия внутренней стенки труб конденсатопроводов (КП) связана с наличием воды, кислорода, углекислого газа и солей, содержащихся в пластовой воде.

Анализ сырья показал, что конденсат, поступающий с месторождений на головные сооружения (ГС) Вуктыльского ГКМ, содержит пластовую воду 0,1...4,3% от общего объема. Общая минерализация воды 7,73...227,8 г/л [2].

В апреле и июне 1996 года на второй нитке КП Вуктыл-СГПЗ были обнаружены сквозные дефекты стенок труб на 4,97 и 4,93 км трассы. Практически в одно время и на одном участке трассы возникли два свища, отстоящие друг от друга на 40 м. Тогда же дефекты были оперативно отремонтированы с применением бандажа и герметизирующей муфты. Спустя два года, при проведении планового ремонта КП, две плети, в состав которых входили отремонтированные трубы, были вырезаны и освидетельствованы. Развитие подобных сквозных повреждений приводит к массовому разливу транспортируемого продукта и, как следствие, к экономическим и экологическим последствиям (рисунок 5.18) [2].



Рисунок 5.18 - Аварийное разрушение конденсатопровода Вуктыл-СГПЗ с возгоранием продукта [2]

Конденсатопровод «Вуктыл-СГПЗ» II нитка на участке 0-174 км представляет собой подземный трубопровод из труб диаметром 530 мм, на участке 174-185 км – 219 мм, на участке 185-187 км – 159 мм. Введен в эксплуатацию в 1969 г. Максимальное разрешенное давление 50 кгс/см². Протяженность трубопровода 187 км. Трубопровод выполнен из прямошовных труб с одним продольным швом

Челябинского трубопрокатного завода, сталь 17ГС с химическим составом, представленным в таблице 5.10.

Таблица 5.10 - Химический состав стали 17ГС

Марка стали	C, % масс.	Si, % масс.	Mn, % масс.	Cr, % масс.	Ni, % масс.	Mg, % масс.	Fe, % масс.
17ГС	0,14÷0,20	0,40÷0,60	1,00÷1,40	Не более 0,30	Не более 0,30	Не более 0,30	Остальное

На основании данных обследования, проведенного ЗАО «Газпромавтоматикасервис» в 2002 году выявлены 99 дефектов коррозионного характера, требующие ремонта. Дефекты расположены в 74 ремонтных шурфах. Дефектные участки конденсатопровода проходят по незамерзающим в нормальных условиях болотам. Причина возникновения дефектов, указанная в Акте №1.3 обследования основных средств, утвержденного начальником Северного ЛПУМГ ООО «Газпром переработка» 16.08.2012г. – длительный срок эксплуатации объекта. Выводы комиссии – необходимо провести капитальный ремонт участка конденсатопровода, без остановки транспорта продукта, с устранением дефектов установкой стальных обжимных муфт, согласно СТО Газпром 2-2.3-522-2010 и СТО Газпром 2-2.3-407-2009.

Для проведения капитального ремонта, необходимо предусмотреть следующие работы:

1. Устройство трех временных переездов через действующий КП (размером 5x12 м, высота отсыпки – 0,8 м);
2. Устройство четырех временных водопропускников;
3. Устройство зимника протяженностью 26,7 км шириной 7 м;
4. Устройство 74 монтажных зон (размером 15x20 м).

5.4.2 Подбор полумуфт для ремонта трубопровода

Подбор полумуфт для ремонта активированных дефектных труб выполняется из 254 имеющихся в наличии на складе в г. Печора. Покажем порядок проведения работ на примере первых шести дефектов трубопровода. Результаты дефектоскопии стенки трубы и оценки размеров области с измененными физико-механическими свойствами представлены в таблице 5.11.

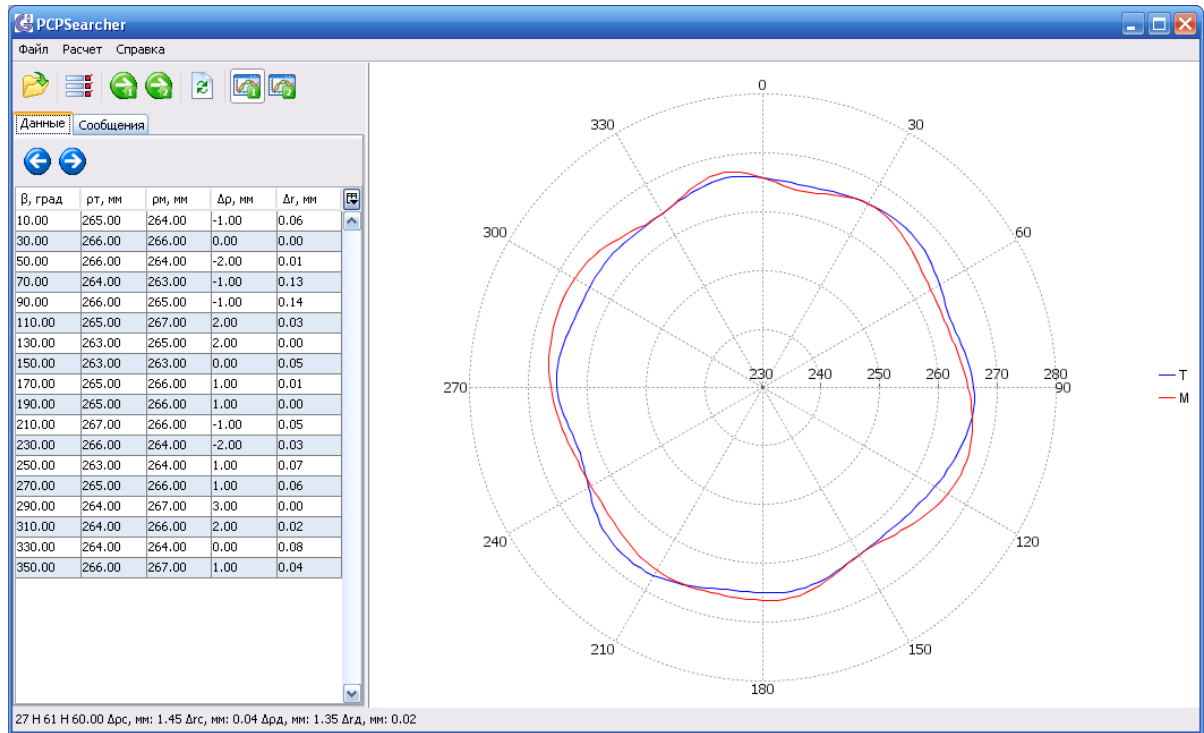
Таблица 5.11 – Результаты дефектоскопии стенки трубы и оценки размеров области с измененными физико-механическими свойствами

Номер дефектной трубы	Описание дефекта	Описание, размеры и расположение дефекта	Размеры и области металла с измененными физико-механическими свойствами	Расчетное давление разрушения трубы с дефектами по [140], МПа
11	Язвенная коррозия внутренней поверхности стенки труб	Максимальная глубина 4,8 мм, ручейковая коррозия (внутр.), часовая ориентация центра дефекта - 6 ч., окружная длина 90 мм, длина по оси трубы 450 мм	Свойства металла не изменены	4,12
30		Максимальная глубина 4,3 мм, язвенная коррозия (внутр.), часовая ориентация центра дефекта – 4,5 ч., окружная длина 70 мм, длина по оси трубы 100 мм		4,9
88		Максимальная глубина 3,0 мм, язвенная коррозия (наруж.), часовая ориентация центра дефекта – 5,5 ч., окружная длина 60 мм, длина по оси трубы 80 мм		5,9
89	Трещина наружной поверхности стенки трубы	Максимальная глубина 3,5 мм, трещина (наруж.), часовая ориентация центра дефекта – 7 ч., окружная длина 30 мм, длина по оси трубы 200 мм	Свойства металла изменены. Размеры области с измененными свойствами 100x500мм	4,1
90	Язвенная коррозия внутренней поверхности стенки труб	Максимальная глубина 3,1 мм, ручейковая коррозия (внутр.), часовая ориентация центра дефекта – 6 ч., окружная длина 70 мм, длина по оси трубы 100 мм	Свойства металла не изменены	6,2
91		Максимальная глубина 5,1 мм, точечная коррозия (внутр.), часовая ориентация центра дефекта – 3,5 ч., окружная длина 500 мм, длина по оси трубы 70 мм		3,95

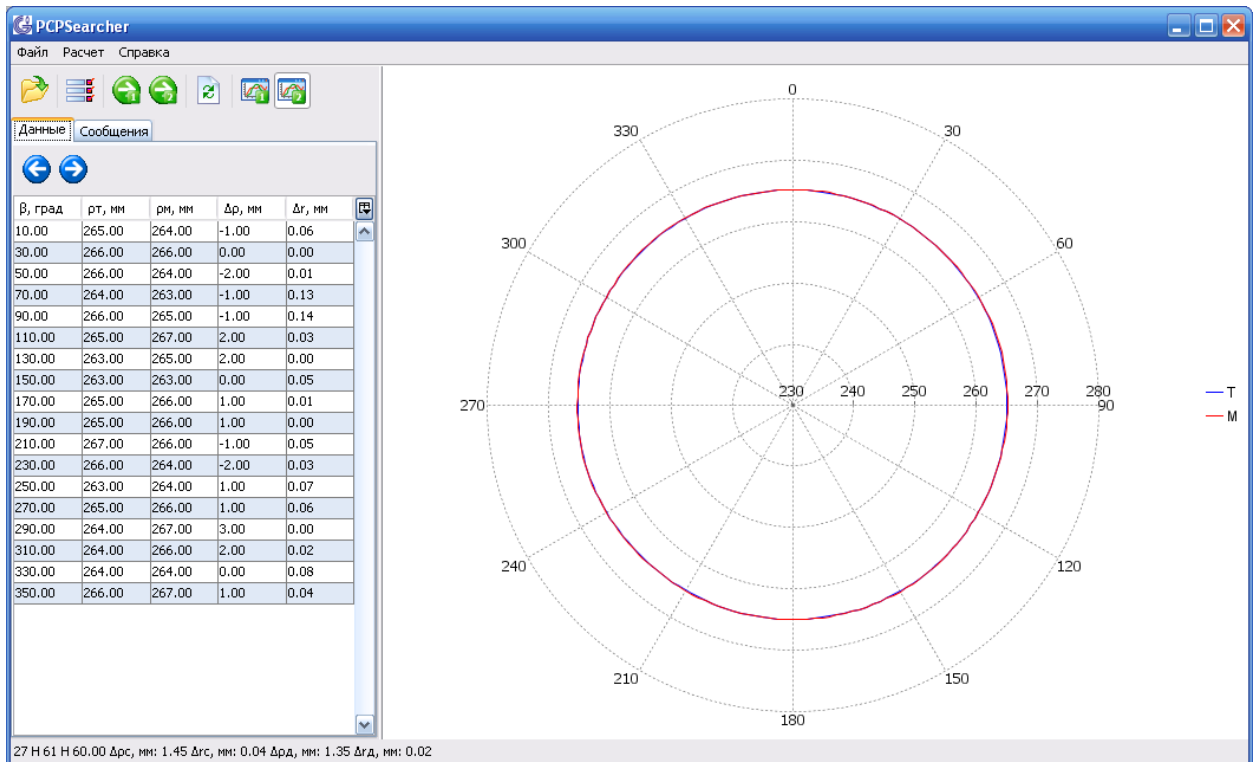
Расчет оптимального положения муфты и подбору полумуфт проводим по критерию минимизации размера зазора в области дефекта с использованием оригинальной программы, описанной в разделе 5.1 Результаты представлены в таблице 5.12 и на рисунках 5.19 – 5.24.

Таблица 5.12 – Результаты подбора полумуфт для ремонта трубопровода

Номер дефектной трубы	Номера выбранных полумуфт	Положение выбранных полумуфт (Н – не развернуто, Р – развернуто)	Ориентация сварных швов полумуфт, град	Среднее расстояние между муфтой и трубой в области дефекта, мм	Расчетное давление закрывания зазора в области дефекта, МПа	Расчетное давление разрушения трубы с дефектами, МПа	Выполнение условия (формула 31)
11	27, 61	Н, Н	60	0,02	0,53	4,12	Выполняется
30	54, 118	Н, Н	180	0,04	1,06	4,9	Выполняется
88	36, 95	Р, Н	20	0,03	0,80	5,9	Выполняется
89	59, 125	Н, Р	160	0,01	0,27	4,1	Выполняется
90	19, 42	Н, Р	80	0,03	0,80	6,2	Выполняется
91	12, 63	Р, Н	180	0,02	0,53	3,95	Выполняется

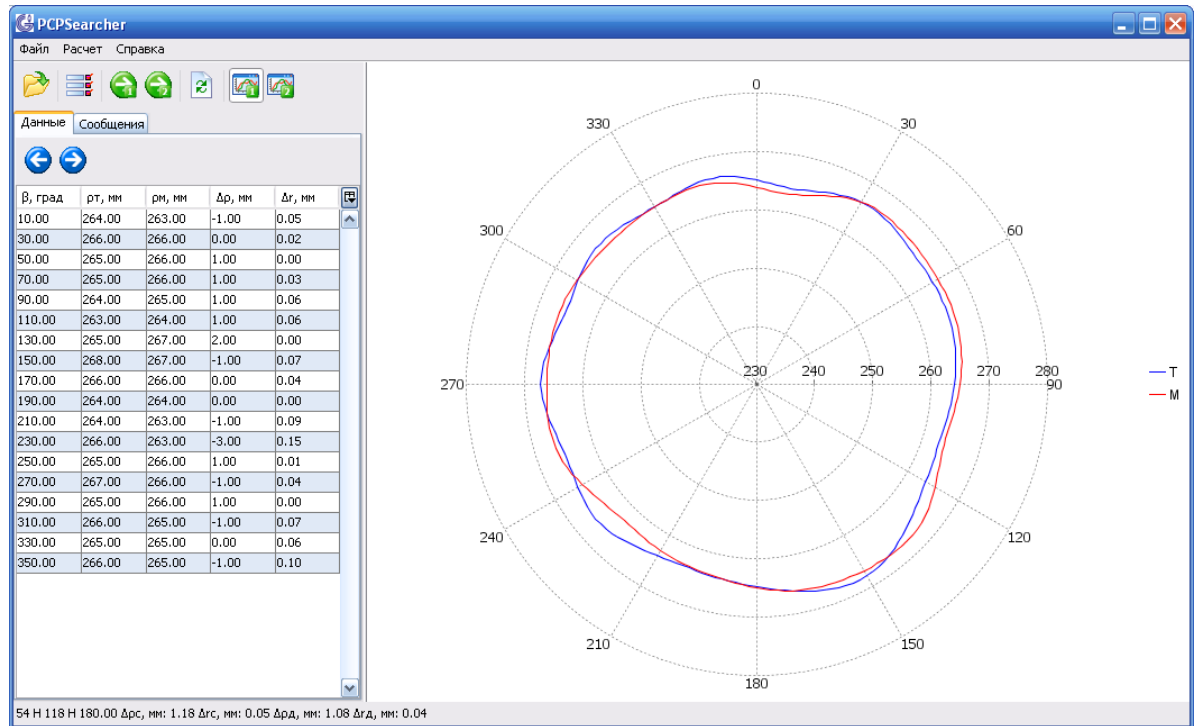


а)

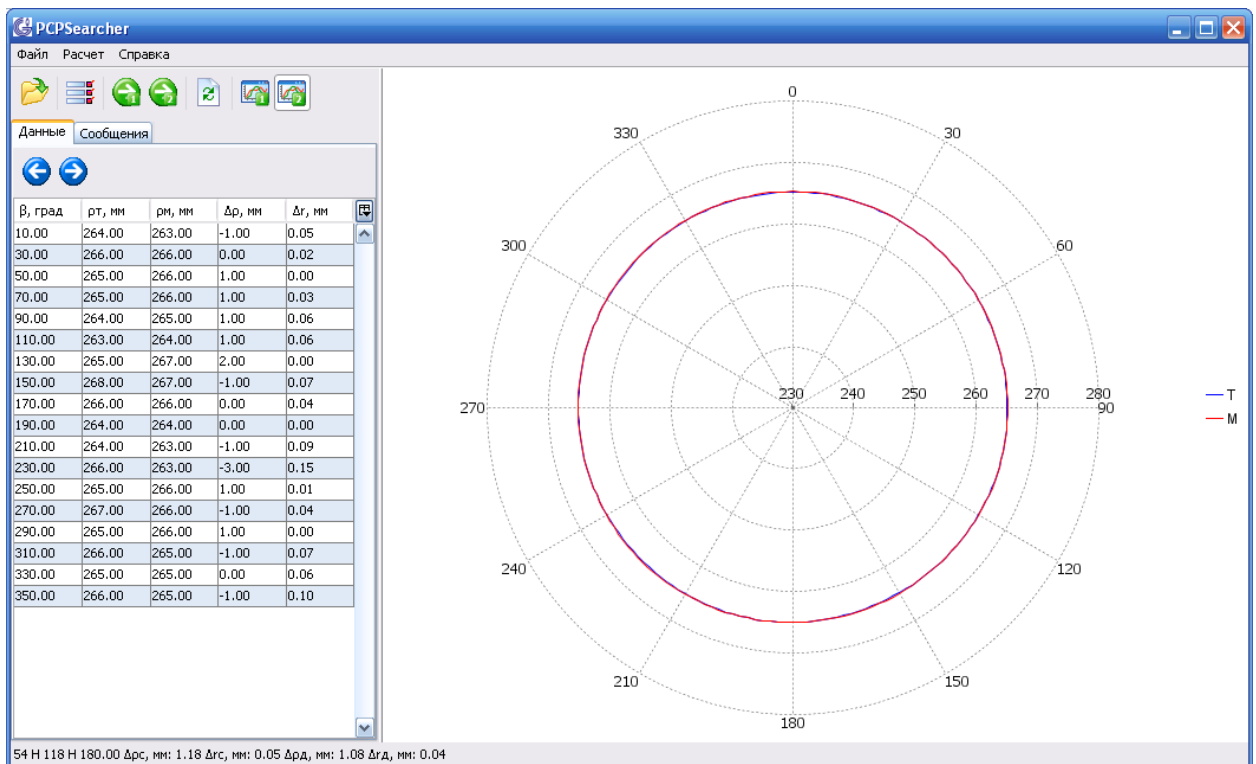


б)

Рисунок 5.19 – Результаты подбора полумуфта для ремонта дефектной трубы № 11. Представлены изображения главного окна программного обеспечения в режиме отображения радиусов кривизны (а) и в режиме отображения формы поперечных сечений (б)

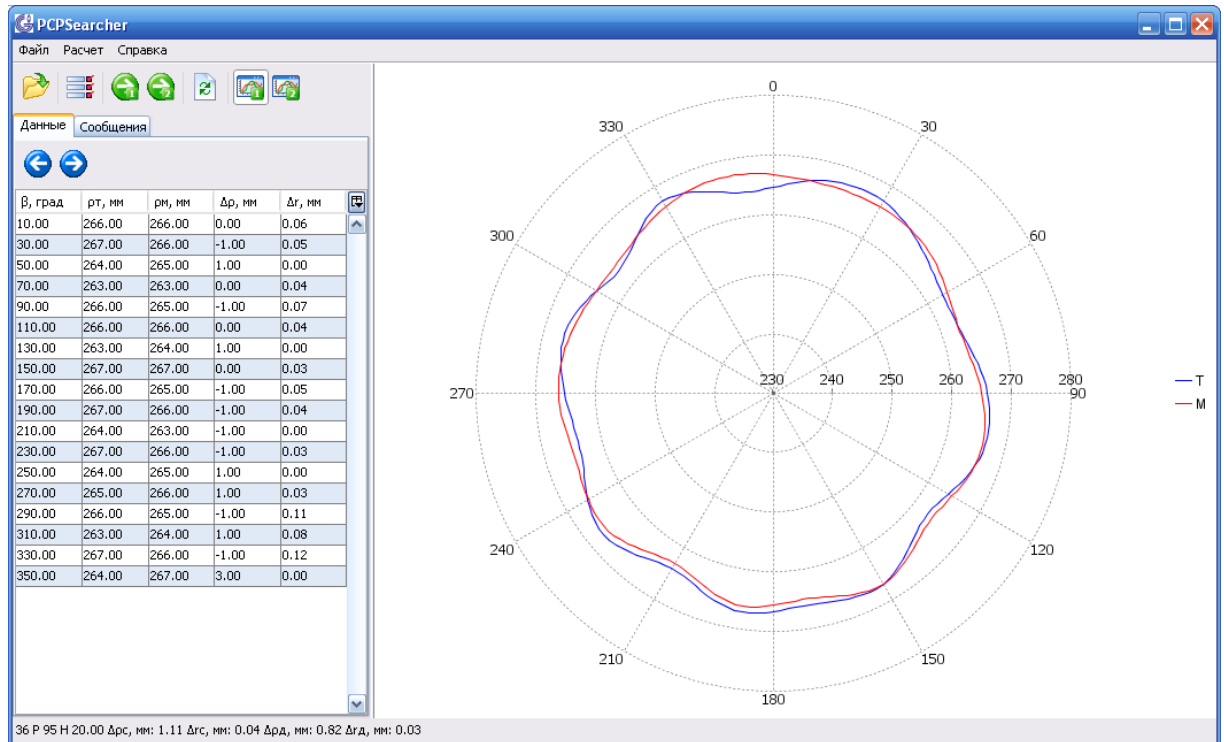


а)

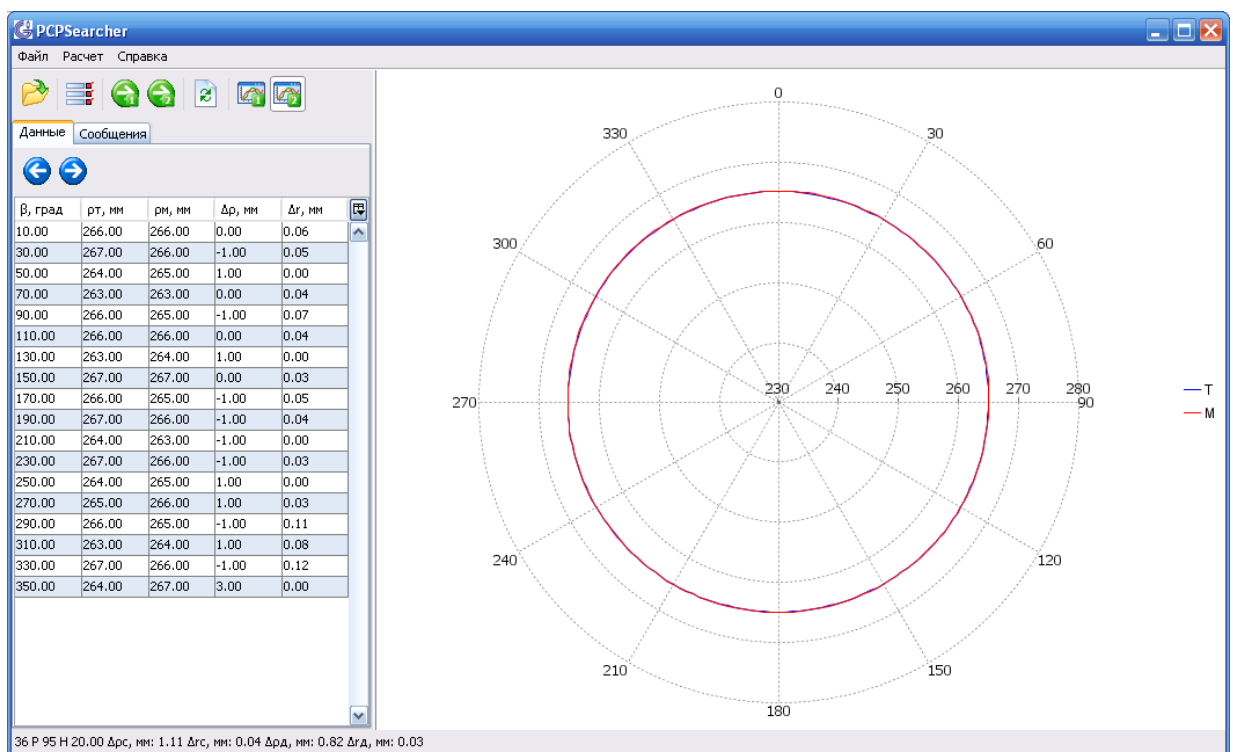


б)

Рисунок 5.20 – Результаты подбора полумуфт для ремонта дефектной трубы № 30. Представлены изображения главного окна программного обеспечения в режиме отображения радиусов кривизны (а) и в режиме отображения формы поперечных сечений (б)

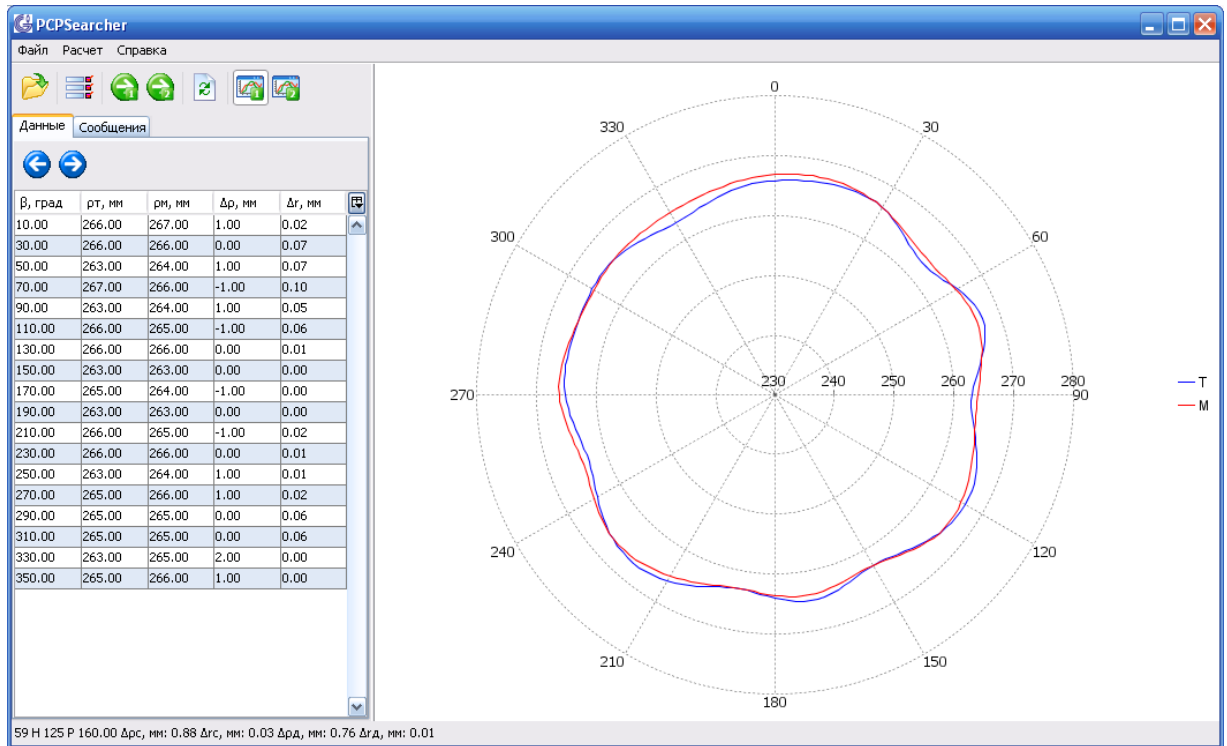


а)

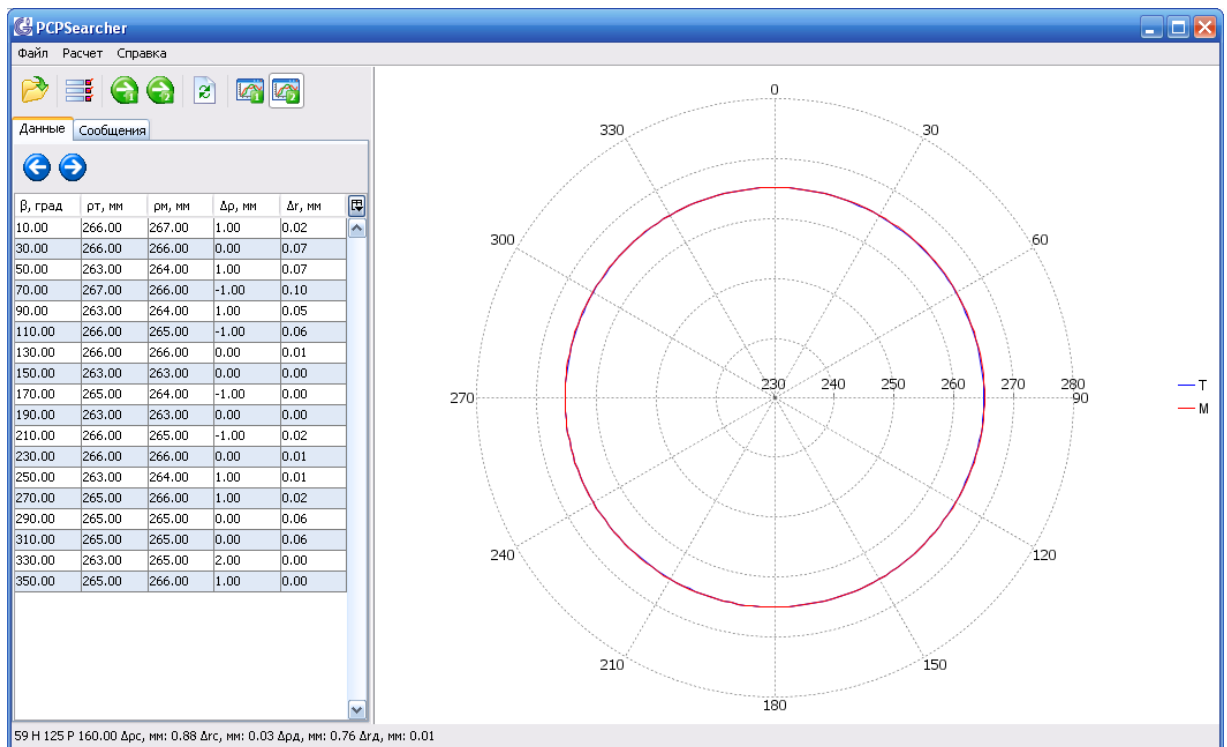


б)

Рисунок 5.21 – Результаты подбора полумуфт для ремонта дефектной трубы № 88. Представлены изображения главного окна программного обеспечения в режиме отображения радиусов кривизны (а) и в режиме отображения формы поперечных сечений (б)

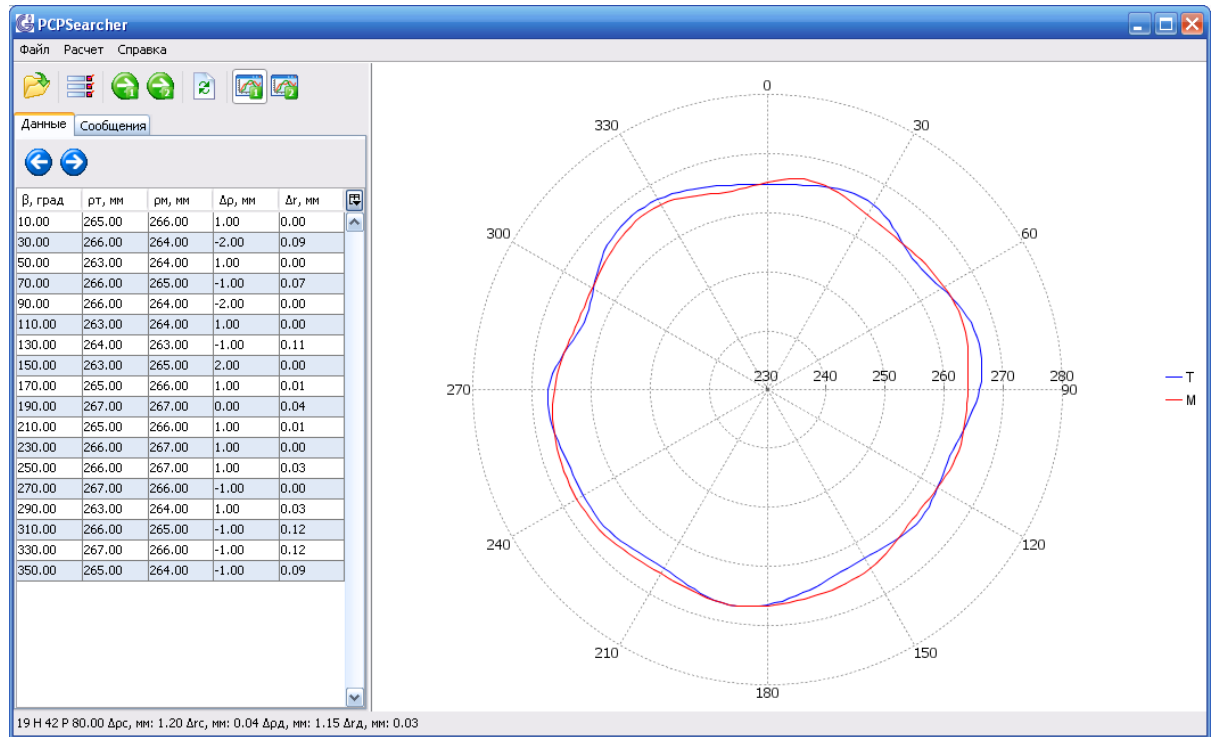


а)

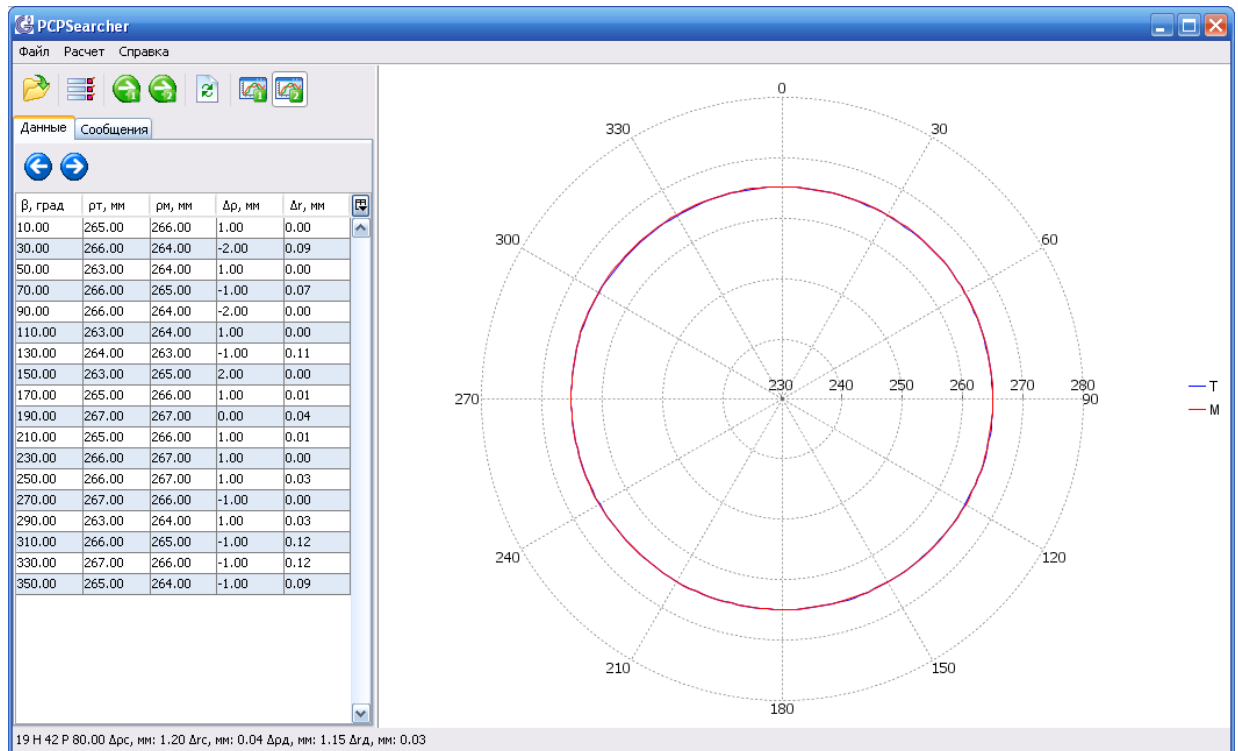


б)

Рисунок 5.22 – Результаты подбора полумуфт для ремонта дефектной трубы № 89. Представлены изображения главного окна программного обеспечения в режиме отображения радиусов кривизны (а) и в режиме отображения формы поперечных сечений (б)

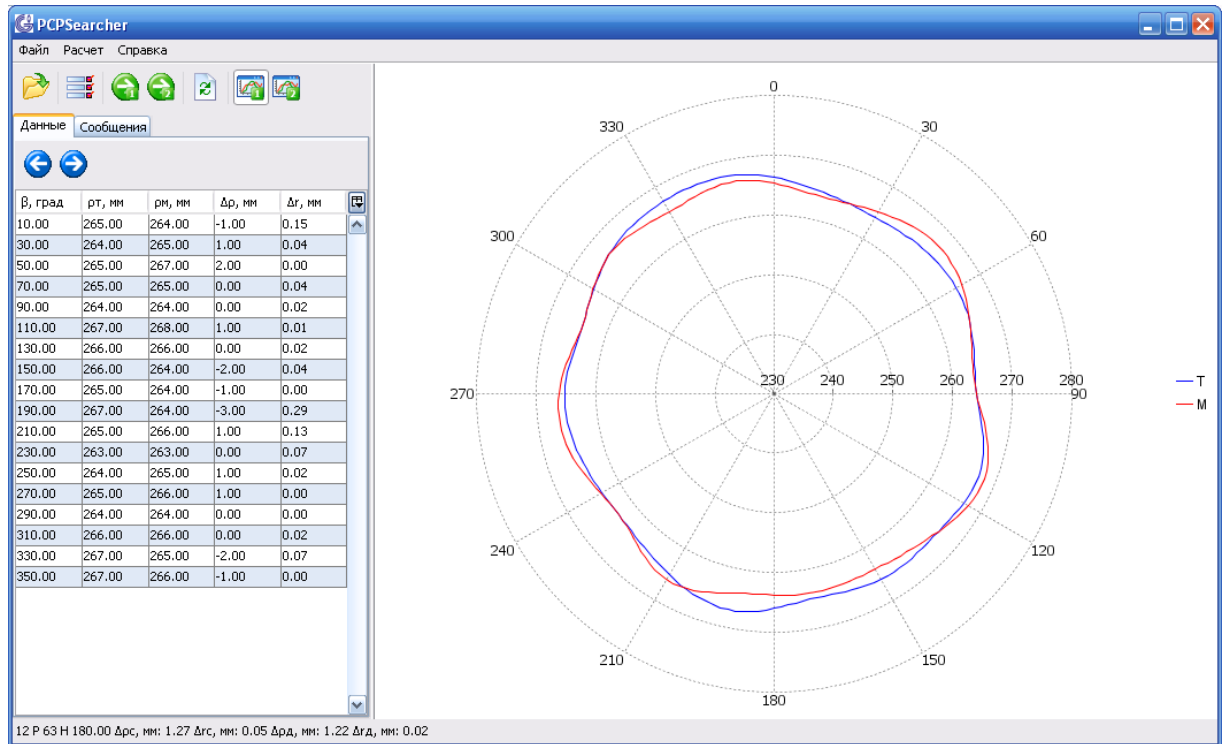


а)

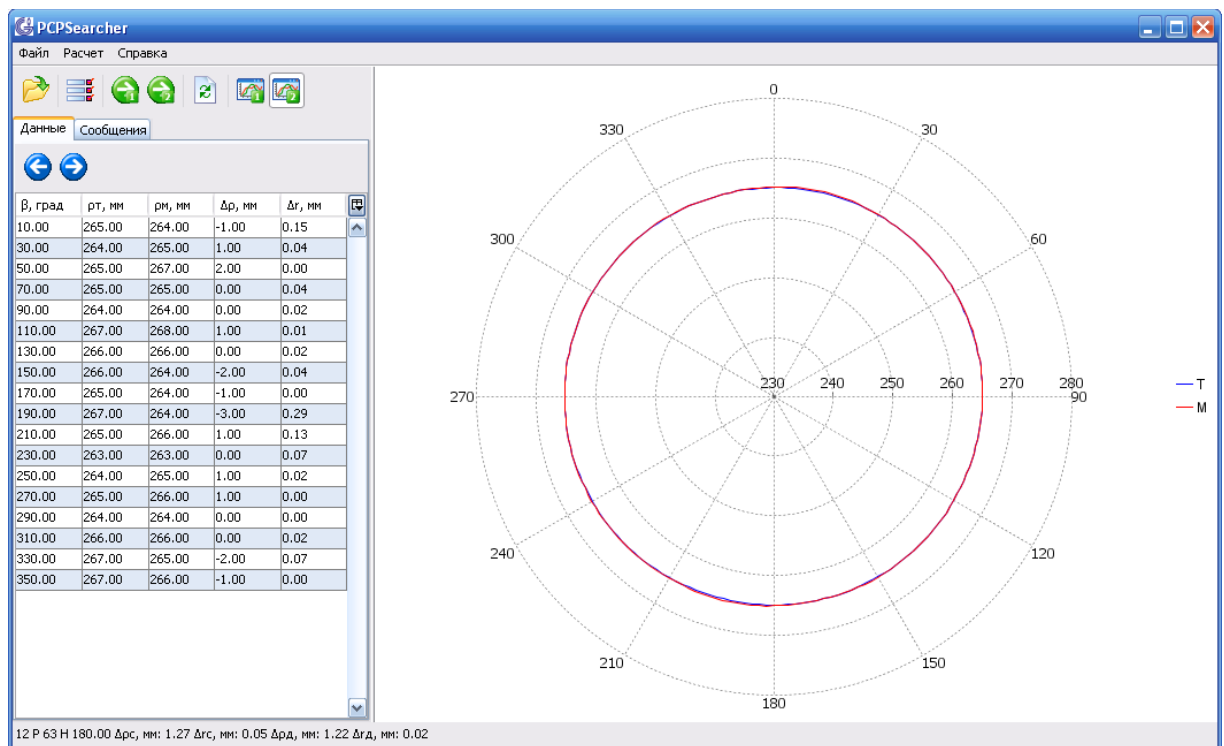


б)

Рисунок 5.23 – Результаты подбора полумуфт для ремонта дефектной трубы № 90. Представлены изображения главного окна программного обеспечения в режиме отображения радиусов кривизны (а) и в режиме отображения формы поперечных сечений (б)



а)



б)

Рисунок 5.24 – Результаты подбора полумуфт для ремонта дефектной трубы № 91. Представлены изображения главного окна программного обеспечения в режиме отображения радиусов кривизны (а) и в режиме отображения формы поперечных сечений (б)

Анализ результатов показывает, что с использованием ПО удалось подобрать полумуфты и их положение таким образом, что обеспечивается расчётный зазор в дефектной области порядка 0,01 - 0,04 мм. Такие зазоры соответствуют давлению его закрывания при данном типоразмере труб 0,3 – 1,1 МПа, что существенно ниже давления, при котором будет происходить разрушение трубы с таким дефектом (см. таблица 5.11). Соответственно, дефектная область трубы до момента закрывания зазора будет нагружена следующим образом: труба №11 – 12,9%; труба №30 – 21,6%; труба №88 – 13,6%; труба №89 – 6,6%; труба №90 – 12,9%; труба №91 – 13,4%. от давления разрушения, что гарантирует высокую эффективность ремонта и дальнейшую безопасную эксплуатацию трубопровода.

Стоит отметить, что столь низкие величины зазоров в месте дефекта удалось получить благодаря наличию значительного количества полумуфт на складе. Т.е. для ремонта шести труб, подбирались из 254 полумуфт. Со снижением выбора полумуфт, величины зазоров растут, поэтому подбор полумуфт необходимо начинать с наиболее значимых дефектов (с минимальным расчетным давлением разрушения).

Ремонт конденсатопровода проводился без опорожнения трубопровода при сниженном до атмосферного давлении (рисунок 5.25).



Рисунок 5.25 – Рабочие моменты ремонта конденсатопровода
«Вуктыл СГПЗ» 2 нитка

Для определения фактического давления начала работы муфт, установленных на трубах 88,89,90,91, на муфту в месте дефекта устанавливалась система

электротензоизмерений деформаций включающая: мультиканальную тензометрическую станции ZET 017-T8 и электротензорезисторы ТКФ01-2-200.

Установлено, что фактическое давление начала работы муфты (закрытия зазора) составило: для трубы №88 – 1,2 МПа; для трубы №89 – 0,7МПа; для трубы №90 – 1,5 МПа; для трубы № 91 – 1,0 МПа. Полученные фактические значения превышают на величину порядка 0,5МПа, значения определяемые расчетным путем и, вероятно, связаны перемещением муфты относительно трубы, что увеличило давление начала работы муфты.

5.5. Выводы по главе 5

1. Разработано ПО, позволяющее определять угловое положение муфты, при котором достигается наилучшее соответствие наружной поверхности трубопровода в месте ремонта и внутренней поверхности муфты с учетом геометрических несовершенств сопрягаемых поверхностей, а также позволяющее производить автоматизированный выбор полумуфт, наиболее подходящих по своим геометрическим характеристикам к рассматриваемому участку трубопровода.

2. Рассмотрены примеры расчета величины зазора между муфтой и трубопроводом с наружным диаметром 1420 мм при разном угловом положении муфты относительно трубопровода. Показано, что в зависимости от углового расположения муфты величина зазора может существенно изменяться. При использованных исходных данных максимальная величина зазора изменяется от 4,12 мм для углового положения $\beta_m = 240^\circ$ до 5,78 мм для $\beta_m = 0^\circ$. Среднее значение зазора изменяется от 1,50 мм при $\beta_m = 180^\circ$ до 2,50 мм при $\beta_m = 120^\circ$.

3. Рассмотрены примеры выбора полумуфт и определения оптимального углового положения муфты на трубопроводе с наружным диаметром 1420 мм. Использовались два способа оптимизации – оптимизация по значениям радиусов кривизны и оптимизация по значениям зазора между муфтой и трубопроводом. При использованных исходных данных и при угловом положении дефекта 120° по

результатам оптимизации определена конфигурация полумуфт, обеспечивающая среднюю величину зазора 0,42 мм.

4. Разработан и введен в действие регламент ремонта дефектов нефтегазопродуктопроводов стальными обжимными муфтами (Стандарт организации ООО «ГазЭнергоСервис» филиал в г. Ухта), определяющий порядок проведения ремонта трубопроводов подразделениями филиала с учетом разработанных в главе 4 технологических решений.

5. Разработана и запатентована новая конструкция муфты, обеспечивающая повышенную эффективность ремонта за счет плотного охвата трубопровода и компенсации геометрических несовершенств.

6. Результаты работы внедрены при ремонте 99 дефектов труб участка конденсатопровода 0-174 км, 2 нитка. При обосновании технологии ремонта и выборе положения полумуфт, обеспечивающих высокую эффективность ремонта, использованы научно-технические результаты, достигнутые в главе 4.

7. Представлены результаты расчета оптимального положения полумуфт для ремонта шести дефектов. Установлено, что при большом выборе полумуфт при помощи разработанных алгоритмов удается обеспечить величину зазора в зоне дефекта порядка 0,01-0,04 мм, при этом обеспечивается расчетное значение давления закрывания зазора не более 1,0 МПа, что составляет не более 21% от давления разрушения труб с имеющимися дефектами и обеспечивает высокую эффективность ремонта.

8. При помощи электротензоизмерений установлено, что фактическое давление начала работы муфты (закрытия зазора) превышает на величину порядка 0,5МПа, значения определяемые расчетным путем, что обусловлено перемещением муфты относительно трубы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании разработанной методики проведено исследование геометрических несовершенств 85 труб, в том числе, труб диаметром 1420 мм – 28 шт.; труб диаметром 1220 мм – 23 шт.; труб диаметром 820 мм – 16 шт.; труб диаметром 720 мм – 18 шт. Результаты исследования показали, что максимальное значение отклонения внутреннего диаметра обследованных труб от номинального значения составляет – 1,07 %, максимальное значение отклонения радиуса кривизны от номинального значения – 8 %, что является допустимым в рамках требований нормативных документов, но критичным при ремонте стальными обжимными муфтами.

2. Разработана и запатентована конструкция прибора для измерения кривизны крупногабаритных деталей, позволяющая существенно повысить точность и производительность работ при дискретной оценке кривизны труб и элементов муфт в сечениях.

3. Предложены два критерия установки стальных обжимных муфт на трубе, позволяющих повысить эффективность ремонта: 1. По минимизации суммарной разности локальной кривизны трубы и муфты. 2. По минимизации суммарного зазора между муфтой и трубой.

4. По результатам математического моделирования разработан оригинальный способ поиска точек соприкосновения поперечных сечений несовершенной наружной поверхности трубы и несовершенной внутренней поверхности полумуфты. Получены уравнения для определения величины зазора между наружной поверхностью трубы и внутренней поверхностью муфты в точках с разными угловыми координатами при заданном угловом положении муфты относительно трубы.

5. Определена последовательность действий, необходимых для оптимизации углового положения муфты с учетом несовершенства формы сопрягаемых поверхностей трубы и муфты, а также с учетом углового положения дефекта. Указанная последовательность действий основана на сравнении величин зазоров

между муфтой и трубой при разных угловых положениях муфты относительно трубы.

6. В ходе экспериментов обнаружена точка излома графика «коэффициент усиления муфты – давление в трубе», соответствующая началу работы муфты и свидетельствующая о закрывании зазора. Результаты испытаний показали, что муфта, установленная в соответствии с критерием 2 (с минимальным зазором), демонстрирует лучшие результаты работы (коэффициент усиления - максимальный, давление начала работы – минимально).

7. Разработана методика проведения эффективного ремонта трубопроводов с применением стальных обжимных муфт, учитывающая тип, размеры и местоположение дефекта, механические напряжения в стенке трубопровода, размеры области металла с возможными изменениями механических свойств, давление разрушения трубы с дефектом, условия размещения муфт, обеспечивающие минимально возможный зазор между трубой и муфтой в области дефекта.

8. На основании результатов исследования разработаны программное обеспечение для подбора положения муфты, а также Стандарт предприятия ООО «ГазЭнергоСервис» реализованные при ремонте 99 дефектов конденсатопровода «Вуктыл-СГПЗ», км. 0-174.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агиней, Р. В. Исследование вязкопластичных свойств металла газопроводов по статистическим характеристикам измерений твердости с малой нагрузкой / Р. В. Агиней, А. Ю. Михалев // Контроль. Диагностика. – 2013. – № 1. – С. 21-23.
2. Александров, А.Ю. Разработка методов повышения работоспособности трубопроводов, транспортирующих многофазные среды : на примере конденсатопровода Вуктыл-СГПЗ: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Александров Юрий Викторович. – Ухта : УГТУ, 2008. – 179 с.
3. Александров, Ю.В., Агиней Р.В., Михалев А.Ю. Неразрушающая диагностика деградационных процессов в металле газопроводов / Ю.В. Александров, Р.В. Агиней, А.Ю. Михалев // Газовая промышленность. – 2011. – № 6. – С. 60 – 63.
4. Антонов, И.В. Технологические аспекты применения ультразвуковых дефектоскопов на фазированных решетках с роликовым датчиком / И.В. Антонов, С.С. Соколов, Е.В. Кузовников и др. // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 5-2. – С. 241–246.
5. Ахтимиров, Н.Д. Техничко-экономическое обоснование применения конструкции «труба в трубе» при строительстве и ремонте линейной части магистральных трубопроводов / Н.Д. Ахтимиров, В.Н. Лисин, В.М. Шарыгин // М. : ВНИИЭгазпром. – 1989, вып. 10.
6. Бабич, В.К. Деформационное старение стали / В.К. Бабич., Ю.П. Гуль, И.Е. Долженов. – М. : Машиностроение, 1972. – 320 с.
7. Бабичев, А.П. Физические величины: справочник / А.П. Бабичев, И.А. Бабушкина и др. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.
8. Басацкая, Л.В. Поле преобразователей с углами наклона, близкими к критическим / Басацкая Л.В., Ермолов И.Н. // Дефектоскопия. – 1985. – №4. – С. 3–11.
9. Бердник, М. М. Развитие метода оценки напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов по коэрцитивной силе металла: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Бердник Мария Михайловна. – Ухта : УГТУ, 2010. – 175 с.

10. Бернасовски П., Соска А., Дворак В. Способ ремонта действующего газопровода «горячей муфтой» / «Maintenance and repair of gas pipelines» - 1st intern. conf. and exhibition (Slovakia, October, 11-14.2000).

11. Бирилло, И.Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями / И.Н. Бирилло, А.Я. Яковлев, Ю.А. Теплинский и др. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 168 с.

12. Богданов, Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования : учеб. пособие / Е. А. Богданов. – М. : Высшая школа, 2006. – 279 с.

13. Вадецкий, Ю.В. Нефтегазовая энциклопедия в 3-х томах (том 1) / Ю.В. Вадецкий, В.А. Волкова, Е.В. Ерусланова. – М. : Московское отд. "Нефть и газ" МАИ, ОАО "ВНИИОЭНГ", 2002. – 364 с.

14. Велиюлин, И.И. Совершенствование методов ремонта газопроводов. – М. : Нефть и газ. – 1997. – 224 с.

15. Велиюлин, И.И. Экспериментальные исследования различных типов дефектов труб / И.И. Велиюлин, А.Е. Зорин // Обслуживание и ремонт газонефтепроводов: Мат-лы V Междун. конф. - М. : Газпром экспо, 2011.- С. 221-228.

16. ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. – Введ. 05.03.2000. – М.: ИРЦ «Газпром», 2000.

17. ВРД 39-1.10-013-2000. Руководящий документ по применению композитных материалов фирмы «Порсил лтд» (г. Санкт Петербург) для ремонтных работ на объектах нефтяной и газовой промышленности. – Введ. 27.09.2000. – М.: ИРЦ «Газпром». – 2000.

18. ВСН 39-1.10-001-99. Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами. – Введ. 05.03.2000. – М.: ИРЦ «Газпром», 2000.

19. Герасимов, В.Г. Неразрушающий контроль качества изделий электромагнитными методами / В.Г. Герасимов, Ю.Я. Останин, А.Д. Покровский и др. – М. : Энергия, 1978. - 215 с.

20. Гончаров, Н.Г. Ремонт дефектов подводных участков трубопроводов композитными муфтами / Н.Г. Гончаров, Е.В. Лопатин, И.А. Другова и др. // Трубопроводный транспорт. – 2005. – № 2. – С.53–58.

21. Гордиенко, В.Е. Научные основы неразрушающего контроля металлических конструкций по остаточной намагниченности в области Рэлея : дисс. ... д-ра техн. наук: 05.11.13 / Гордиенко Валерий Евгеньевич. – С.Пб, 2009. – 356 с.

22. Горкунов, Э.С. Эффект Баркгаузена и его использование в структуроскопии ферромагнитных материалов (обзор) / Э.С. Горкунов, Ю.Н. Драгошанский, М. Маховски // Дефектоскопия. – 1998. – №1. – С. 5–27.

23. ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. – М. : Издательство стандартов, 1988. – 20 с.

24. ГОСТ 23829-85 Контроль неразрушающий акустический. Термины и определения. – М. : Издательство стандартов, 1986. – 18 с.

25. ГОСТ Р 55776-2013 Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения. – М. : Стандартиформ, 2015. – 15 с.

26. ГОСТ Р 55611-2013 Контроль неразрушающий вихретоковый. – М. : Стандартиформ, 2014. – 16 с.

27. ГОСТ Р 55612-2013 Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2014 г. – 11 с.

28. ГОСТ 5639–82 Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна. – М.: Издательство стандартов, 1982. – 36 с.

29. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод. М.: Стандартиформ, 2008 г. – 11 с.

30. ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. – М.: Стандартиформ, 2014 г. – 27 с.

31. Гузь, А.Н. К теории определения начальных напряжений на результаты ультразвуковых измерений / А.Н. Гузь, Ф.Г. Махорт, О.Н. Гуща, В.К. Лебедев // Прикладная механика. – 1971. – №6. – С. 110-113.

32. Гумеров, А.Г. Старение труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Зайнуллин, К.М. Ямалеев и др. – М.: Недра, 1995. – 218 с.

33. Гумеров, А.Г. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта / А.Г. Гумеров, К.М. Ямалеев, Р.С. Гумеров. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1998. – 253 с.
34. Гуца, О.И. Ультразвуковой метод определения остаточных напряжений, состояния и перспективы / О.И. Гуца. – Киев: Институт электросварки, 1983. – С. 77–89.
35. Дальский А.М. Технология конструкционных материалов: учебник / А. М. Дальский, И. А. Арутюнова, Т. М. Барсукова и др. – М.: Машиностроение, 1985. – 448 с.
36. Дорофеев, М.С. Ремонтная муфта с упругим слоем / М.С. Дорофеев // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2001. – №2. – С. 66–73.
37. Дунаев, Ф.Н. Влияние упругих напряжений на ориентацию намагниченности в ферромагнитном многоосном кристалле / Ф.Н. Дунаев: Учен. записки Уральского госуниверситета. – 1968. – вып. 4. – С. 10–29.
38. Дьячков, М.К. Разработка и совершенствование технологий ремонта подводных газопроводов // Эксплуатация подводных переходов магистральных газоконденсатопроводов ОАО «Газпром». Положительный опыт, проблемы: М-лы отрасл. совещ., Григорчиково, окт. 2004 г.- М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. - С.10–14.
39. Ермаков, А.А. Перспективный метод ремонта трубопроводов / А.А. Ермаков, Б.А. Клюк, В.Г. Поляков, А.С. Диденко // Газовая промышленность. – 1989. – №3. С. 45–47.
40. Ермаков, А.А. Ремонт дефектов труб с использованием бандажа / А.А. Ермаков, Б.А. Клюк, В.Г. Поляков, М.М. Окрочедлов // Газовая промышленность. – 1989. – №8. С.58–61.
41. Ермолов, И.Н. Неразрушающий контроль: Справочник в 7 т. Том 3: Ультразвуковой контроль / И.Н. Ермолов, Ю.В. Ланге. – М.: Машиностроение, 2004. – 864 с.
42. Заявка 2076489 Великобритания, МПК F 16 L25/00. Способ ремонта трубопровода / Шишкин В.И. / заявл. 22.05.80; опубл. 02.12.81.
43. Заявка 2210134 Великобритания, МПК F16 L55/1. Способ ремонта трубопровода / Шишкин И.В. /заявл. 21.09.87; опубл. 01.06.89.

44. Заявка 2287079 Великобритания, МПК F 16 L55/168. Способ ремонта трубопровода / заявл. 20.02.95; опубл. 06.09.95.
45. Заявка 2613000 Франция; МПК F16 L59/10. Ремонтный хомут / заявл. 23.03.87; опубл. 30.09.88.
46. Зорин, А.Е. Об особенностях накопления поврежденности металлом газопроводов в процессе эксплуатации / А.Е. Зорин // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – №7. – С. 46–50.
47. Иванова, Е.Ю. Влияние углов поворота муфт на напряженное состояние восстановленного участка трубопровода / Е.Ю. Иванова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 12–1. – С. 43–47.
48. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов. – М. : Недра, 1985. – 231 с.
49. Использование системы ремонта трубопровода с применением муфт типа Clock Spring (в ст.ТМ) в компании BP // Pipeline and Gas Industry. 2001 Том 84 № 3 С.75–79. // Зарубежная информация. Инф.-аналит. сб. - М.: ИРЦ Газпром, 2001. – № 10.
50. Кац А.М. Теория упругости / А.М. Кац. – СПб. : Лань, 2002. – 208 с.
51. Кифнер Д.Ф., Даффи А.Р. Исследование двух методов ремонта дефектов трубопроводных труб / Final report to the Pipeline research Committee of the American Gaz Association. – October, 31, 1974.
52. Кифнер Д.Ф., Мехью В.А. испытания для обоснования техники ремонта трубопроводов муфтами // Oil and Gas Journal. – август, 28, 1989.
53. Ключев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика / В.В. Ключев. – М.: Машиностроение, 2003 – 656 с.
54. Клюк, Б.А. Перспективный метод ремонта трубопроводов / Б.А. Клюк, А.А. Ермаков, В.Г. Поляков, А.С. Диденко // Газовая промышленность. – 1989. – №3. – С.45–47.
55. Ковенский, И. М. Влияние усталостного нагружения в малоцикловой области на структуру и свойства трубных сталей / И. М. Ковенский, В. В. Нассонов, О. В. Балина // Известия вузов. Машиностроение. – 2008. – N 3. – С. 41–46.

56. Крапивский, Е.И. Диагностическая магнитометрия газонефтепроводов: уч. пособие / Е.И. Крапивский, В.О. Некучаев. – Ухта.: УГТУ, 2011. – 209с.

57. Кузьбожев, А.С. Материаловедческие критерии оценки надежности металла, методы прогнозирования ресурса газотранспортных систем: дис. ... доктора техн. наук: 05.02.01/ Кузьбожев Александр Сергеевич. – М.: МГВМИ, 2009. – 315 с.

58. Кузьбожев, А.С. Оценка изменений механических характеристик металла длительно эксплуатируемых трубопроводов, работающих в различных условиях прокладки / А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло, Ю.А. Теплинский // НТС Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2002. – №6. – С. 27–33.

59. Ломаев, Г.В. Обзор применения эффекта Баркгаузена в неразрушающем контроле / Г.В. Ломаев, В.С. Малышев, А.П. Дегтярев // Дефектоскопия. – 1984. – №3. – С. 54–70.

60. Метод локального ремонта трубопроводов с использованием разъемных муфт, заполняемых эпоксидными смолами // Pipeline and Gas Industry. 1997 Месяц Oct. Том 80, № 8, С.47-51 // Зарубежная информация. Инф.-аналит. сб. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – № 3.

61. Методы восстановления несущей способности линейной части магистральных газопроводов: Научно-техн. обзор / ВНИИОЭНГ. – Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». – 1986. – 13(82).

62. Мирошник, А.Д. Выполнение диагностических работ ОАО АК «Транснефтепродукт» в 2001г. и предложения по дальнейшему сотрудничеству / А.Д. Мирошник // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – № 1-2. – С.8–9.

63. Мирошниченко, Б.И. Восстановление несущей способности магистральных нефтегазопроводов с помощью композитных материалов / Б.И. Мирошниченко и др. – Международная конф. «Безопасность трубопроводов» – М.: 1999.

64. Мисейко, А.Н. Анализ методов и средств неразрушающего контроля, используемых для выявления скрытых трещиноподобных дефектов при проведении экспертизы промышленной безопасности трубопроводов / А.Н. Мисейко, П.В. Кудрявцев, А.А. Акимов и др. // Точка опоры. – 2016. – № 2. – С. 12–15.

65. Митрошин, С.С. Новые конструкции для ремонта подводных трубопроводов / С.С. Митрошин // Строительство трубопроводов. – 1990. – №10. – С.20–21.
66. Михайлов, И.И. Применение ультразвуковых фазированных решеток в автоматизированных и механизированных системах НК / И.И. Михайлов // В мире НК. – 2006. – № 3 (33). – С. 13–16.
67. Михалев, А. Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металл труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой: дис. ...канд. техн. наук: 25.00.19 / Михалев Андрей Юрьевич. – Ухта: УГТУ, 2012. – 127 с.
68. Молдаванов, О.И. Метрологическое обеспечение трубопроводного строительства: справ. пособие / О.И. Молдаванов, В.Р. Андрианов, Н.Г. Молдаванова. – М. : Недра, 1984. – 224 с.
69. МР 1209-05. Методика определения механических напряжений в технологических трубопроводах компрессорных станций по коэрцитивной силе материала. Ухта: Севернипигаз, 2005. - 72 с.
70. Мужичкий, В.Ф. Магнитный контроль напряженно-деформированного состояния труб магистральных газопроводов. / В.Ф. Мужичкий, Г.Я. Безлюдько и др.: сб. докл. междунац. деловой встречи Диагностика 97, Т 2. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С. 163–171.
71. Никольс Р. Конструирование и технология изготовления сосудов давления: Пер с англ. – М.: Машиностроение, 1975 г. – 464 с.
72. Новиков В.Ф. Зависимость коэрцитивной силы от одноосных напряжений. / В.Ф. Новиков, Т.А. Яценко, М.С. Бахарев // Дефектоскопия. – 2001. – №11. – С. 51–57.
73. Нохрин А. В. Старение сталей труб магистральных газопроводов / А.В. Нохрин, В.Н. Чувильдеев // Вестник Нижегородского ун-та им. Н. И. Лобачевского. – 2010. № 5 (2). – С. 171–180.
74. О порядке работы с прибором МЕТ У-1 : инструкция No7951 от 3 мая 2003 г.: утв. приказ МЧС РФ от 10 апреля 2003 г. No 19623-00 // Паспорт портативного ультра-звукового твердомера. 2003. No 27, 21 с.

75. Пат. 2097646 RU, МПК F 16 L 55/168. Способ предотвращения развития дефектов стенок трубопроводов / С.В. Головин, Н.Г. Гончаров, Е.В. Лопатин и др. – № 95102302/06; заявл. 17.02.95; опубл. 27.11.97.

76. Пат. 2108514 RU, МПК F 16 L 55/18. Способ ремонта трубы / Фоли Н.С. (US), Шмидт Д. (US), Н. Блок (US), П. Келти (US). – № 95108322/06; заявл 24.08.93; опубл. 10.04.98. – Бюлл. № 10.

77. Пат. 2134373 RU, МПК F 16 L 55/10, 55/18. Способ ремонта трубопровода, деформированного изгибом / В.М. Шарыгин, В.Н. Иконников, М.А. Кудрявцев, А.Н. Колотовский. – № 97118053/06; Заявл. 30.10.97 Опубл. 10.08.99. – Бюлл. №22.

78. Пат. 2137012 RU, МПК F16 L21/06 Трубная муфта / В.И. Ларин. - №9111163/06; Заявл.11.06.98; Опубл. 10.09.99. – Бюлл. №25.

79. Пат. 2155905 RU, МПК F 16 L 55/17, F 16 L 57/00. Способ ремонта металлических трубопроводов (варианты) / Н.Г. Гончаров, Л.А. Гобарев, Е.В. Лопатин и др. - № 99110629/06; заявл. 19.05.99.

80. Пат. 2156397 RU, МПК F 16 L 55/17, 58/16. Способ ремонта трубопровода (варианты) / И.А. Егоренков, В.В. Рыжиков, Л.М. Кришнев. - № 99114371/06; заявл. 30.06.99; опубл. 20.09.2000; – Бюлл. № 26.

81. Пат. 2156398 RU, МПК F 16 L58/16, 57/00. Многослойная защита местных трещинообразных и коррозионных дефектов стенок трубопровода / А.И. Егоренков, В.В. Рыжиков, Л.М. Кришнев - № 99114366/06; заявл. 30.06.99; опубл. 20.09.2000. – Бюлл. № 26.

82. Пат. 2165345 RU, МПК В 23К31/02. Способ монтажа усиливающей муфты на дефектный стык действующего газопровода / В.Н. Коломеев, В.В. Розгонюк, В.С. Бути др. (UA) - № 2000108691/02; заявл. 11.04.2000.

83. Пат. 2172886 RU, МПК F 16 L 55/17. Способ ремонта трубопроводов /В.Н. Протасов, В.Н. Коваль, В.А. Фатихов - № 2000125088/06; заявл. 06.10.2000; опубл. 27.08.01.

84. Пат. 2216680 RU, МПК F 16 L 55/175. Способ ремонта локальных повреждений трубопроводов / В.С. Смирнов, В.Н. Шелепов, В.И. Зотов и др. - № 2001133581/06; заявл. 10.12.2001; опубл.20.11.03.

85. Пат. 2219423 RU, МПК F16L 55/175. Полимерная муфта для ремонта труб с локальными коррозионными дефектами и способ ее установки / Ю.М. Шарыгин, Ю.А. Теплинский, И.В. Максютин и др. - № 2001120673/06; заявл. 23.07.2001; опубл. 20.12.2003. – Бюлл. № 35.

86. Пат. 2224169 RU, МПК F16L 55/175. Способ ремонта трубопровода и муфта для его осуществления / В.М. Шарыгин, Ю.А. Теплинский, А.Я. Яковлев и др. - № 2002112542/06; заявл. 13.05.2002; опубл. 20.02.2004. – Бюлл. № 35.

87. Пат. 2240468 RU, МПК F16L 55/18. Муфта для ремонта трубопровода и способ ее установки / В. М. Шарыгин, А. Я. Яковлев и др. - № 2003111096/06; заявл. 17.04.03; опубл. 20.11.04. – Бюлл. №32.

88. Пат. 2267687 RU, МПК F 16 L 21/00. Термоусаживающаяся муфта / В.В. Липатников, М.Н. Кашапов, Я.И. Ильинец и др. - № 2004116733/06; заявл. 1.06.04; опубл. 01.10.06.

89. Пат. 2285192 RU, МПК F16L 55/18. Способ ремонта трубопровода и сварная муфта для его осуществления/ В.М. Шарыгин, В.Н. Воронин, С.В. Романцов, А.М. Шарыгин - № 2004135952; заявл. 08.12.2004; опубл. 2006. – Бюлл. №28.

90. Пат. 2292512 RU, МПК F 16 L 21/00. Способ ремонта линейного участка трубопровода / А.А. Рудник (UA); М.В. Беккер (UA); М.Н. Дрогомирецкий (UA) и др. - № 2005120707/06; заявл. 07.05.05; опубл. 21.01.07. – Бюлл. №3.

91. Пат. 2295088 RU, МПК F 16 L 21/00. Способ предотвращения развития дефектов стенок трубопроводов / А.С. Кузьбожев, Р.В. Агинеи, В.А. Попов - № 2005126557/06; заявл. 22.08.05.; опубл.10.03.07. – Бюлл. №7.

92. Пат. 2514072 Российская Федерация, МПК G01L/00 Способ определения касательных напряжений в стальных трубопроводах / Агинеи Р.В., Пужайло А. Ф., Савченков С. В., Спиридович Е. А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». – №2012153604/28; заявл. 11.12.2012; опубл. 27.04.2014, – Бюлл. №12.

93. Пат. 2527311 RU, МПК G01N27/20 Шкатов П.Н., Елисов А.А. Способ измерения глубины трещины электропотенциальным методом. – № RU2013111993/28; Заявл. 19.03.2013; Опубл. 27.08.2014. – Бюлл. №24.

94. Пат. 43940 RU, МПК F 16 L 59/20. Термоусаживающаяся муфта / В.В. Липатников, М.Н. Кашапов, Я.И. Ильинец, и др. - № 2004118933/22; заявл. 22.06.04; опубл.10.02.05.

95. Пат. 56552 RU (полезная модель), МПК F16L 55/18. Муфта для ремонта трубопровода / С. В. Романцов, А. И. Филиппов и др. – № 2006107386/22; заявл. 09.03.2006; опубл.10.09.2006. – Бюлл. № 25.

96. Пат. 60174 RU (полезная модель), МПК F 16L 55/18. Муфта для ремонта трубопровода. / В.М. Шарыгин, А.С. Попков, С.В. Романцов и др. – № 2006128883/22; заявл. 08.08.2006; опубл. 10.01.2007. – Бюлл. № 1.

97. Пат. 77013 RU, МПК F16L 55/18. Муфта для ремонта трубопровода. Полезная модель / В.М. Шарыгин, Ю.В. Александров, А.И. Филиппов и др. – № 2008117073/22; заявл. 29.04.2008; опубл. 10.10.2008. – Бюлл. № 28.

98. Пат. 85212 RU, МПК F16L55/18. Муфта для ремонта трубопровода. Полезная модель / А.С. Попков, Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров и др. – № 2009111629/22; заявл. 30.03.2009; опубл. 27.07.2009. – Бюлл. № 21.

99. Пат. EP 0934814, МПК F16L 47/22. Способ монтажа и /или закрывания трубного материала и инструмент для применения способа / К. Киркегаард (DK), Д. Бертх (DK), Т. Петерсен (DK) – № EP19990610009 19990205; опубл.11.08.99.

100. Пат. № GB 2210134, МПК F16L 55/168. Метод ремонта труб / Паллан В. - № GB19870022174 19870921; опубл.01.06.89.

101. Пат. US 4576401, МПК F16L55/175; F16L55/16. Зажим для устранения утечек / Харрисон Г.(US) – № US19840650842 19840917; опубл.18.03.86.

102. Пат. US 4700752, МПК F16L57/02; F16L57/00. Вставка для остановки трещины в форме часовой пружины / Н. Фавлей (US) - № US19850812726 19851223; Заявл. 23.12.85; Опубл. 20.10.87.

103. Пат. US 6305719, МПК F16L 55/16. Хомут для предотвращения утечки нефти /Смит Д.(US); Довден Б. (US) - № US19990236877 19990125; опубл. 23.10.01.

104. Пат. на полезную модель №153456 RU, МПК G 01 B 11/255. Устройство для измерения радиуса кривизны цилиндрической поверхности крупногаба-

ритных деталей / В.М. Шарыгин, А.С. Попков, А.Г. Федоров – № 2014137344/28; Заявл. 15.09.2014; Опубл. 20.07.2015. – Бюлл. №20.

105. Пат. на полезную модель №158170 RU, МПК F 16H B 11/255. Муфта для ремонта трубопровода / А.Г. Федоров, А.С. Попков, Р.В. Агинеи – № 2015117074/06; Заявл. 05.05.2015; Опубл. 20.12.2015. – Бюлл. №35.

106. Пат. на полезную модель №95096 RU, МПК G 01 B 5/213. Устройство для измерения радиуса кривизны цилиндрической поверхности крупногабаритных деталей / А.С. Попков, Р.В. Агинеи, В.М. Шарыгин. – № 2010112881/22; Заявл. 10.06.2010; Опубл. 10.06.2010. – Бюлл. №16.

107. Пат. РФ 2204817 Способ определения технического состояния материалов элементов конструкции / Чувильдеев В.Н. Мадянов С.А. Краев А.П. и др. - заявл. 28.09.2001; опубл. 20.05.2003.

108. Пат. РФ 2536783 Способ определения ресурса металла трубопроводов / Пужайло А. Ф., Савченков С. В., Агинеи Р. В., Спиридович Е. А., Михалев А. Ю.; заявитель ОАО «Гипрогазцентр». – №2013137110/28; заявл. 06.08.2013; опубл. 27.12.2014. – Бюлл. №36.

109. Пат. 2439530RU G01N 3/08 Способ определения механических напряжений в стальных конструкциях / Александров Ю.В., Агинеи Р.В., Кузьбожев А.С, Бердник М.М. - № 2010132450/28; заявл. 02.08.2010; опубл. 10.01.2012. – Бюлл. № 1.

110. Пат. 2364850RU 01N 1/04 G01N 17/00 Кузьбожев А.С., Агинеи Р.В., Попов В.А., Бурдинский Э.В. Способ изготовления контрольного образца для дефектоскопии трубопроводов, № 2007130566/12; Заявл. 09.08.2007; Опубл. 20.02.2009. – Бюлл. №23.

111. Пат. РФ 73963 от 10.06.2008 г. Устройство для измерения радиуса кривизны цилиндрической поверхности крупногабаритных деталей / Песин А.М. (RU), Миронов Ю.М. (RU), Чикишев Д.Н. (RU), Блинов С.В. (RU). – ООО "Магнитогорский научный информационно-технический центр".

112. Пат. РФ №10255, МПК G01B 5/213 / Аксельрод М.А., Безлуцкий Д.Г. Устройство для измерения кривизны поверхности в плоскости ее сечения. – опубл. 16.06.1999 г.

113. Пат. РФ №49220, МПК G01B 5/08. Устройство для контроля радиуса образующей цилиндрической криволинейной поверхности / Лунев В.Н. (RU) Патентообладатель: Открытое акционерное общество "Электростальский завод тяжелого машиностроения" (RU). – опубл. 10.11.2005 г.

114. Пат. РФ №56592 от 10.09.2006 г. Устройство для измерения радиуса кривизны цилиндрической поверхности крупногабаритных деталей // Песин А.М. (RU), Чикишев Д.Н. (RU), Блинов С.В. (RU), Блинова Е.Е. (RU) ООО "Магнитогорский научный информационно-технический центр" (RU).

115. Патрик, А., Портер П. Непрерывный ремонт продуктопроводов с применением муфт пружинного типа Clock Spring // Выступление на 1-й международной конференции «Техническое обслуживание и ремонт магистральных газопроводов», Словакия, 11-14 окт. 2000г. // Зарубежная информация. Инф.-аналит. сб. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – № 4. – С.22–26.

116. Пермяков, Н.Г. Бандажирование магистральных трубопроводов / Н.Г. Пермяков, К.Е. Расщепкин, В.А. Lupин. – М. : ВНИИОЭНГ, 1978. – С. 49.

117. Платонов, А.Н. Осесимметричная задача напряженно-деформированного состояния восстановленного участка трубопровода // Изв. вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – №4. – С. 81–85.

118. Попков, А.С. Мировые тенденции развития муфтовых технологий ремонта трубопроводов / Попков А.С., Шарыгин В.М. // Аналитик. – 2009. – Сб. научн.-техн. обзоров. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 27-66.

119. Попков, А.С. Расчетно-экспериментальная оценка работоспособности стальных муфт для ремонта нефтегазопроводов: дисс... . канд. техн. наук: 25.00.19 / Попков Андрей Сергеевич. – Ухта, 2011. – 150 с.

120. Попов, Б.Е. Магнитная диагностика и остаточный ресурс подъемных сооружений / Б.Е. Попов, В.С. Котельников и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2001. – №2. – С. 44–49.

121. Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов. Введ. 22.12.1998. – М.: ВНИИГАЗ. - 67 с.
122. Р Газпром 2-2.4-873-2014 Методика автоматизированного ультразвукового контроля состояния металла и сварных соединений газопроводов с применением технологии многоэлементных акустических систем (фазированных решеток). – Санкт-Петербург: ОАО Газпром, 2016. – 28 с.
123. Р Газпром Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов. Введ. 01.02.2009. – М. : ОАО Газпром, 2009. – 110 с.
124. РД 153-39.4-067-00. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов / ОАО АК «Транснефть». М: – 2001. – 45 с.
125. РД 23.040.00-КТН-090-07: Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
126. РД 25.160.10-КТН-016-15. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов. ОАО «АК «Транснефть» 06.04.2015.
127. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
128. Романцов, С.В. Разработка конструкций стеклопластиковых муфт и методов расчета их работоспособности при ремонте газопроводов: дисс... канд. техн. наук: 25.00.19 / Романцов Сергей Викторович. - Ухта, 2006. -172с.
129. Рубинов, А.Д. Контроль больших размеров в машиностроении: справочник / А.Д. Рубинов. – Л. : Машиностроение, Ленинградское отделение, 1982. – 215 с
130. Руководство по проведению ресурсных испытаний труб, отремонтированных с применением муфтовых и сварочных технологий. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2005. – 31 с.
131. Севостьянов, С.П., Сурков Ю.П., Рыбалко В.Г. Ремонт труб с дефектами КРН с применением сварки и композитных муфт // Опыт эксплуатации и

технической диагностики магистральных газопроводов с дефектами КРН, Югорск, окт. 2001 г.: М-лы отрасл. совещ. Ч.2.- М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002.- С.12-23.

132. Середенок, В. А. Результаты исследования химического состава металла труб магистральных газопроводов при проведении капитального ремонта// В.А. Середенок, А.Ю. Михалев, Р.В. Агинеи, Р.А. Садретдинов, В.А. Лапин // Трубопроводный транспорт. – 2016 г. – №6. – С.36–40.

133. Сконберг, Е.М. Метод ремонта трубопроводов путем установки на них муфт, заполняемых эпоксидной смолой. Directional contractors should review contracts // Pipeline and Gas J.1995 Месяц VI С.39-40 // Трубопроводный транспорт нефти. –1996. – № 2. – С.43-44.

134. Смирнов, О. В. Исследование свойств материала нефтегазопроводов по твердости с малой нагрузкой / О. В. Смирнов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 96-97.

135. Смирнов, О. В. Разработка метода оценки работоспособности нефтегазопроводов по твердости с малой нагрузкой: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Смирнов Олег Викторович. – Ухта: УГТУ, 2008. – 183 с.

136. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. – Введ. 01.01.1986. – Взамен СНиП II-45-75. – М.: ГУПЦПП, 1997. – 52 с.

137. Соловей В.О. Оценка работоспособности газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: дисс... канд. техн. наук: 25.00.19 / Соловей Валерий Олегович. – М., 2010. – 201 с.

138. Степанов, Е.Г. Исследовательские испытания метода ультразвукового контроля с использованием фазированных решеток / Е.Г. Степанов, К.В. Ермаков, И.Л. Вялых, Л.А. Мухаметшина // Наука, техника и образования. – 2015. – № 10 (16). – С. 35-40.

139. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы. – М. : Полиграфия. – 150 с.

140. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – М. : Полиграфия, 2007. – 60 с.

141. СТО Газпром 2-2.3-137-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть II. – ООО ИРЦ «Газпром». – М. : Полиграфия, 2007. – 177 с.
142. СТО Газпром 2-2.3-173-2007 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М. : Полиграфия, 2007. – 42 с.
143. СТО Газпром 2-2.3-407-2009. Инструкция по отбраковке и ремонту технологических трубопроводов газа компрессорных станций. – М. : ОАО "Газпром", 2010. – 31 с.
144. СТО Газпром 2-2.3-522-2010. Инструкция по ремонту дефектных участков технологических трубопроводов газа компрессорной станции сварными стальными и стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой. – М. : ОАО "Газпром", 2010. – 45 с.
145. СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. – М. : Полиграфия, 2007. – 105 с.
146. СТО Газпром 2-2.4-917-2014 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов. – Санкт-Петербург : ОАО "Газпром", 2016. – 94 с.
147. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО "Газпром". – М.: ОАО "Газпром", 2009 г. – 67 с.
148. Субботин, С.С. Дефектоскопия нефтяного оборудования / С.С. Субботин, Н.Г. Соколова и др. – М.: Недра, 1975. – 264 с.
149. Табачник, В.П. Влияние зазора на показания коэрцитиметра с П-образным электромагнитом / В.П. Табачник // Дефектоскопия. – 1990. – №2. – С.42-52.
150. ТД 33.337-98. Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов. – М.: АК «Транснефть», 1998. – 129с.

151. ТУ 14-3-1573-96 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530-1020 мм с толщиной стенки до 32 мм для магистральных газопроводов, нефтепроводов, продуктопроводов.

152. ТУ 4834-028-04046341-07. Муфты композитные для ремонта действующих трубопроводов.) – Введ. 07.02.2007. – Утв. ген. директор ОАО «Белебеевский механический завод» Р.Ю. Хасанов. 02.02.2007. – 13 с.

153. ТУ У 14-8-2-97. Трубы стальные электросварные прямошовные экспандированные диаметром 1220 мм для магистральных газонефтепроводов, 1998 г. Харцизский трубный завод.

154. Федоров, А.Г. Расчетно-экспериментальная оценка работоспособности стальных обжимных муфт для ремонта трубопроводов / А.Г. Федоров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2015. – № 2. – С.44–47.

155. Халлыев, Н.Х. Современные методы ремонта трубопроводов / Н.Х. Халлыев и др. – Обзорная информация. – Серия «Транспорт и подземное хранение газа». – М.: ИРЦ «Газпром» – 1997.

156. Хевинг, М. Различные способы ремонта – выбор и преимущества // «Maintenance and repair of gas pipelines» – 1st intern. conf. and exhibition (Slovakia, October, 11-14.2000).

157. Хок Брайн. Ремонт трубопроводов с помощью патрубка, заполняемого эпоксидной смолой // Нефтегазовые технологии. – 1997. – № 6. – С. 25–29.

158. Хренов, Н.Н. Основы комплексной диагностики северных трубопроводов. Наземные исследования / Н.Н. Хренов – М.: Газойл пресс, 2005. – 608 с.

159. Черненко, П.И. Разработка алгоритма измерения глубины и угла наклона поверхностных трещин электропотенциальным методом/ П.И. Черненко // Научно-технический вестник Поволжья. – 2013. – № 2. – С. 250–253.

160. Черногоров Б.В. О технологии проведения выборочного ремонта нефтепроводов композитно-муфтовым методом / Б.В. Черногоров // Трубопроводный транспорт нефти. – 1999. – № 9. – С. 36-39

161. Черногоров Б.В. Разработка композиционных материалов для ремонта нефтепроводов / Б.В. Черногоров // Трубопроводный транспорт нефти. – 2001. – № 3. – С.2–4.

162. Чувильдеев, В. Н. Влияние старения на эксплуатационные свойства сталей магистральных газопроводов / В.Н. Чувильдеев // Сб. стат. Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов. – Нижний Новгород : Университетская книга, 2006. – С. 18–67.

163. Шарыгин, А.М. Защитные конструкции для дефектосодержащих участков магистральных газопроводов / А.М. Шарыгин. – М.: ООО ИРЦ Газпром, 2001. – 68 с.

164. Шарыгин, А.М. Разработка оболочечных усиливающих конструкций с комплексным эффектом при ремонте дефектосодержащих участков конденсаторов без остановки перекачки / А.М. Шарыгин, В.М. Шарыгин и др. // Техн. обслуж. и ремонт газопроводов: Тез. докл. российских специалистов на 1-ой междунар. конф., Словакия, 11-14 окт. 2000г. – М.: ИРЦ «Газпром», 2000. – С. 107-109.

165. Шарыгин, В.М., Максютин И.В., Яковлев А.Я., Аленников С.Г. Усиливающий эффект композиционных муфт, применяемых для ремонта газопроводов // НТС. Транспорт и подземное хранение газа.- М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002.- № 4.- С.10-18.

166. Шарыгин, Ю.М., Шарыгин А.М., Романцов С.В. Повышение прочности дефектных труб, усиленных композитными муфтами с болтовым соединением // НТС. Транспорт и подземное хранение газа. - М.: ООО «ИРЦ Газпром».- 2002.- № 3.- С.29-35.

167. Экспертно-диагностическое обследование и продление срока службы технологических трубопроводов компрессорной станции. – Международный Научный Институт "Educatio" XI (18), 2015.

168. Юруш, А.С., Савинов А.А. Применение термоусаживающейся ленты «Терма» для изоляции и ремонта газопроводов // Новые технические средства для ремонта – основа повышения эксплуатационной надежности МГ, Екатеринбург, май 2001 г.: М-лы Науч.-техн. совета ОАО «Газпром».Т.1. – М.:ООО «ИРЦ Газпром», 2001. – С. 149–151.

169. Яковлев, А.Я. Обеспечение эксплуатационной надежности газопроводов Севергазпрома / Яковлев А.Я., Колотовский А.Н., Шарыгин В.М. // Газовая промышленность. – 1997. – №9. – С. 17-18.
170. Якубовская, С.В. Математическая модель напряженно-деформированного состояния восстановленного участка магистрального трубопровода по муфтовой технологии / С.В. Якубовская, А.Н. Платонов, В.С. Гольцев // Изв. вузов. Нефть и газ. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет. – 2002. – №4. – С. 60–65.
171. Якубовская, С.В. Влияние несовершенств формы полумуфт на напряженное состояние восстанавливаемого участка нефтепровода / С.В. Якубовская, А.Н. Платонов, Е.В. Дорофеев // Изв. вузов. Нефть и газ. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет. – 2003. – № 2. – С. 79–82.
172. Ямалеев, К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации нефтепроводов / К.М. Ямалеев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 64 с.
173. Corder I., Dz. P. Hopkins. The repair of pipeline defects using epoxy-filled sleeve repair, AGA 7th Symposium on line pipe research, Houston, September 1993.
174. Kleiner J. F., Hisoy D. T. Pressure calculation for corroded pipe developed. / Oil and Gas J. 1992, - 90, № 42 с. 84-89.
175. Kneller E. Ferromagnetismus. / E. Kneller. – Berlin.: 1962. – p. 553.
176. Mocquart J. Le controle intratube des pipelines: defauts geometriques // Petroleum et techn. – 1984. – № 310. – Pp. 31-32.
177. Sleeve installations speed pipeline defect repair // Pipeline and Gas J. – 1995. – №12. – Pp.36-38.
178. True W.R. Composite wrap approved for U.S. gas-pipeline repairs // Oil & Gas Journal. – Oct. 9. 1995. – p. 67-71.
179. William A. Bruce, John Kiefner. Pipeline Repair Using Full-Encirclement Repair Sleeves // Oil and Gas Pipelines: Integrity and Safety Handbook. – 2015. – P. 635–656.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1– Значения внутренних диаметров в сечениях трубы 1420×16,8 мм (№ 12991), точка (18) на 12 ч

Номера сечений	Значения внутренних диаметров, мм										среднее значение диаметра в сечении
	ПСШ 1 / 11*	2 / 12	3 / 13	4 / 14	5 / 15	6 / 16	7 / 17	8 / 18	9 / 19	10 / 20	
I	1395,51	1387,91	1381,66	1375,80	1372,70	1371,71	1380,81	1392,16	1381,93	1395,93	1383,61
II	1388,97	1381,23	1377,58	1375,27	1377,73	1381,46	1388,59	1394,32	1396,71	1390,38	1385,22
III	1382,89	1376,37	1375,61	1379,24	1379,07	1386,88	1392,95	1385,54	1392,48	1386,58	1383,76
IV	1378,29	1373,68	1376,98	1382,38	1387,38	1389,92	1394,52	1395,08	1392,58	1381,76	1385,26
V	1376,73	1372,68	1378,84	1384,90	1389,41	1391,48	1394,89	1393,30	1389,91	1378,93	1385,11
VI	1375,35	1372,77	1380,71	1387,61	1391,66	1392,93	1394,95	1393,37	1388,31	1376,78	1385,44
VII	1375,32	1373,27	1382,33	1389,80	1393,25	1393,28	1389,32	1391,97	1386,08	1374,97	1384,96
VIII	1374,97	1374,11	1383,89	1391,08	1393,98	1393,11	1393,31	1390,42	1385,19	1374,13	1385,42
IX	1374,66	1375,02	1384,92	1391,61	1394,03	1392,24	1391,71	1388,84	1384,13	1373,79	1385,09
X	1377,21	1378,03	1386,22	1392,04	1393,26	1391,11	1390,59	1388,50	1385,07	1376,32	1385,84
XI	1380,98	1382,04	1388,21	1391,14	1390,17	1387,23	1387,08	1386,75	1385,32	1380,08	1385,90
XII	1388,22	1387,04	1390,27	1390,30	1385,52	1381,60	1383,01	1386,08	1387,27	1384,66	1386,40
XIII	1384,52	1384,35	1389,47	1389,93	1384,92	1380,67	1383,11	1386,00	1386,43	1381,77	1385,12
среднее значение по образующей	1381,04	1378,35	1382,82	1386,24	1387,16	1387,20	1389,60	1390,18	1387,80	1381,24	1385,16

* Приводится среднее значение по данным справа и слева от псш

Таблица А.2– Значения внутренних диаметров в сечениях трубы 1420×16,8 мм (№ 12991), точка (3) на 12 ч

Номера сечений	Значения внутренних диаметров, мм										Среднее значение диаметра в сечении
	ПСШ 1 / 11*	2 / 12	3 / 13	4 / 14	5 / 15	6 / 16	7 / 17	8 / 18	9 / 19	10 / 20	
I	1394,82	1384,61	1383,45	1372,98	1371,42	1372,33	1383,21	1389,21	1401,83	1397,48	1385,13
II	1388,08	1378,73	1374,30	1372,33	1377,31	1383,15	1390,93	1397,63	1399,73	1392,53	1385,47
III	1380,79	1374,03	1372,28	1376,28	1382,63	1387,50	1395,43	1398,95	1397,78	1387,73	1385,34
IV	1377,38	1371,56	1373,73	1379,58	1386,23	1390,63	1396,93	1398,28	1394,23	1385,08	1385,36
V	1375,90	1370,53	1376,03	1382,48	1388,37	1391,11	1395,98	1396,93	1392,23	1379,97	1384,95
VI	1374,17	1370,77	1378,13	1385,49	1389,68	1393,34	1396,81	1395,83	1390,33	1377,83	1385,24
VII	1373,65	1371,40	1380,18	1387,73	1393,38	1388,88	1396,01	1394,23	1388,15	1355,80	1382,94
VIII	1374,23	1372,11	1381,44	1393,90	1393,02	1393,67	1395,01	1392,88	1387,11	1375,10	1385,85
IX	1374,02	1372,86	1382,08	1389,18	1393,91	1392,70	1393,72	1391,93	1386,58	1374,66	1385,16
X	1376,46	1375,64	1381,98	1389,19	1391,93	1391,73	1392,97	1391,85	1387,88	1377,39	1385,70
XI	1379,41	1379,38	1380,63	1388,11	1388,83	1388,13	1388,78	1390,22	1388,23	1375,78	1384,75
XII	1386,90	1384,23	1386,59	1386,21	1384,24	1382,48	1385,78	1389,81	1390,31	1385,93	1386,25
XIII	1386,62	1384,22	1386,70	1385,35	1380,38	1377,81	1383,02	1388,63	1390,91	1386,03	1384,97
среднее значение по образующей	1380,18	1376,16	1379,81	1383,75	1386,26	1387,19	1391,89	1393,57	1391,95	1380,87	1385,16

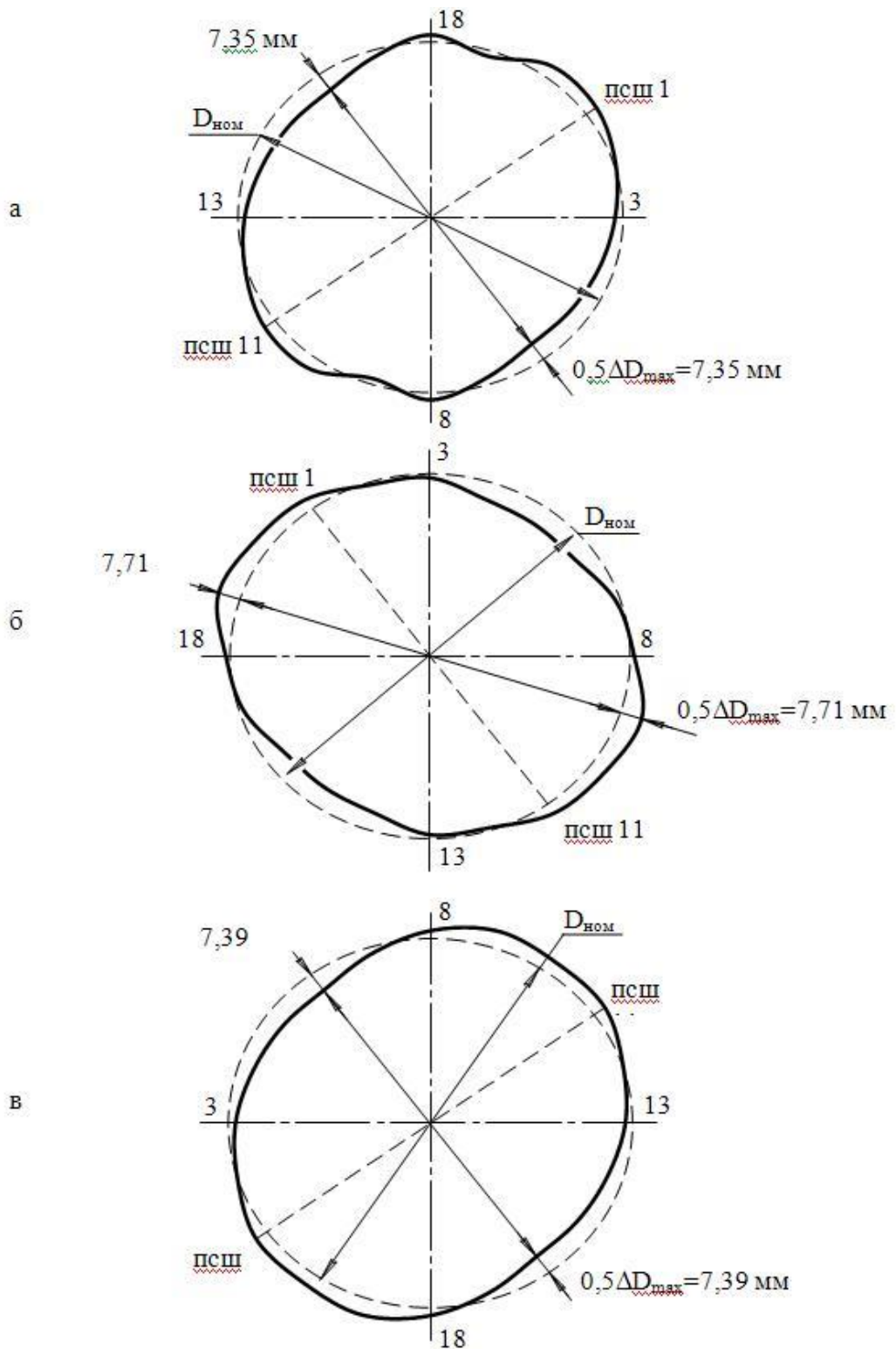
* Приводится среднее значение по данным справа и слева от ПСШ

Таблица А.3– Значения внутренних диаметров в сечениях трубы 1420×16,8 мм (№ 12991), точка (8) на 12 ч

Номера сечений	Значения внутренних диаметров, мм										среднее значение диаметра в сечении
	ПСШ 1 / 11*	2 / 12	3 / 13	4 / 14	5 / 15	6 / 16	7 / 17	8 / 18	9 / 19	10 / 20	
I	1395,60	1386,76	1381,47	1375,63	1372,57	1371,63	1380,99	1392,27	1399,21	1395,96	1385,21
II	1388,96	1381,31	1377,45	1375,15	1378,63	1381,43	1388,61	1394,48	1396,65	1390,52	1385,32
III	1382,30	1376,43	1374,70	1379,29	1384,11	1386,94	1393,03	1395,34	1394,89	1386,48	1385,35
IV	1378,28	1373,58	1377,13	1382,34	1387,38	1390,03	1389,54	1390,30	1392,39	1381,63	1384,26
V	1376,76	1372,61	1379,13	1384,94	1389,46	1391,37	1394,93	1395,48	1389,80	1378,83	1385,33
VI	1375,38	1372,77	1380,63	1387,73	1391,69	1392,92	1394,99	1393,37	1388,36	1376,77	1385,46
VII	1374,82	1373,26	1382,63	1389,91	1393,35	1393,28	1394,28	1391,88	1386,03	1374,41	1385,38
VIII	1374,30	1374,18	1383,96	1391,09	1393,98	1393,12	1393,22	1390,47	1384,93	1374,27	1385,35
IX	1374,80	1375,13	1384,88	1391,63	1394,02	1392,13	1390,73	1393,68	1384,28	1373,80	1385,51
X	1377,18	1378,01	1386,15	1392,01	1393,13	1391,01	1390,53	1387,93	1385,29	1376,46	1385,77
XI	1380,91	1381,95	1388,01	1391,01	1390,05	1387,16	1387,13	1387,03	1385,58	1380,20	1385,90
XII	1388,17	1386,91	1389,93	1390,01	1385,29	1381,49	1383,03	1386,31	1387,57	1384,94	1386,37
XIII	1387,96	1387,02	1390,13	1388,05	1381,37	1376,77	1380,30	1385,16	1387,88	1384,99	1384,96
среднее значение по образующей	1381,18	1378,46	1382,78	1386,06	1387,31	1386,87	1389,33	1391,05	1389,45	1381,48	1385,40

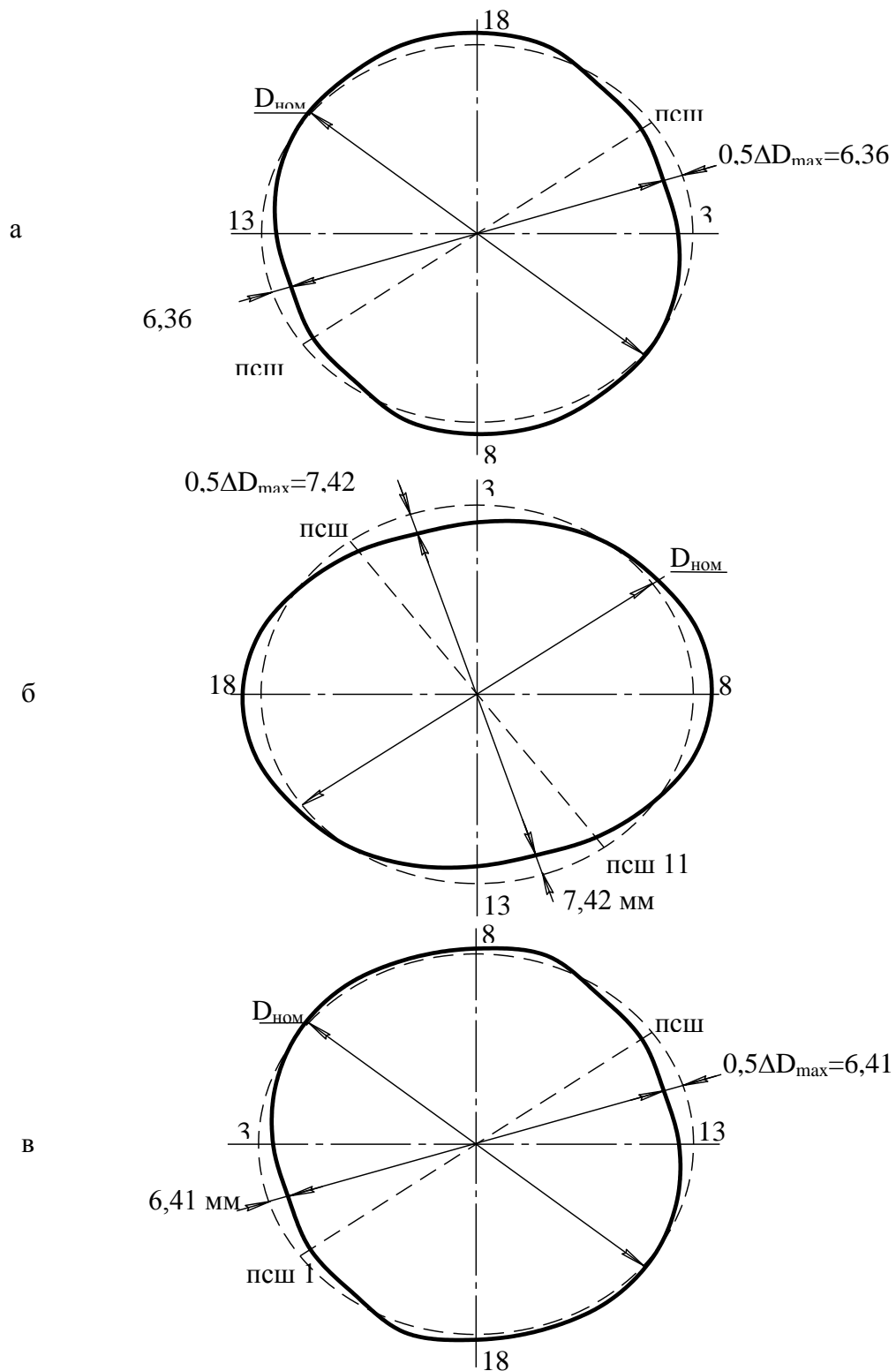
* Приводится среднее значение по данным справа и слева от ПСШ

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



а – контрольные точки № 18 на 12 ч; б – контрольные точки № 3 на 12 ч;
 в – контрольные точки № 8 на 12 ч

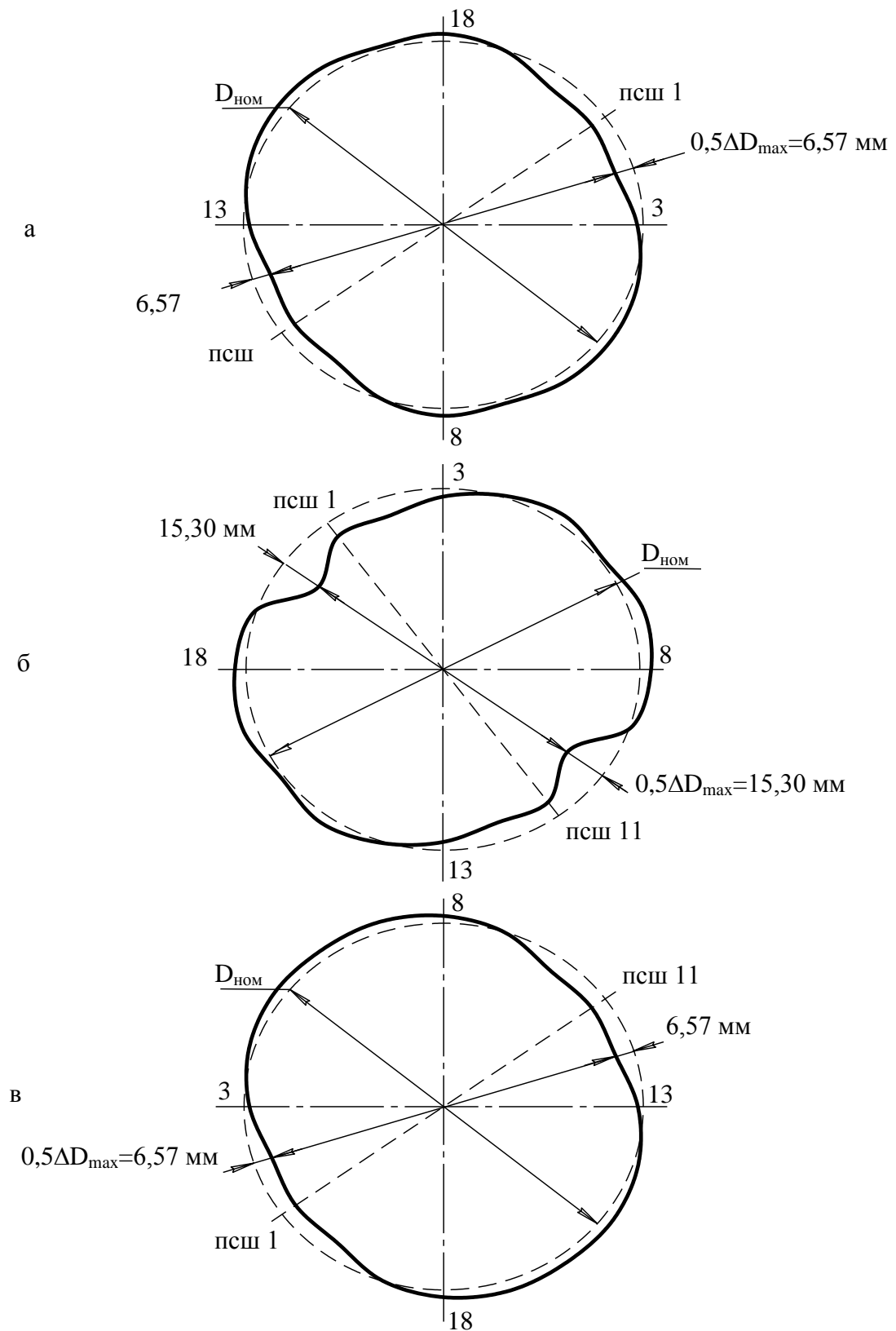
Рисунок Б.1 – Отклонения внутренних диаметров от номинального значения в сечении I для трех положений трубы №12991



а – контрольные точки № 18 на 12 ч; б – контрольные точки № 3 на 12 ч;

в – контрольные точки № 8 на 12 ч

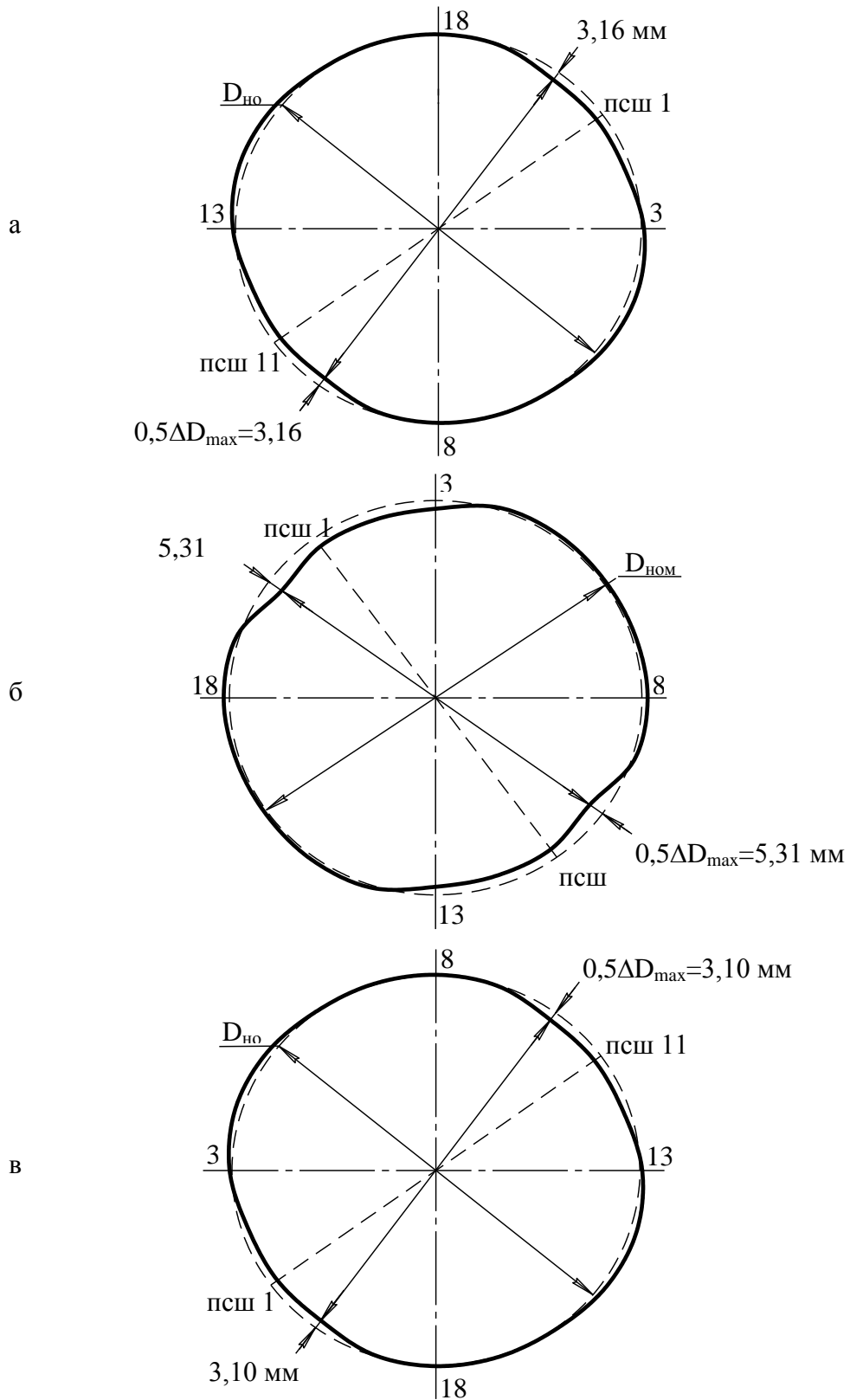
Рисунок Б.2 – Отклонения внутренних диаметров от номинального значения в сечении IV для трех положений трубы №12991



а – контрольные точки № 18 на 12 ч; б – контрольные точки № 3 на 12 ч;

в – контрольные точки № 8 на 12 ч

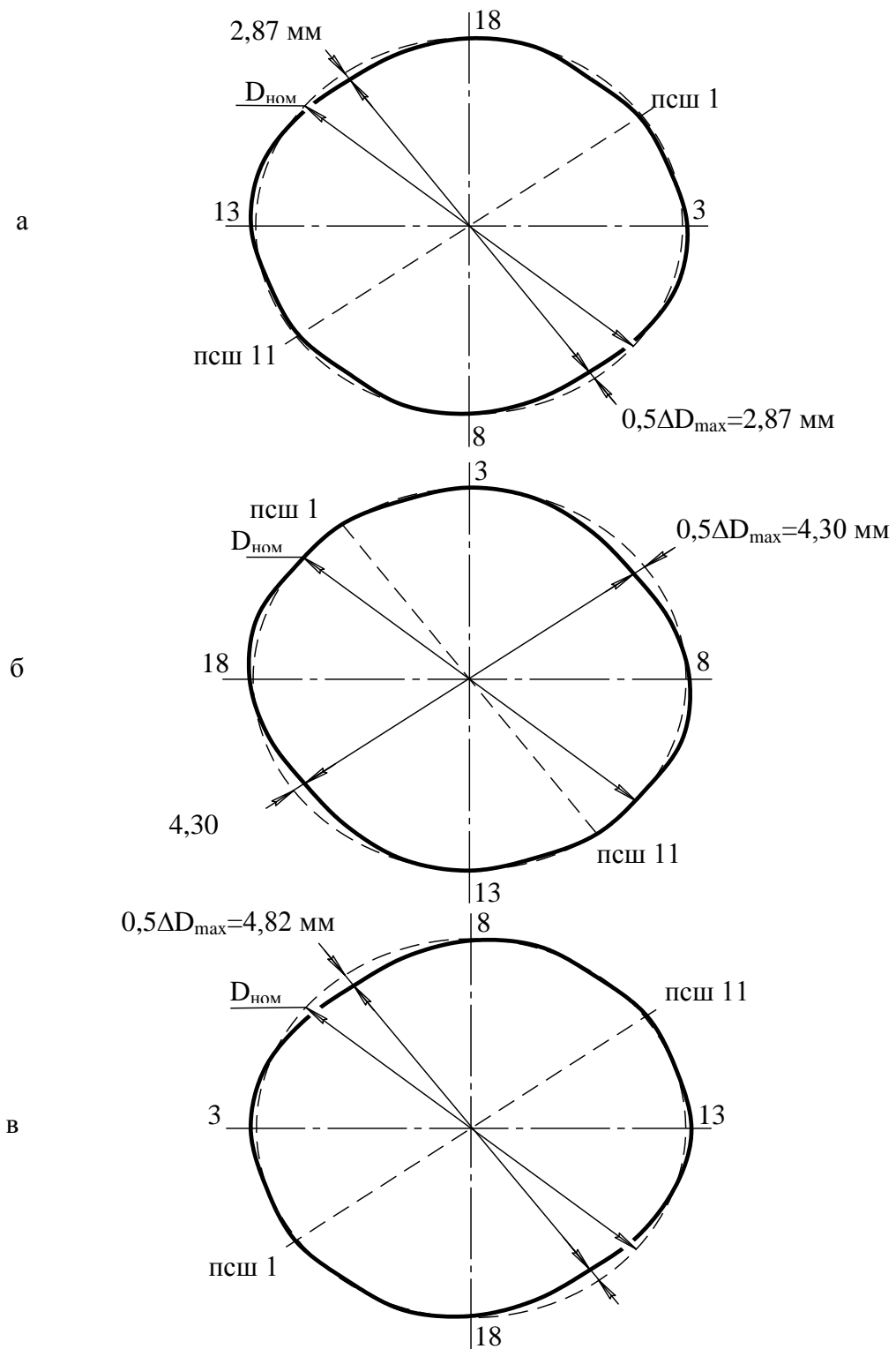
Рисунок Б.3 – Отклонения внутренних диаметров от номинального значения в сечении VII для трех положений трубы №12991



а – контрольные точки № 18 на 12 ч; б – контрольные точки № 3 на 12 ч;

в – контрольные точки № 8 на 12 ч

Рисунок Б.4 – Отклонения внутренних диаметров от номинального значения в сечении XI для трех положений трубы №12991



а – контрольные точки № 18 на 12 ч; б – контрольные точки № 3 на 12 ч;

в – контрольные точки № 8 на 12 ч

Рисунок Б.5 – Отклонения внутренних диаметров от номинального значения в сечении XIII для трех положений трубы №12991

ПРИЛОЖЕНИЕ В

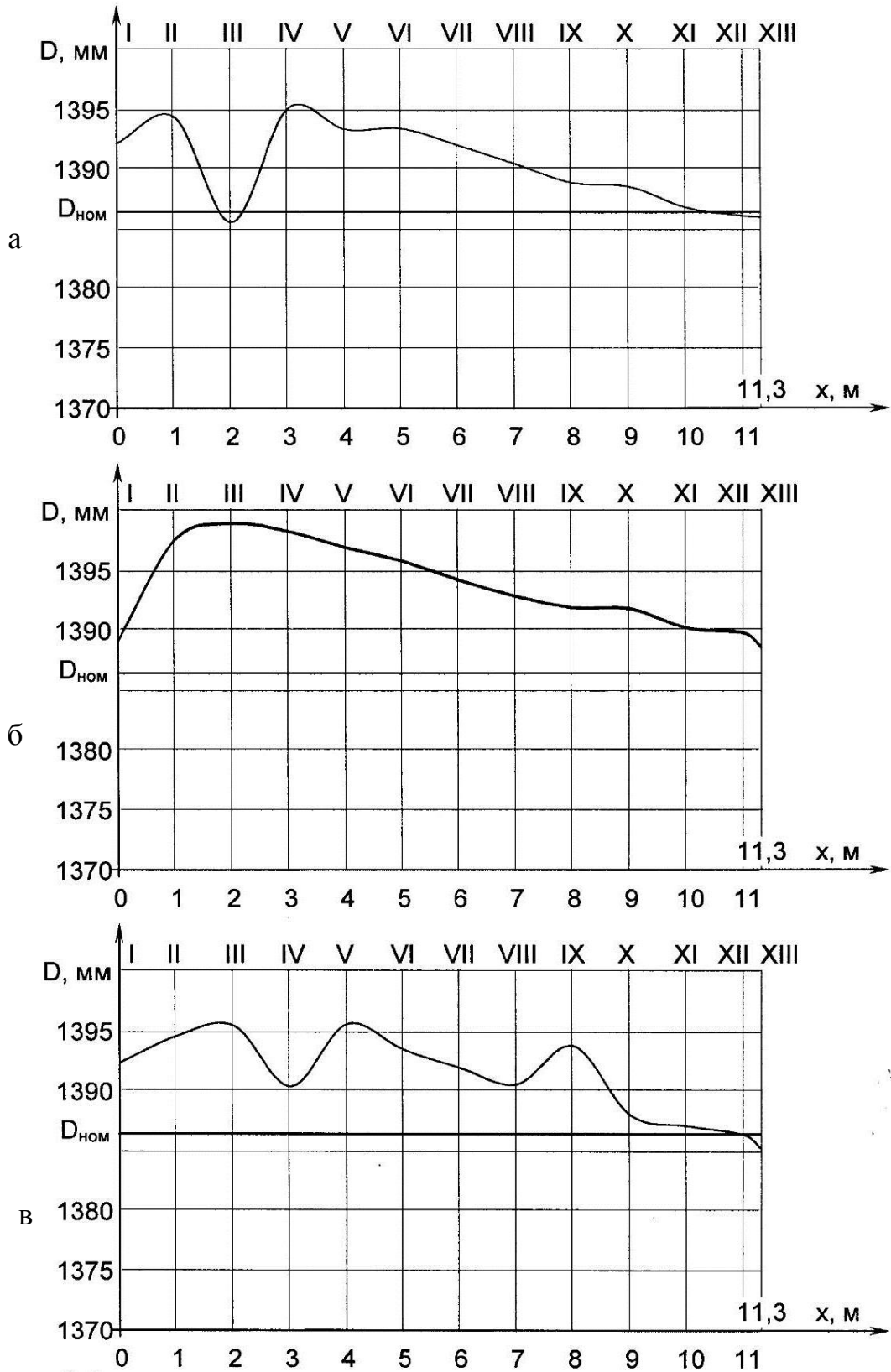


Рисунок В.1 – Изменение внутреннего диаметра 8/18 вдоль образующей трубы в зависимости от его расположения (с точкой 18 вверху (а), с точкой 3 вверху (б), с точкой 8 вверху (в) I-XIII – номера контрольных сечений

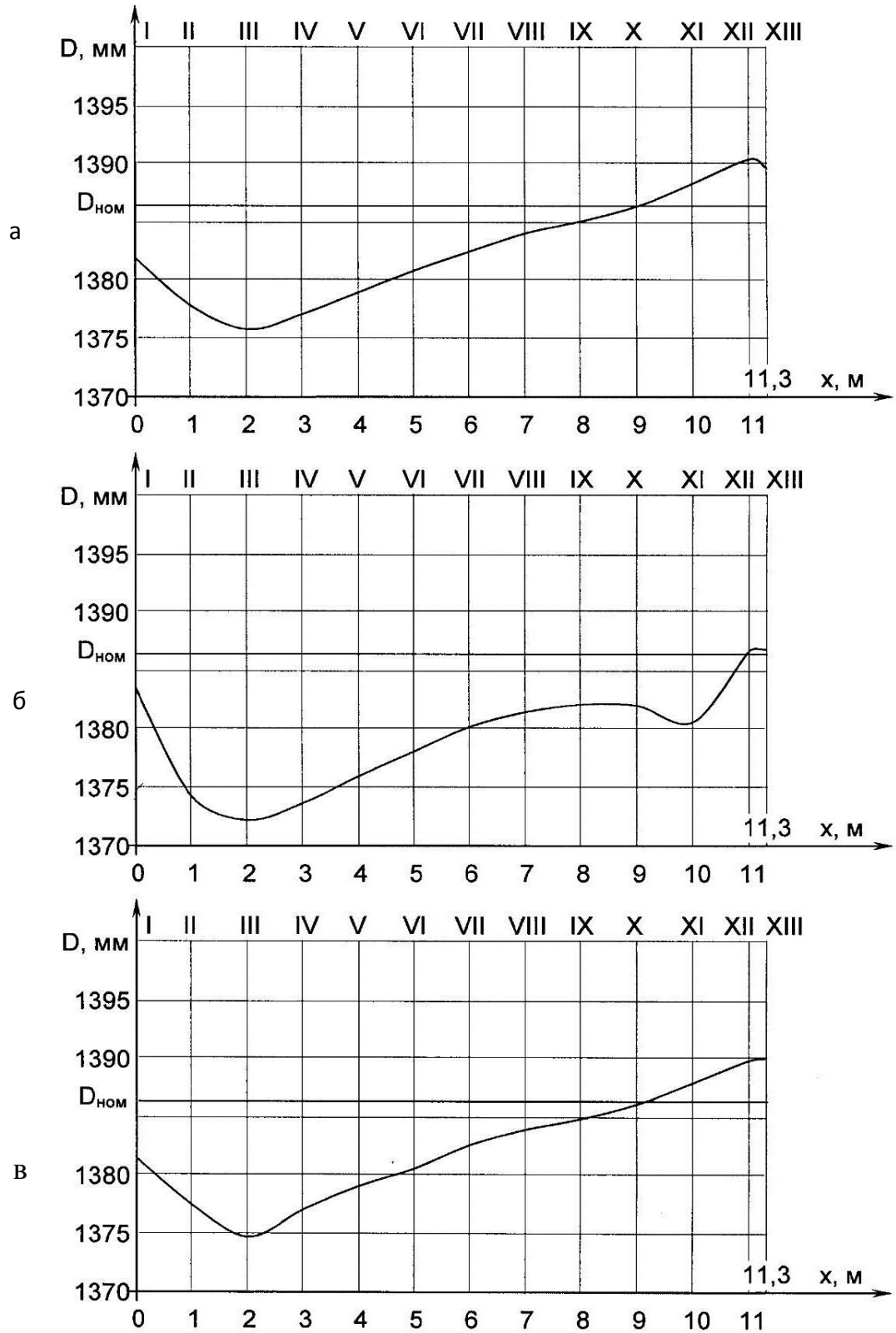


Рисунок В.2– Изменение внутреннего диаметра 3/13 вдоль образующей трубы в зависимости от его расположения (с точкой 18 вверху (а), с точкой 3 вверху (б), с точкой 8 вверху (в) I-XIII – номера контрольных сечений

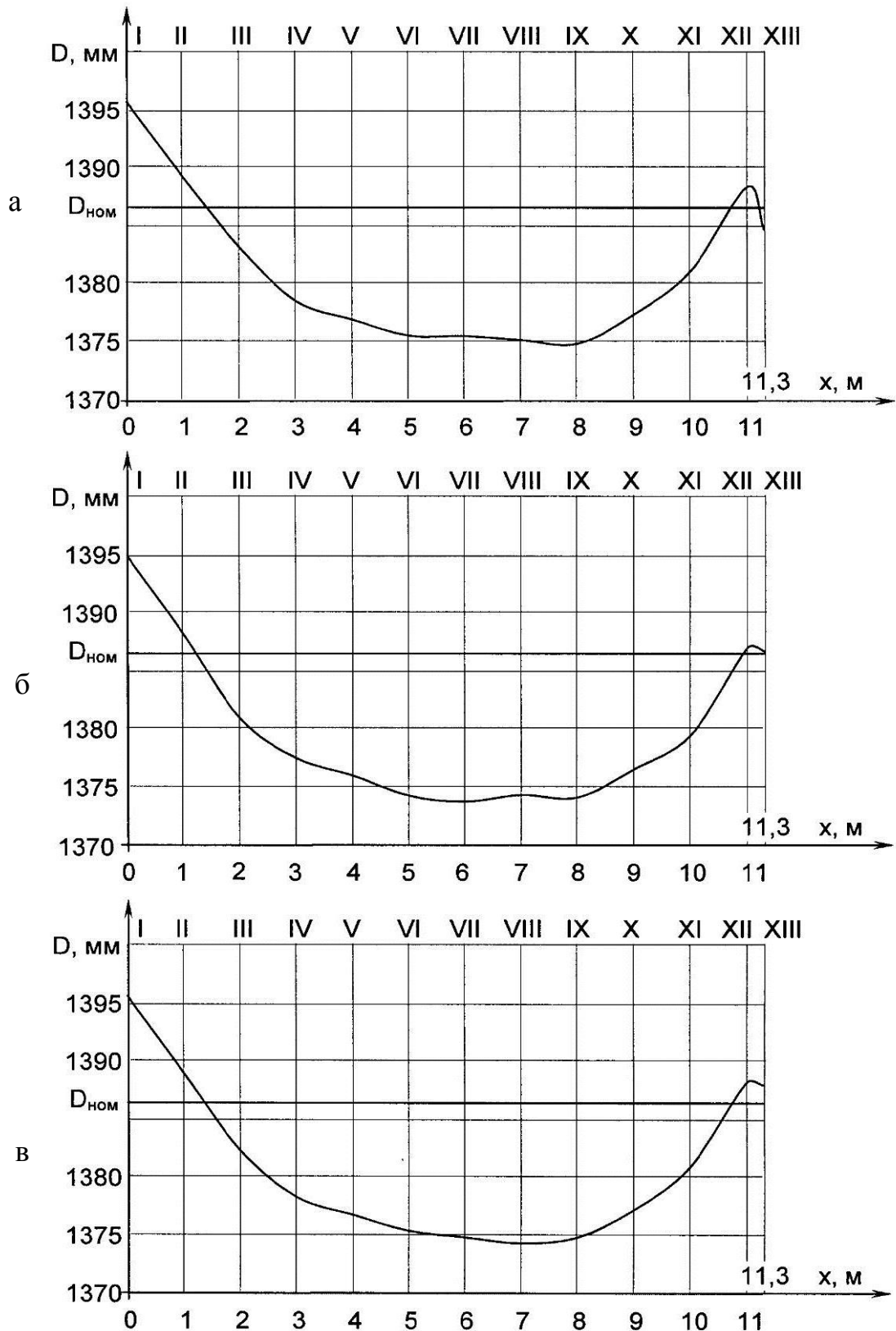


Рисунок В.3 – Изменение внутреннего диаметра между ПСШ в зависимости от его расположения (диаметр 1/11 повернут на 36° (а), диаметр 1/11 повернут на 126° (б), диаметр 1/11 повернут на 216° (в) I-XIII – номера контрольных сечений)

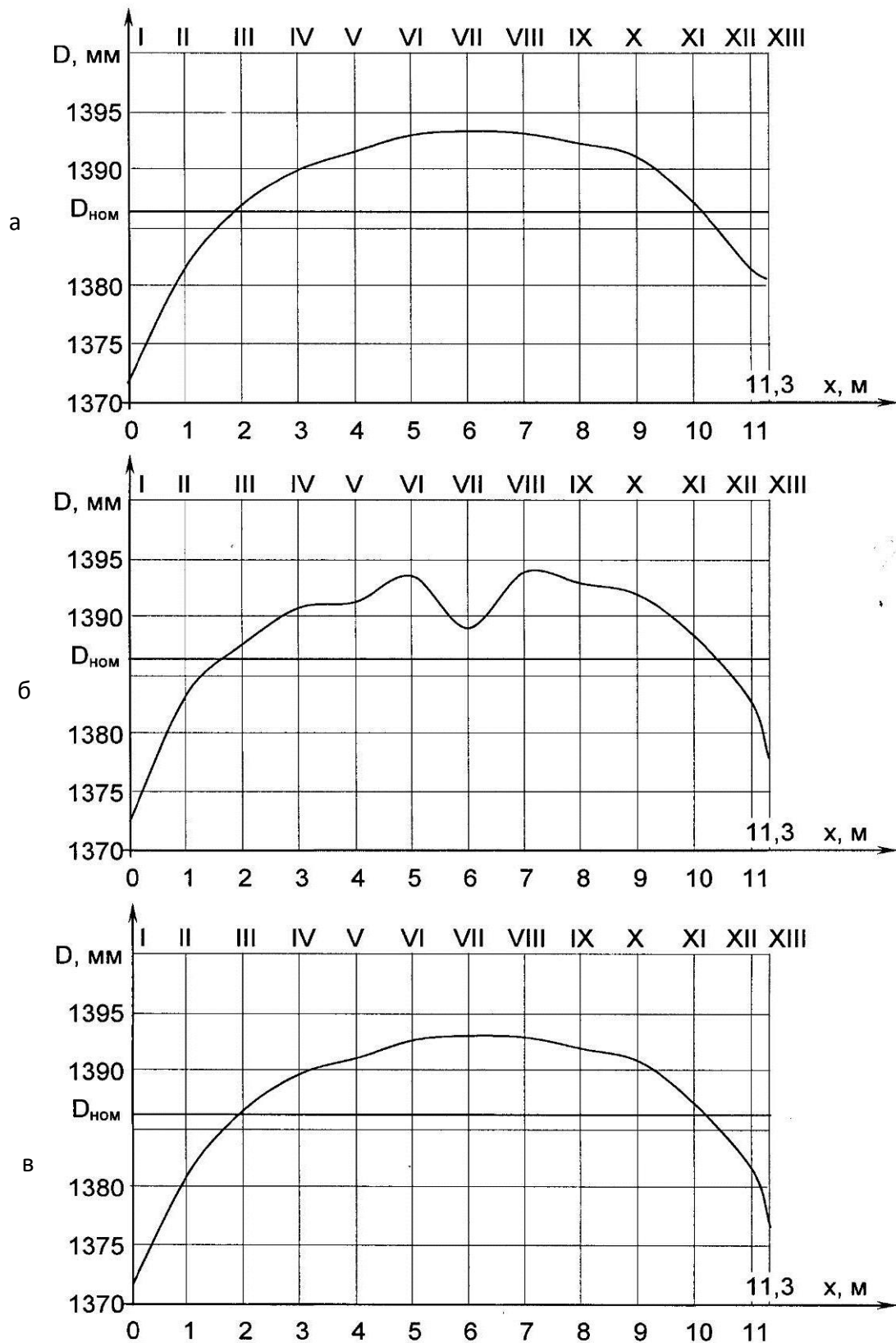


Рисунок В.4 – Изменение внутреннего диаметра 6/16 вдоль образующей трубы в зависимости от его расположения (с точкой 18 сверху (а), с точкой 3 сверху (б), с точкой 8 сверху (в) I-XIII – номера контрольных сечений

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Значения радиусов кривизны внешней поверхности трубы сечением 1420×16,8 мм (№ 12991), точка (8) на 12 ч

Номер контрольной точки в сечении	Значения радиусов кривизны в контрольных точках сечений, мм													Сред. знач.на образующ.
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	
1 ПСШ	615,76	619,70	616,79	650,90	617,62	599,50	611,05	587,63	599,69	628,39	644,73	603,83	647,69	618,71
2	638,67	663,14	587,25	701,22	752,59	742,80	780,92	795,90	823,20	815,11	796,60	801,50	795,90	745,76
3	674,86	701,76	752,59	723,98	690,12	669,93	673,87	674,86	668,46	668,95	670,42	688,56	660,28	686,05
4	745,84	779,58	723,98	712,69	685,98	668,95	665,07	652,76	651,83	646,32	652,29	618,45	611,86	678,12
5	717,16	684,96	685,98	690,12	696,42	698,55	688,04	691,16	682,91	696,42	707,73	716,04	717,16	697,90
6	669,93	746,45	746,45	726,85	744,01	732,09	741,60	750,12	735,63	737,41	815,84	782,26	761,38	745,39
7	711,58	689,08	680,88	683,93	683,93	685,98	690,12	690,12	684,96	691,68	703,92	713,80	733,86	695,68
8	717,16	732,09	723,98	717,16	753,84	765,21	770,37	776,27	782,26	774,95	782,26	803,62	810,76	762,30
9	651,83	677,86	679,87	774,29	685,98	665,07	677,86	672,88	674,86	669,93	699,61	680,88	667,49	682,96
10	749,51	729,76	711,03	750,12	712,69	726,28	692,21	700,15	660,75	655,09	626,89	628,61	610,24	688,72
11 ПСШ	595,23	600,28	618,87	623,49	592,17	596,00	596,39	585,02	602,24	609,63	599,11	623,07	583,16	601,90
12	649,06	757,59	755,08	750,12	657,44	662,18	762,65	764,57	748,28	742,80	727,43	729,17	710,48	724,37
13	691,68	688,04	681,90	700,68	678,86	693,25	688,04	681,90	679,37	668,95	687,01	698,55	694,83	687,16
14	766,49	756,08	729,76	728,59	735,63	718,29	710,48	716,04	707,18	722,83	713,25	699,08	713,80	724,42
15	695,36	684,96	675,86	677,86	678,86	690,12	669,93	673,87	659,33	672,39	676,36	683,93	689,60	679,11
16	795,90	574,44	752,59	747,67	751,36	742,80	740,40	753,84	744,01	745,23	716,60	751,36	730,34	734,35
17	710,48	698,55	672,88	675,86	677,86	674,86	679,87	675,86	684,96	685,98	698,55	721,69	701,22	689,12
18	756,33	700,68	703,92	718,29	682,91	644,50	665,07	642,69	643,60	664,58	661,23	662,18	658,38	677,26
19	654,62	570,88	755,08	576,59	658,38	682,91	658,38	676,86	658,38	656,49	679,37	688,04	672,88	660,68
20	662,18	722,26	662,18	639,11	810,04	829,20	867,07	915,93	912,26	899,63	1125,92	963,48	944,46	842,59
Сред. знач. в сеч.	693,48	688,91	695,85	698,48	697,34	694,42	701,47	703,92	700,21	702,64	719,26	712,90	705,79	701,13

Таблица Г.2 – Значения радиусов кривизны внешней поверхности трубы сечением 1420×16,8 мм (№ 12991), точка (3) на 12 ч

Номер контрольной точки в сечении	Значения радиусов кривизны в контрольных точках сечений, мм													Сред. знач. на образующ.
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	
1 ПСШ	603,43	620,96	626,04	644,05	611,46	600,28	605,02	576,59	607,42	624,34	647,69	605,02	653,22	617,35
2	643,60	660,28	678,86	712,69	750,12	745,23	672,88	802,91	826,19	818,77	807,17	807,17	805,03	748,53
3	674,86	701,76	758,85	726,28	690,12	673,87	678,86	676,86	672,88	674,86	670,91	687,01	659,33	688,19
4	753,84	780,92	747,67	714,92	684,96	667,98	664,10	654,62	657,44	648,14	652,76	621,80	611,86	681,61
5	717,16	684,96	687,01	687,01	684,96	697,48	687,01	691,16	685,98	696,42	707,18	717,16	718,29	697,06
6	791,76	744,01	744,01	725,13	741,60	728,59	739,20	745,84	739,20	736,81	744,62	780,92	759,48	747,78
7	705,00	684,96	676,86	689,08	678,86	681,90	684,96	689,08	682,91	690,64	699,61	709,93	729,17	692,54
8	711,58	726,28	725,13	713,80	747,67	753,84	762,65	770,37	780,92	772,33	776,27	805,75	800,79	757,49
9	646,32	669,93	678,86	665,07	674,86	661,23	672,88	669,93	670,91	667,00	693,25	675,86	662,18	669,87
10	732,09	727,43	702,84	742,80	705,00	725,13	669,93	703,92	658,38	650,44	615,14	625,19	608,62	682,07
11 ПСШ	576,23	576,23	614,73	596,77	590,27	587,63	579,49	570,88	592,74	588,38	592,55	615,55	582,06	589,50
12	760,11	758,85	758,85	753,84	660,28	771,67	758,85	761,38	746,45	742,80	728,59	733,27	712,69	742,12
13	693,25	682,91	691,16	709,38	682,91	695,36	690,12	683,93	685,98	675,86	694,31	702,84	699,61	691,36
14	767,78	757,59	735,63	640,00	738,00	717,16	712,69	718,29	713,80	725,13	717,16	696,42	713,80	719,50
15	692,21	685,98	678,86	676,86	680,88	677,86	670,91	674,86	660,28	670,91	677,86	684,96	692,73	678,86
16	786,30	758,85	753,84	742,80	748,89	740,40	736,81	753,84	741,60	746,45	713,80	742,80	730,92	745,95
17	708,28	691,16	667,98	668,95	673,87	674,86	678,86	671,89	673,87	682,91	693,25	716,04	693,25	684,25
18	746,45	696,42	694,31	709,38	681,90	665,07	659,33	641,35	639,11	655,56	651,83	656,49	651,83	673,00
19	755,08	646,32	766,49	652,76	658,38	668,95	653,69	671,89	645,41	654,62	679,87	692,21	666,03	677,82
20	663,14	713,80	765,21	762,65	890,83	835,27	867,07	912,26	908,61	903,20	899,63	932,84	946,43	846,23
Сред. знач. в сеч.	706,42	698,48	707,66	696,71	698,79	698,49	692,27	702,09	699,50	701,28	703,17	710,46	704,87	701,55

Таблица Г.3 – Значения радиусов кривизны внешней поверхности трубы сечением 1420×16,8 мм (№ 12991), точка (18) на 12 ч

Номер контрольной точки в сечении	Значения радиусов кривизны в контрольных точках сечений, мм													Сред. знач. на образующ.
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	
1 ПСШ	615,96	630,34	640,90	654,62	694,31	632,07	573,72	581,69	577,68	581,69	631,20	586,13	626,89	617,48
2	647,23	585,39	667,98	703,92	744,01	746,45	784,27	802,20	826,94	812,93	805,75	800,09	801,50	748,36
3	680,88	700,68	744,01	721,69	685,98	664,10	676,86	671,89	667,98	666,03	671,40	682,91	661,71	684,32
4	740,40	776,93	718,29	709,38	688,04	680,88	666,03	651,83	651,83	646,32	649,06	615,14	608,62	677,13
5	710,48	681,90	682,91	684,96	695,36	691,16	688,04	691,16	695,36	690,12	707,18	709,38	710,48	695,27
6	778,25	741,60	741,60	693,25	746,45	741,60	748,89	752,59	733,27	732,68	744,01	775,61	753,84	744,90
7	706,09	685,98	681,90	725,13	683,93	687,01	688,56	693,25	686,50	691,68	705,55	711,58	730,92	698,31
8	716,04	729,76	732,09	723,98	752,59	756,33	767,78	778,25	784,95	769,07	786,30	802,91	808,60	762,20
9	651,83	674,86	680,88	670,91	681,90	664,10	674,86	674,37	672,88	670,91	699,61	682,40	673,87	674,88
10	751,36	735,63	706,09	751,36	706,09	722,83	691,16	697,48	657,44	758,85	624,76	630,34	613,50	695,91
11 ПСШ	587,63	626,89	626,89	621,80	591,79	599,89	559,96	582,61	598,33	601,46	596,19	624,55	584,46	600,19
12	763,93	760,11	752,59	751,36	766,49	767,78	756,33	760,11	740,40	738,00	727,43	732,09	713,25	748,45
13	693,25	687,01	687,01	705,00	676,86	694,31	686,50	676,86	677,86	668,46	688,04	699,61	695,36	687,40
14	762,65	752,59	732,09	733,27	734,45	717,16	711,58	717,16	710,48	722,83	711,58	696,42	707,18	723,80
15	689,08	683,93	676,86	679,87	681,90	681,90	673,87	676,86	660,75	673,87	677,36	680,88	684,96	678,62
16	786,30	761,38	755,08	750,12	755,08	745,23	744,01	751,36	745,84	748,89	716,04	746,45	725,13	748,53
17	705,00	694,31	672,88	674,86	680,88	678,86	684,96	678,86	680,38	687,53	698,55	717,16	693,78	688,31
18	748,89	697,48	694,31	714,92	683,93	647,23	667,98	642,69	643,60	658,38	656,49	661,23	656,49	674,89
19	655,56	648,14	664,10	656,49	655,56	677,86	657,44	675,86	660,28	658,38	682,91	691,68	673,37	665,97
20	667,98	713,80	747,67	765,21	812,93	849,29	870,39	908,61	912,26	903,20	899,63	946,43	952,38	842,29
Сред. знач. в сеч.	702,94	698,44	700,31	704,60	705,93	702,30	698,66	703,29	699,25	704,06	703,95	709,65	703,81	702,86

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

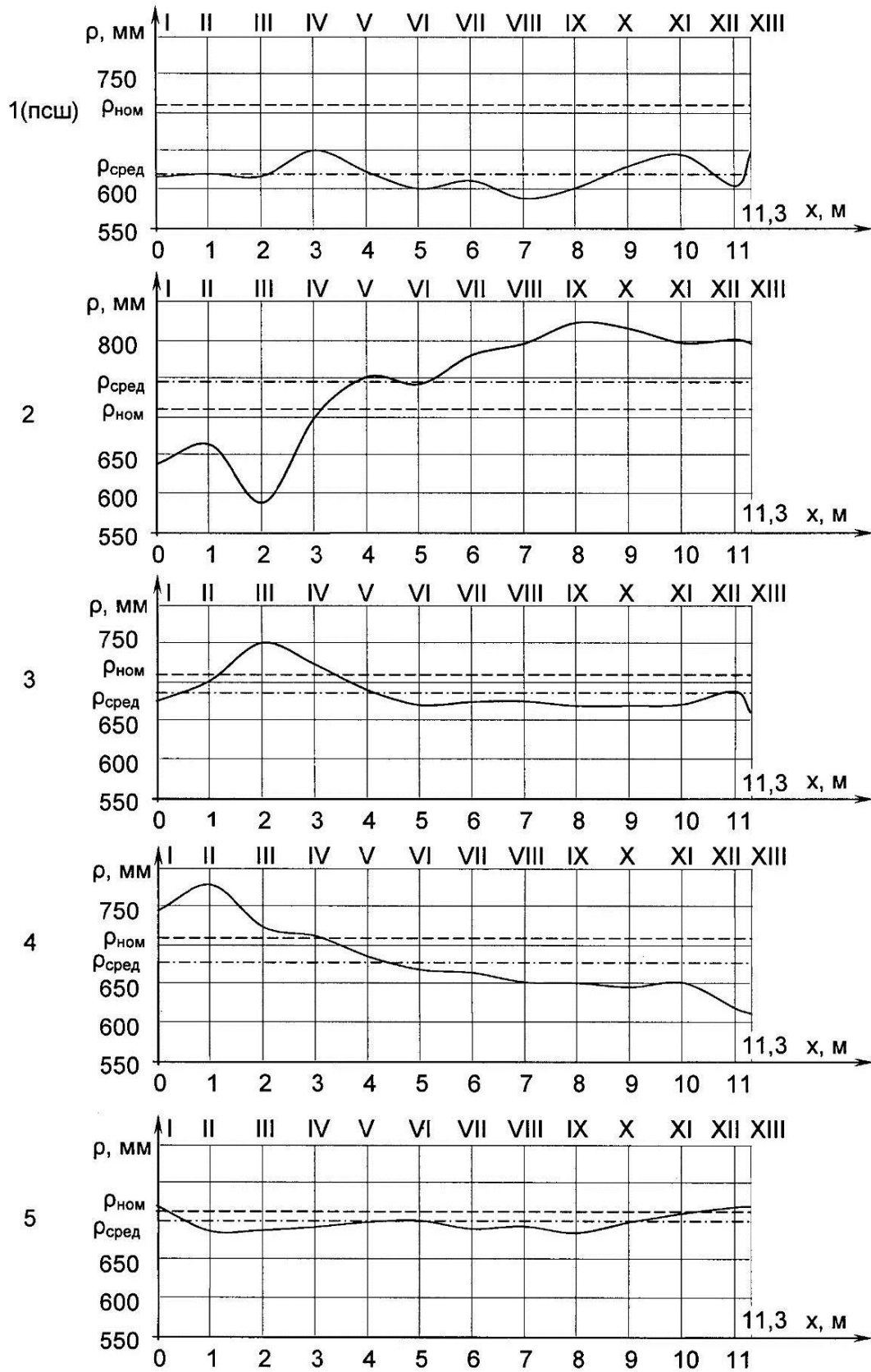


Рисунок Д.1 – Графики радиусов кривизны вдоль образующих трубы, проходящих через контрольные точки 1, 2, 3, 4, 5 при расположении точек 8 на 12 ч

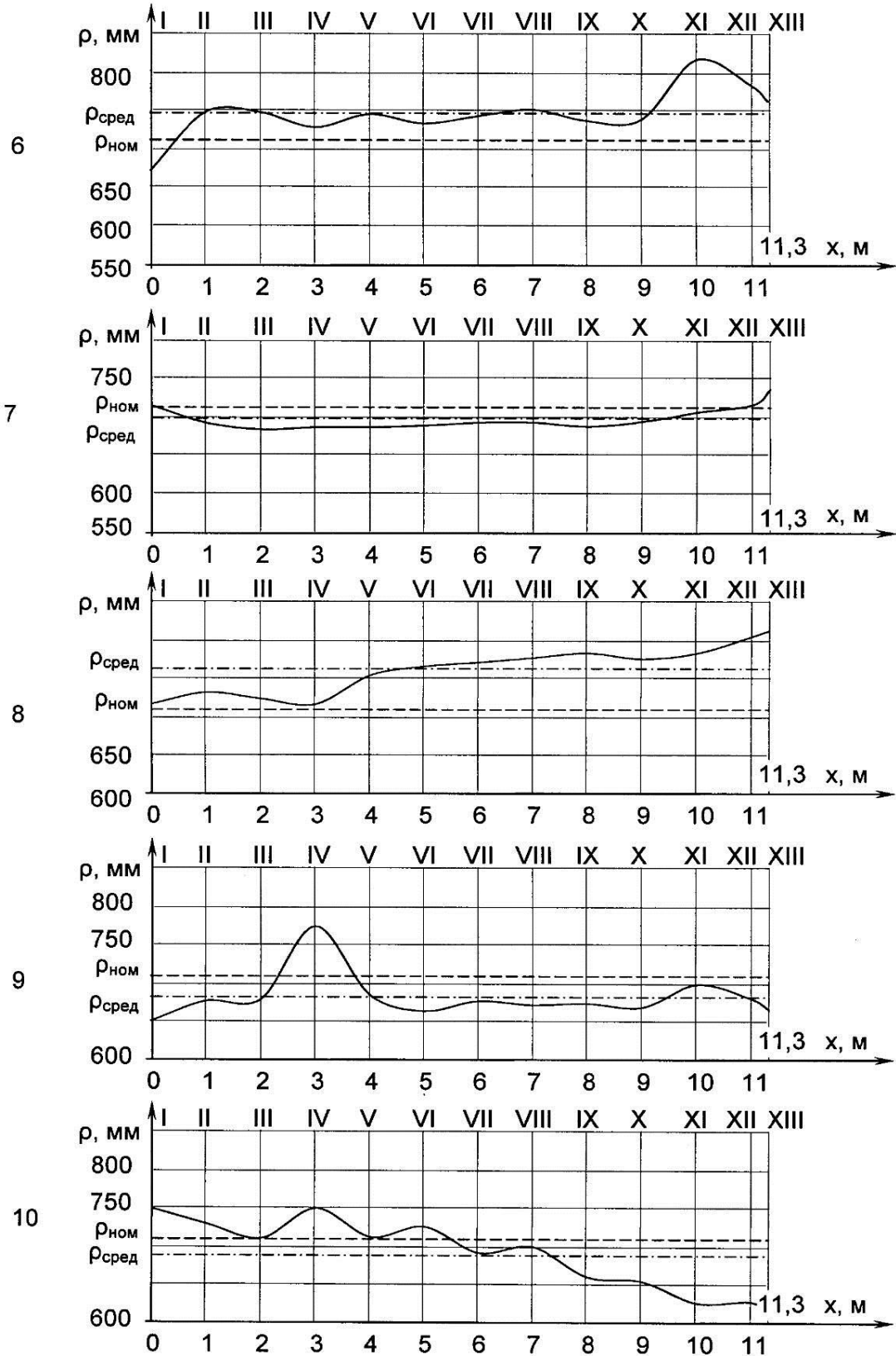


Рисунок Д.2 – Графики радиусов кривизны вдоль образующих трубы, проходящих через контрольные точки 6, 7, 8, 9, 10 при расположении точек 8 на 12 ч

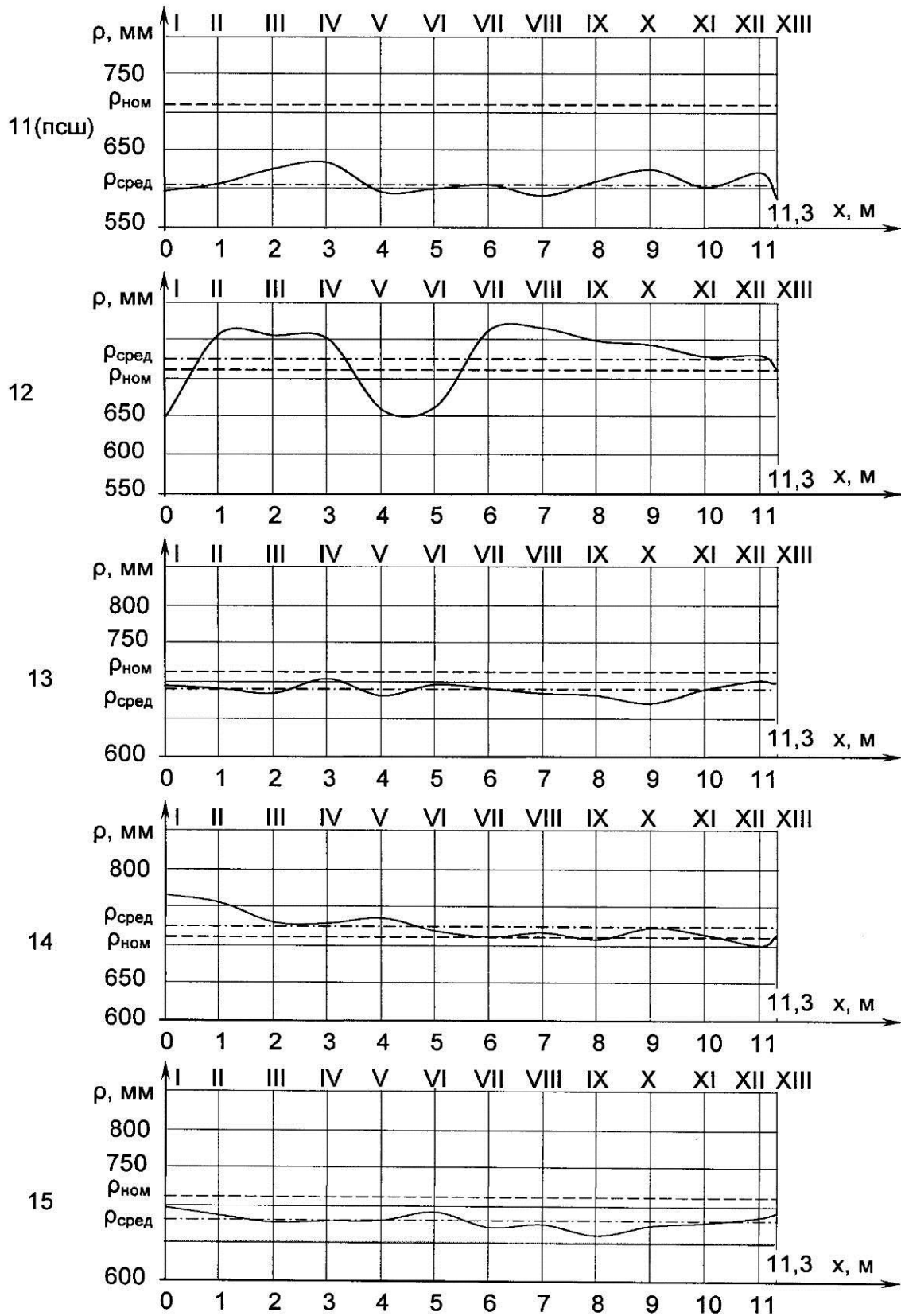


Рисунок Д.3 – Графики радиусов кривизны вдоль образующих трубы, проходящих через контрольные точки 11, 12, 13, 14, 15 при расположении точек 8 на 12 ч

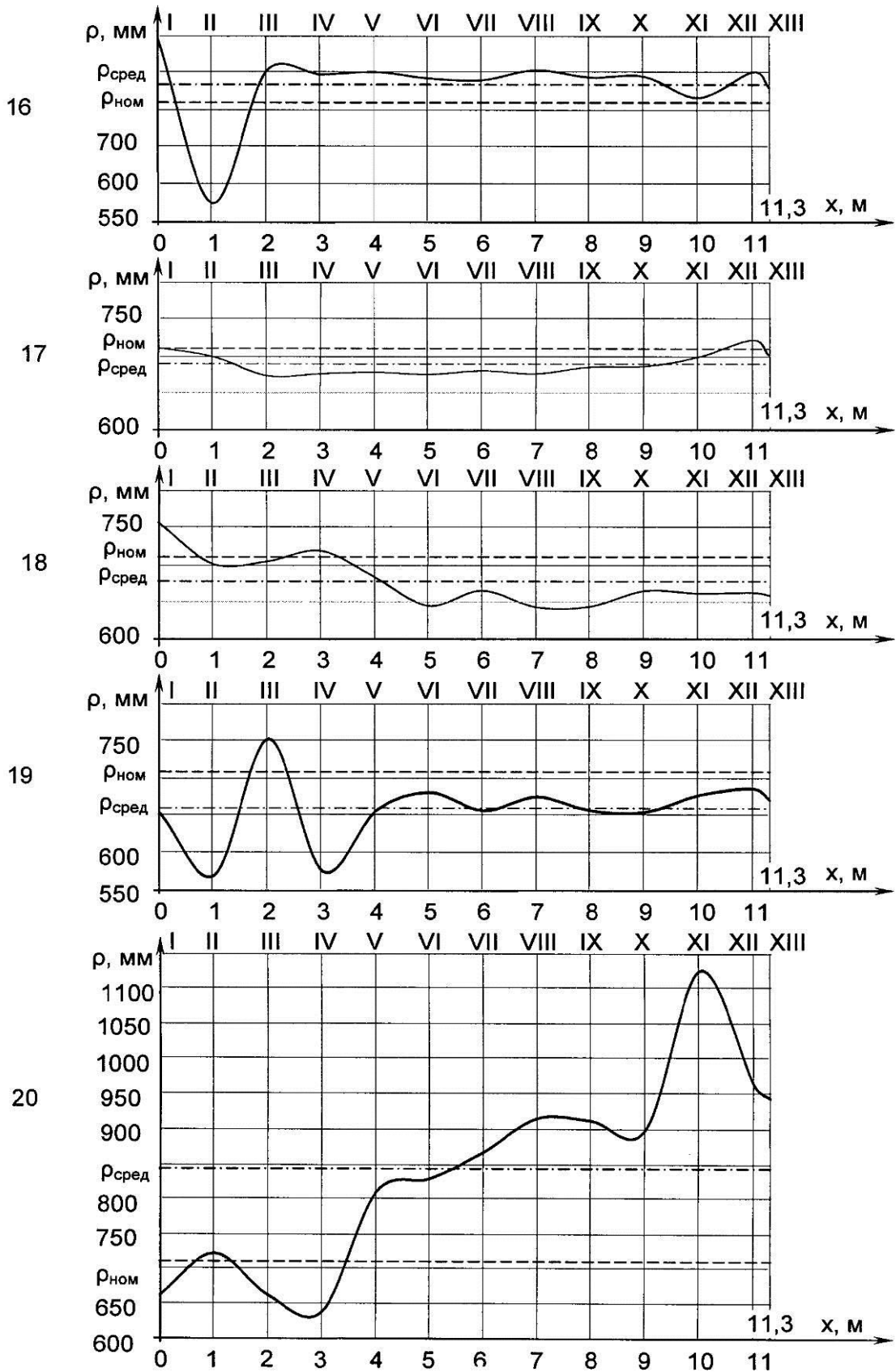


Рисунок Д.4 – Графики радиусов кривизны вдоль образующих трубы, проходящих через контрольные точки 16, 17, 18, 19, 20 при расположении точек 8 на 12

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

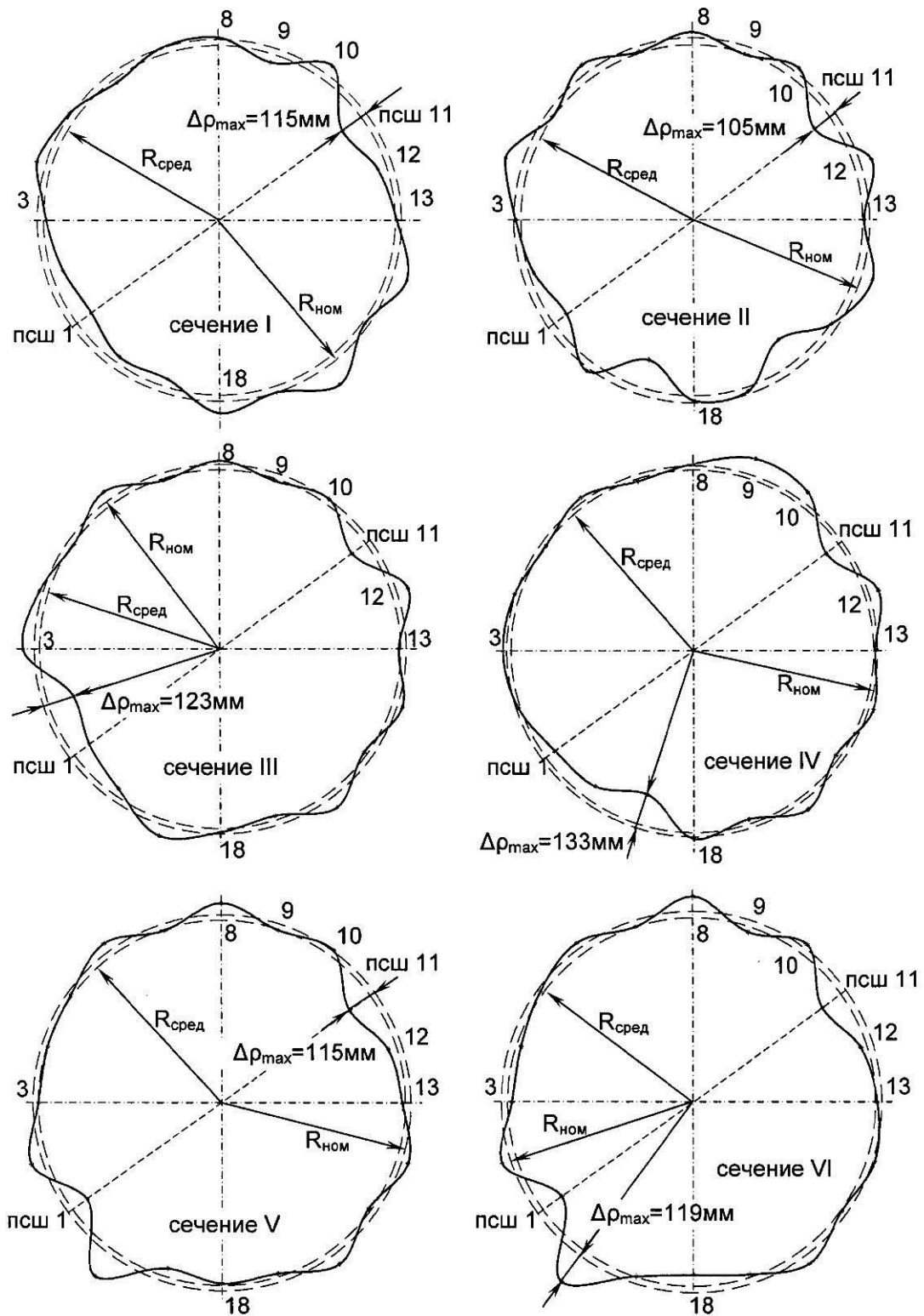


Рисунок Е.1 – Радиусы кривизны внешней поверхности трубы для контрольных сечений I-VI при расположении контрольных точек 8 на 12 ч

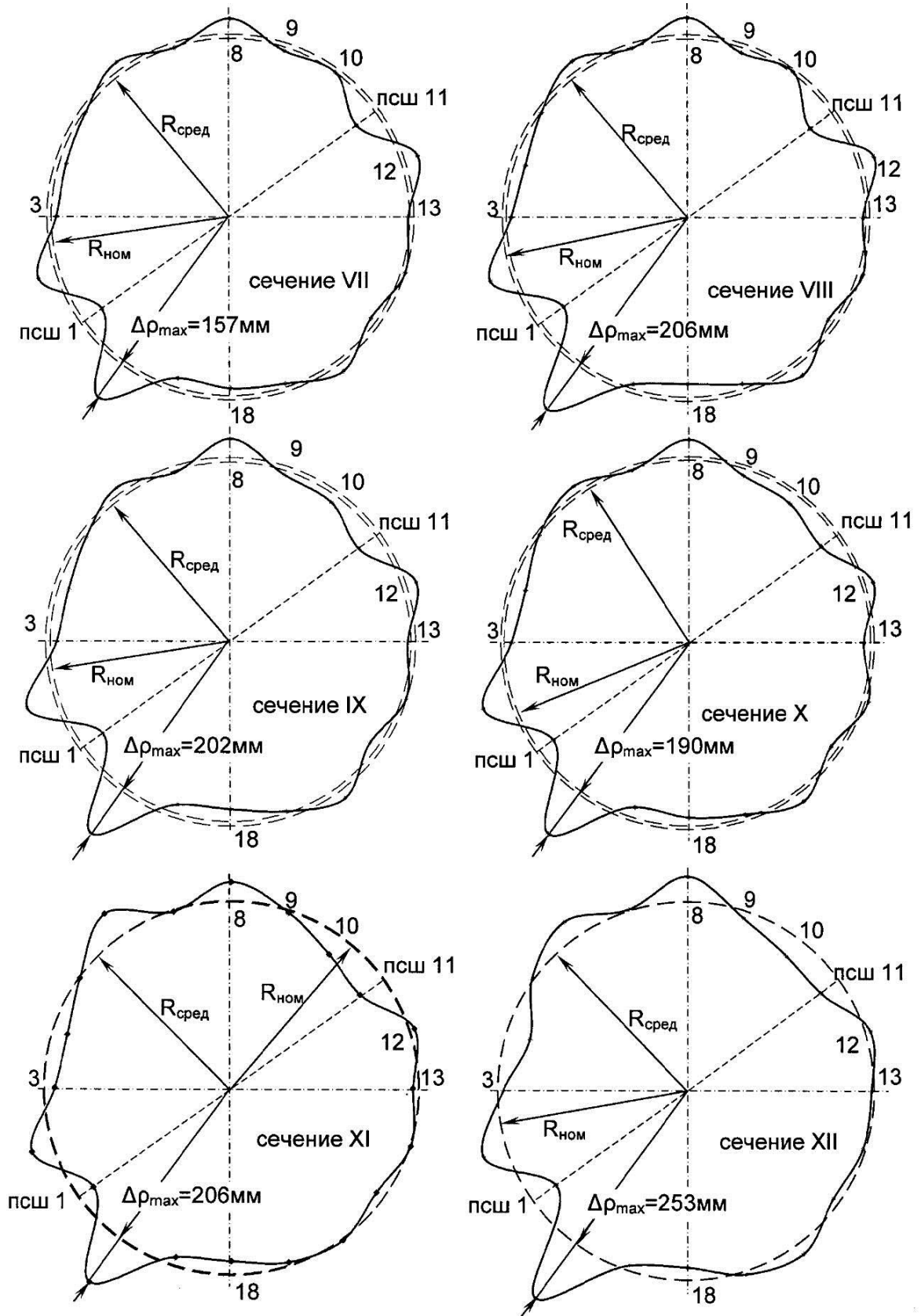


Рисунок Е.2 – Радиусы кривизны внешней поверхности трубы для контрольных сечений VII-XII при расположении контрольных точек 8 на 12 ч

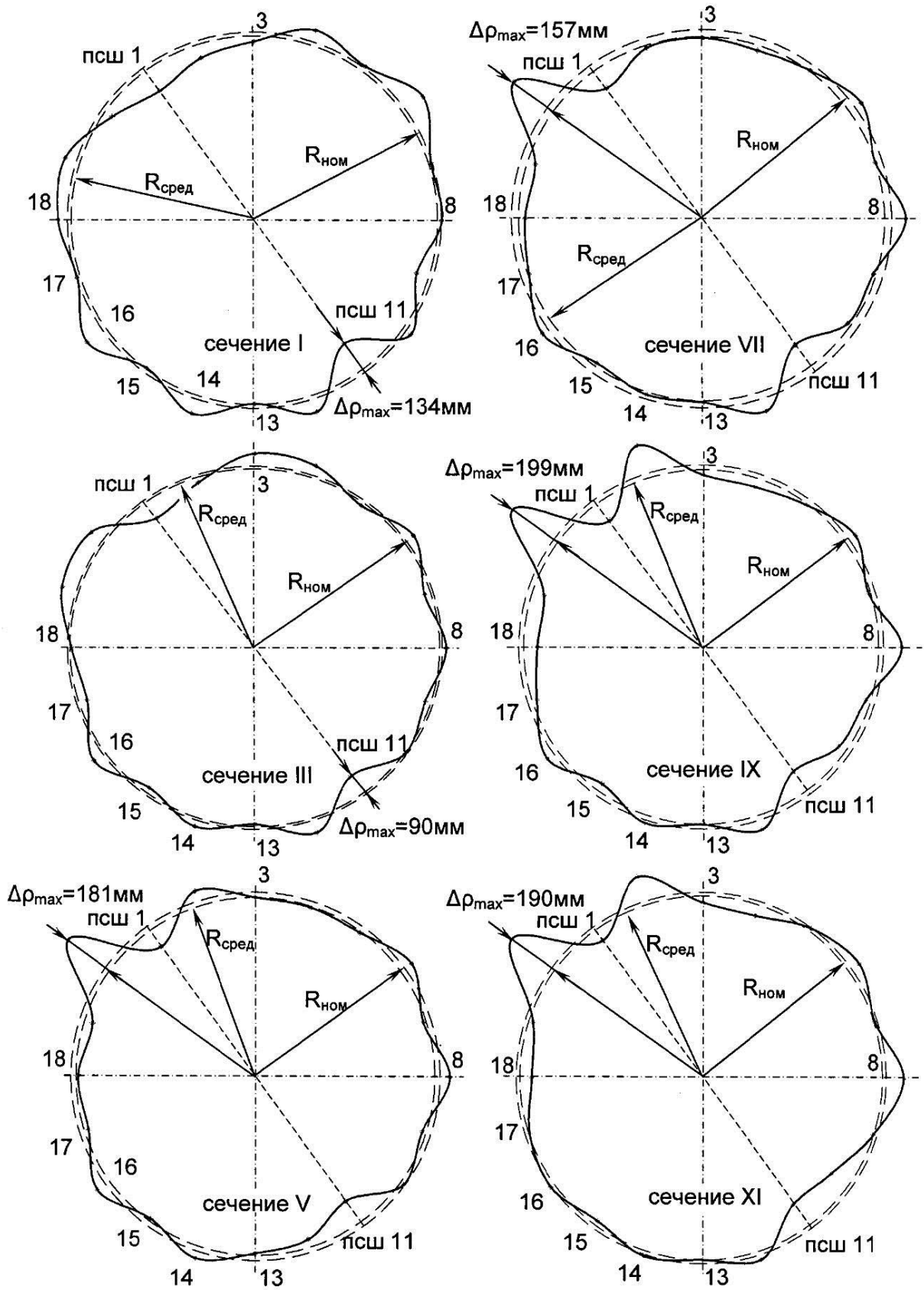


Рисунок Е.3 – Радиусы кривизны внешней поверхности трубы для контрольных сечений I, III, V, VII, IX, XI при расположении контрольных точек 3 на 12 ч

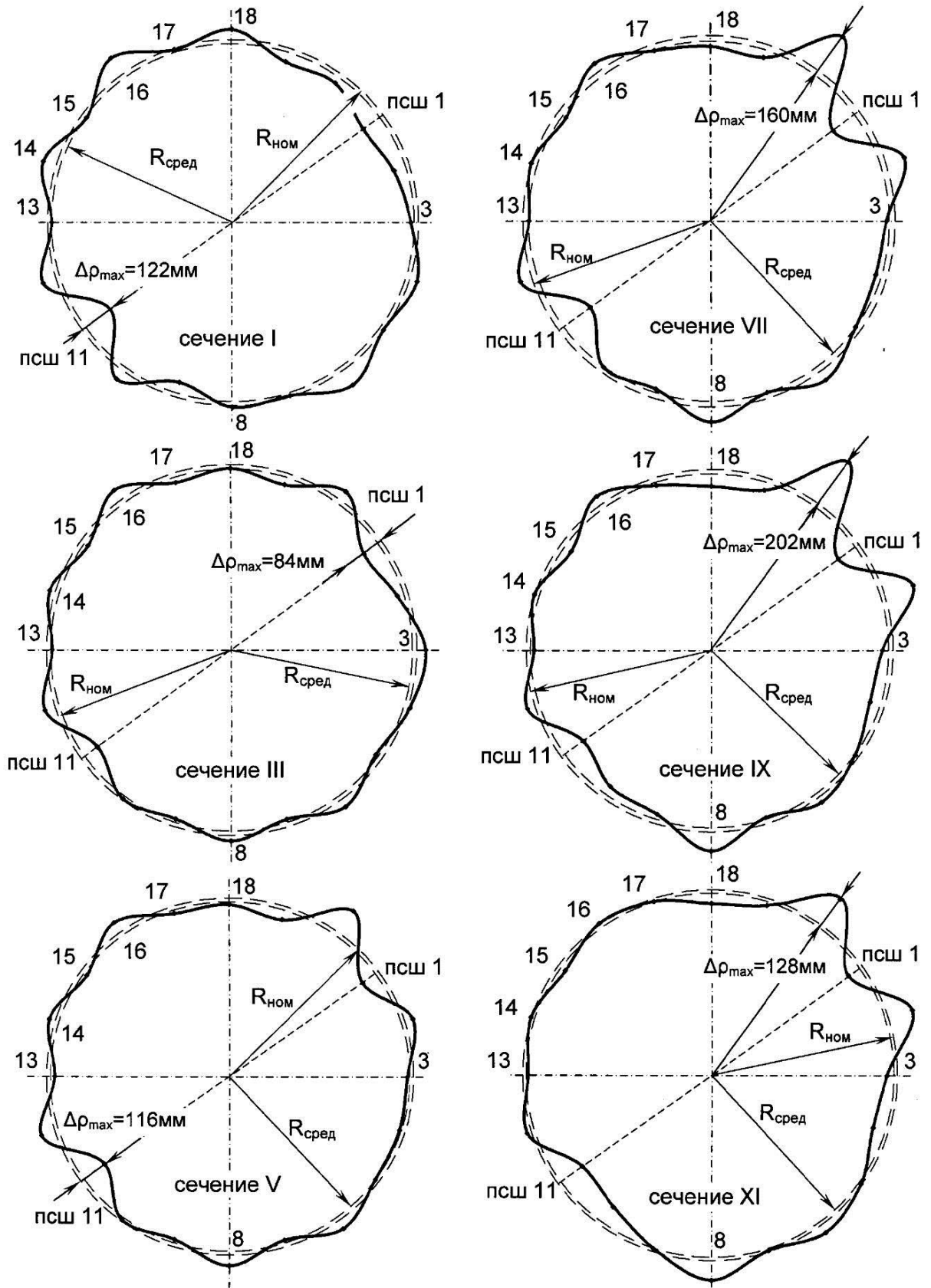


Рисунок Е.4 – Радиусы кривизны внешней поверхности трубы для контрольных сечений I, III, V, VII, IX, XI при расположении контрольных точек 18 на 12 ч

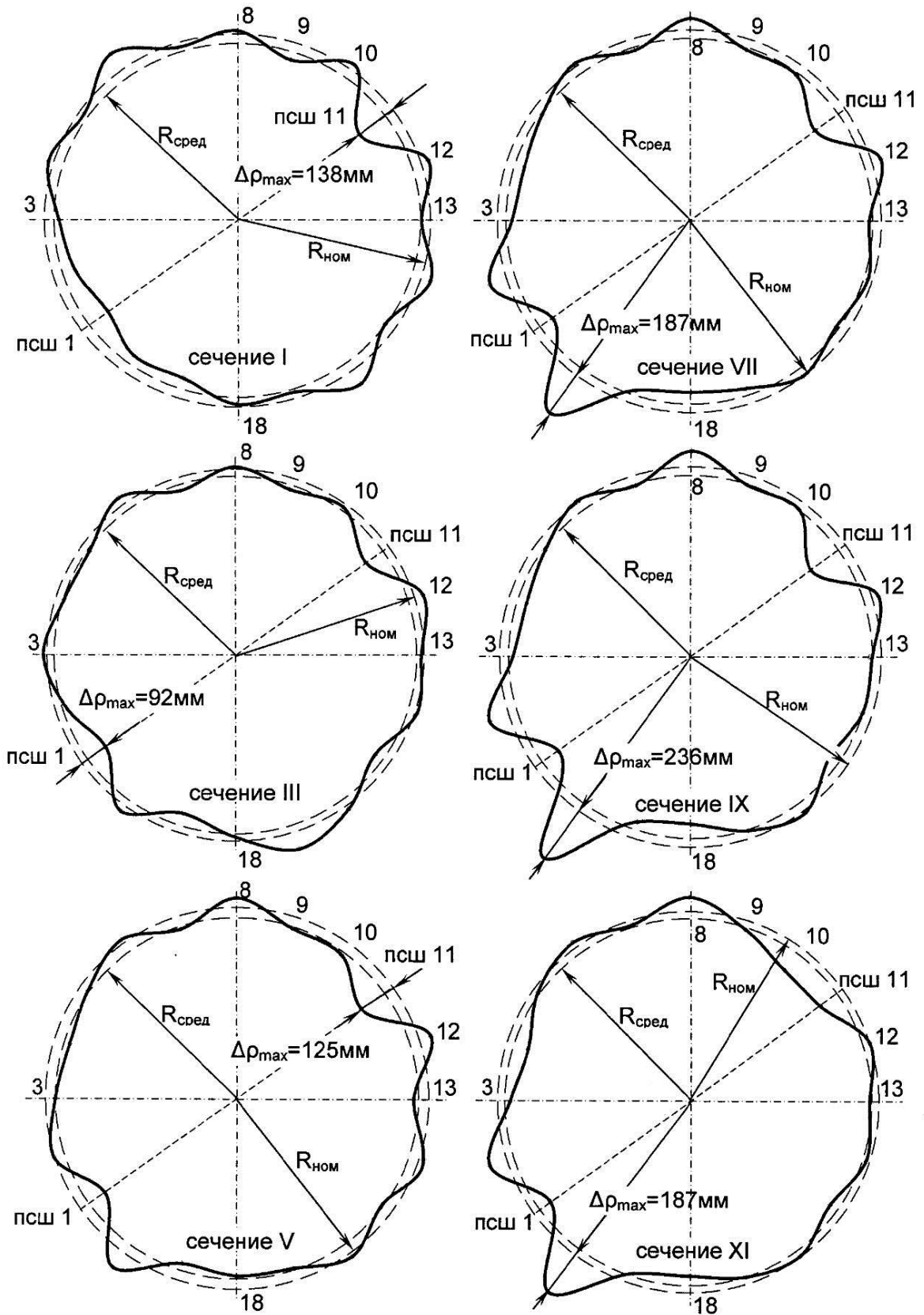


Рисунок Е.5 – Радиусы кривизны внутренней поверхности трубы для контрольных сечений I, III, V, VII, IX, XI при расположении контрольных точек 8 на 12 ч

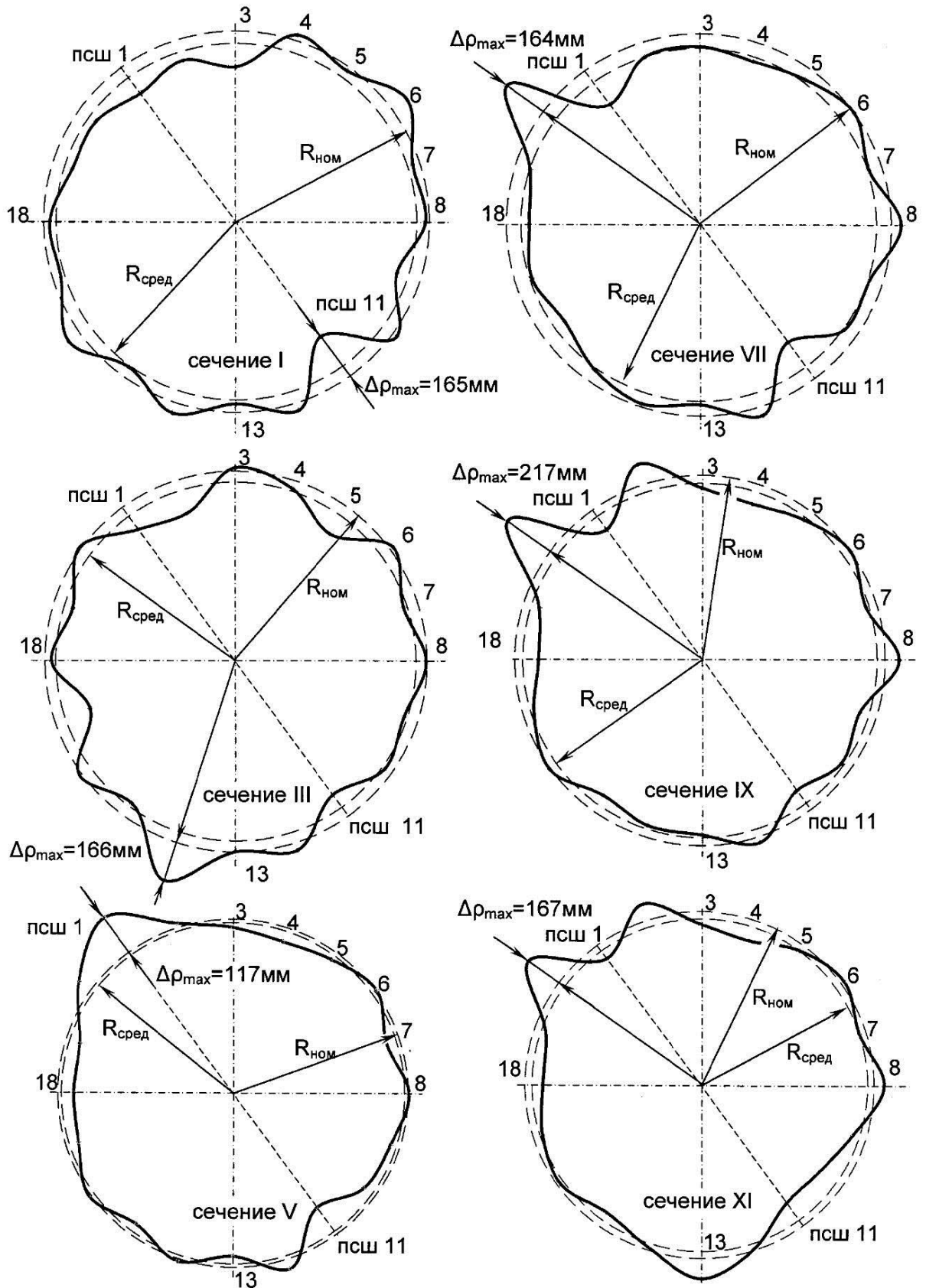


Рисунок Е.6 – Радиусы кривизны внутренней поверхности трубы для контрольных сечений I, III, V, VII, IX, XI, XIII при расположении контрольных точек 3 на 12 ч

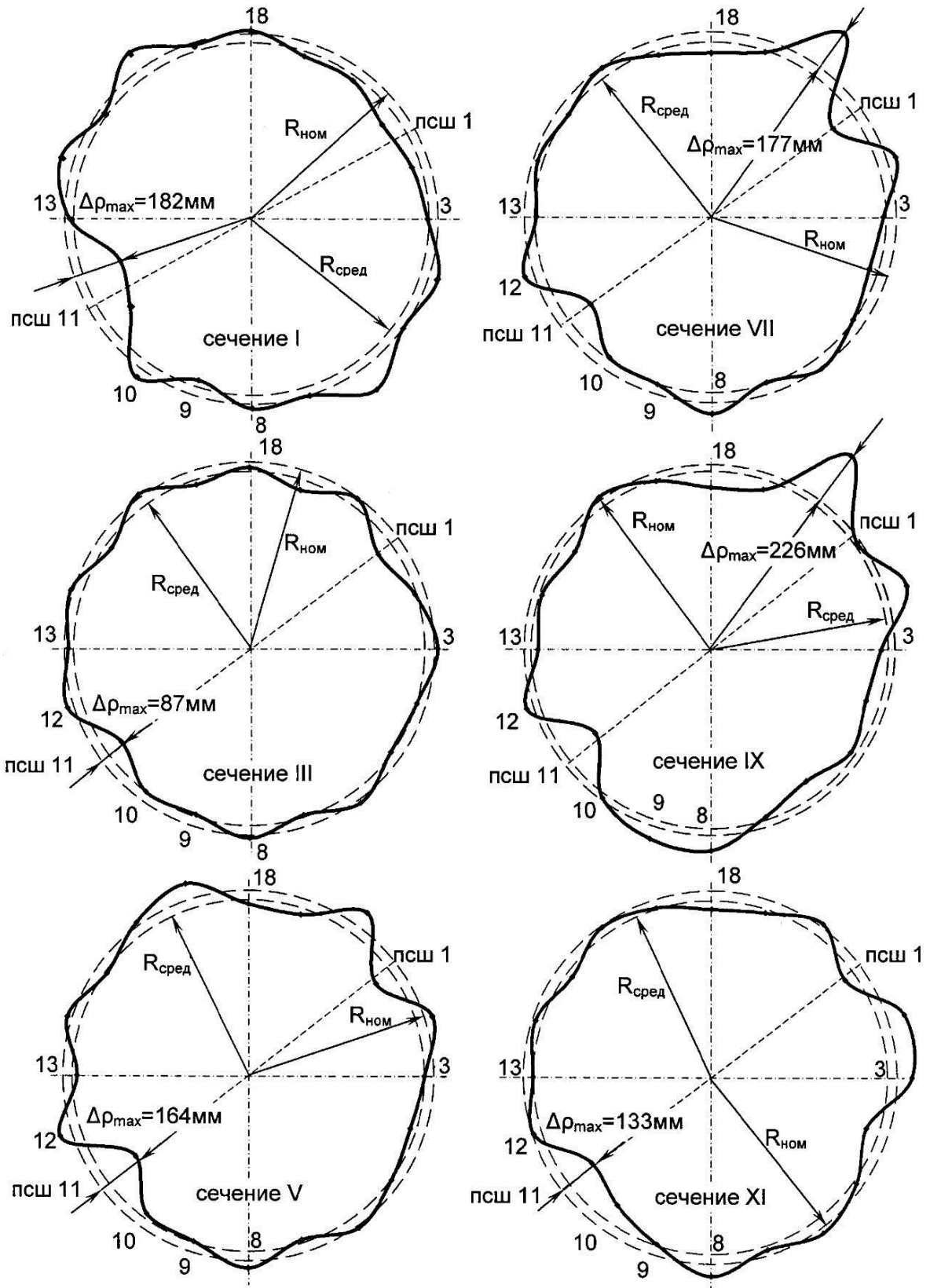


Рисунок Е.7 – Радиусы кривизны внутренней поверхности трубы для контрольных сечений I, III, V, VII, IX, XI при расположении контрольных точек 18 на 12 ч

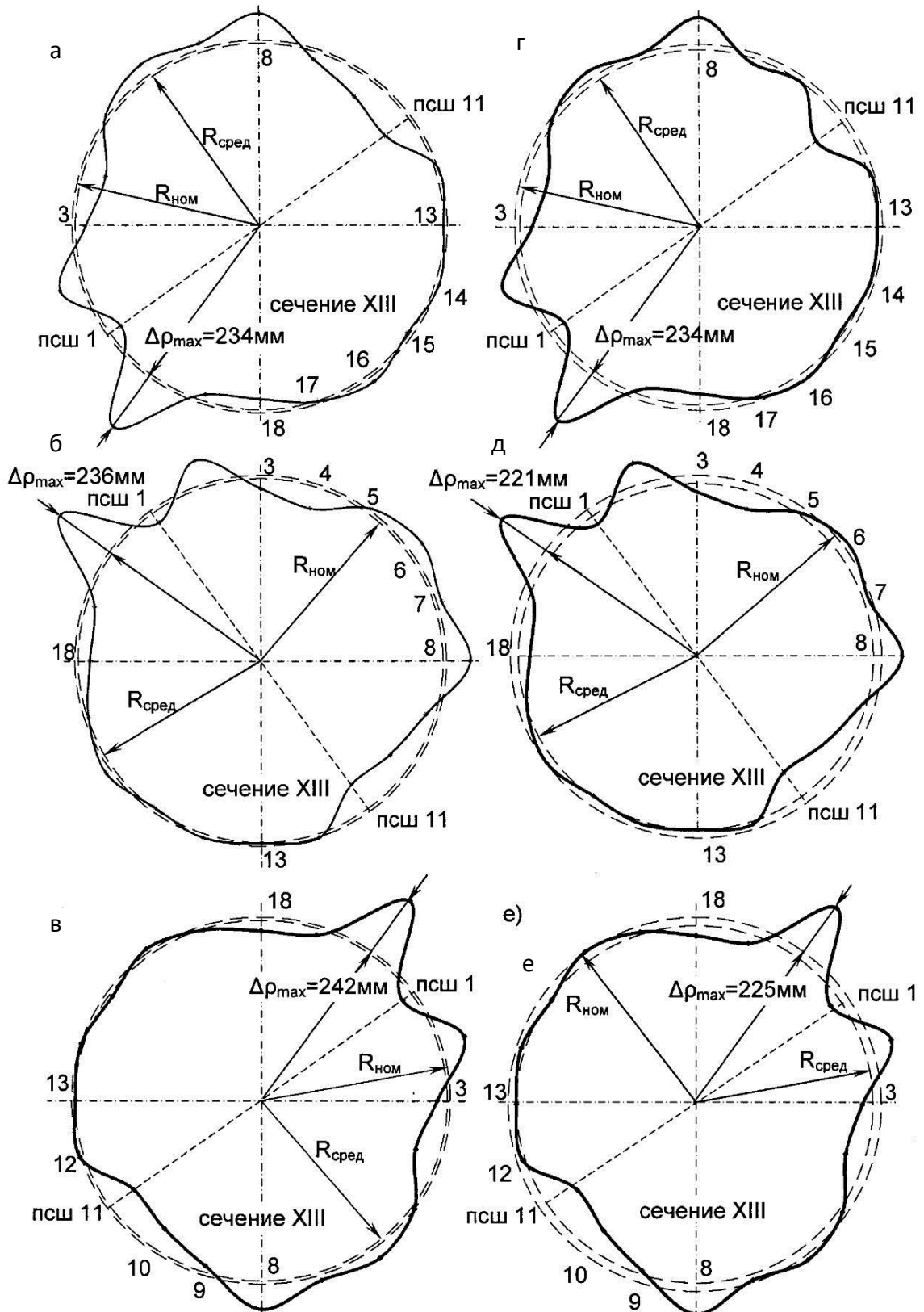


Рисунок Е.8 – Радиусы кривизны внешней (а), (б), (в) и внутренней (г), (д), (е) поверхностей для контрольного сечения XIII при расположении контрольных точек 8, 3, 18 на 12 ч

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 158170

МУФТА ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДА

Патентообладатель(ы): *Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Ухта" (RU)*

Автор(ы): *Попков Андрей Сергеевич (RU), Агиней Руслан Викторович (RU), Федоров Андрей Геннадьевич (RU)*

Заявка № **2015117074**

Приоритет полезной модели **05 мая 2015 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных моделей Российской Федерации **30 ноября 2015 г.**

Срок действия патента истекает **05 мая 2025 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Исаев Г.П. Исаев



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 153456

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАДИУСА КРИВИЗНЫ
ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ
КРУПНОГАБАРИТНЫХ ДЕТАЛЕЙ

Патентообладатель(ли): *Общество с ограниченной
ответственностью "Научно-исследовательский институт
природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ"
(RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2014137344

Приоритет полезной модели 15 сентября 2014 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных
моделей Российской Федерации 24 июня 2015 г.

Срок действия патента истекает 15 сентября 2024 г.

Врио руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Л.Л. Кирий



ПРИЛОЖЕНИЕ И



119421, г. Москва
ул. Новаторов, дом № 7А, корпус 2
тел (495) 580-9958
факс (495) 580-9959
E-mail: info@gesrv.ru

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

ООО «ГазЭнергоСервис»

В.С. Цветков

2016 г.



Стандарт организации

Система стандартизации ООО «ГазЭнергоСервис»

Регламент

**проведения ремонта дефектов нефтегазопроводов стальными
обжимными муфтами**

Дата введения 2017 - 01 - 09

год мес. день

Настоящий документ является собственностью
ООО «ГазЭнергоСервис» и не может быть
скопирован и передан сторонней организации
без согласия ООО «ГазЭнергоСервис».

г. Москва

ПРИЛОЖЕНИЕ К

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. заместителя генерального директора по
эксплуатации АО «Транснефть Север»

« » 2017 г.
М.П.

Чекалкин А.Л.



АКТ

внедрения научных результатов, полученных Федоровым А.Г.

Комиссия в составе:

Заместитель начальника отдела эксплуатации нефтепроводов	Казанцев Е.В.
Ведущий инженер отдела эксплуатации нефтепроводов	Иудов М.В.


установила, что научные результаты, полученные Федоровым Андреем Геннадьевичем, а именно:


1) новая конструкция муфты для ремонта трубопроводов, позволяющая обеспечить высокий коэффициент усиления муфты за счет плотного прилегания внутренней поверхности муфты к трубе при наличии геометрических несовершенств поверхности муфты и трубы, известная по патенту РФ на полезную модель 158170, опубликованную 20.12.2015 г.;

2) дополнительные диагностические методы исследования дефектной зоны трубы, включающие оценку области вокруг дефекта с возможными изменениями механических свойств, оценку напряженно-деформированного состояния стенки трубы, оценку и учет расчетного давления разрушения трубы с выявленным дефектом;

3) программный комплекс «PCPSearcher» для выбора полумуфт из числа имеющихся для ремонта, позволяющий выбирать их эффективное положение на ремонтируемом участке с целью достижения максимального возможного коэффициента усиления муфты в месте дефекта;

4) прибор для контроля кривизны поверхности полумуфты и трубы в дефектном сечении, известном по патенту РФ на полезную модель 153436, опубликованную 20.07.2015 г., использованы при ремонте магистрального нефтепровода МН «Ухта-Ярославль» участок «Синдор-Микунь» 235 км, находящегося в зоне ответственности Ухтинского РНУ.

Заместитель начальника отдела эксплуатации нефтепроводов		Казанцев Е.В.
--	---	---------------

Ведущий инженер отдела эксплуатации нефтепроводов		Иудов М.В.
---	---	------------